

Міністерство освіти і науки України
Кіровоградський національний технічний університет

Ф. П. Шкрабець, П.Г. Плешков

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

*Навчальний посібник
для напряму підготовки 6.050701
«Електротехніка та електротехнології»*

Кіровоград, 2010

УДК 621.311.4:621.316.1
ББК [31.29-5+31.279.1]
(075.8)

**Рекомендовано Міністерством освіти і науки України
(лист №1/11-6295 від 12.07.2010 р.)**

Рецензенти:

- Ю.Т.Разумний, доктор технічних наук, професор кафедри «Системи електроспоживання» Національного гірничого університету (м.Дніпропетровськ).
- Л.Г.Віхрова, кандидат технічних наук, професор, декан факультету «Автоматика та енергетика» Кіровоградського національного технічного університету.
- О.М. Сінчук, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри систем електроспоживання та енергетичного менеджменту Кременчуцького державного політехнічного університету імені Михайла Остроградського

ШКРАБЕЦЬ Ф.П., ПЛЄШКОВ П.Г.

Основи електропостачання. Навчальний посібник. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, -408 с.

Навчальний посібник призначено для студентів напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології», які вивчають дисципліну «Основи електропостачання». У посібнику розглядаються теоретичні та практичні питання основ електропостачання промислових та гірничих підприємств.

Значну увагу приділено розгляду електричних навантажень, компенсації реактивної потужності, улаштуванню електричних мереж та підстанцій систем електропостачання, надійності та якості електропостачання, релейному захисту та автоматизації і телемеханізації систем електропостачання. Крім того, викладені основи електробезпеки експлуатації систем електропостачання та енергетичного аудиту та менеджменту.

Посібник супроводжується контрольними питаннями та темами рефератів.

УДК 6 21.311.4:621.316.1
ШКРАБЕЦЬ Ф.П., ПЛЄШКОВ П.Г.

«РВЛ КНТУ», 2010

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	7
1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	9
1.1. Енергетична система і її основні частини	9
1.2. Споживачі електроенергії	10
1.3. Категорії електроприймачів по безперебійності живлення	12
1.4. Основні вимоги до систем електропостачання	13
1.5. Режим роботи нейтралі електричних мереж	14
1.6. Принципи побудови систем електропостачання	15
1.7. Схеми розподілу електроенергії	17
1.8. Схеми зовнішнього електропостачання	21
1.9. Схеми внутрішнього електропостачання	25
2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ	29
2.1. Загальні відомості	29
2.2. Види електричних навантажень	29
2.3. Графіки електричних навантажень	34
2.4. Визначення розрахункових навантажень	37
2.5. Розрахунок навантажень за технологічними даними	39
2.6. Визначення розрахункових величин по методу коефіцієнта попиту	40
2.7. Розрахунок електричних навантажень за коефіцієнтами використання та максимуму	41
2.8. Визначення витрат електроенергії та втрат	47
3. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	52
3.1. Наслідки підвищеного споживання реактивної потужності	52
3.2. Основні визначення	53
3.3. Способи зменшення споживання реактивної потужності	54
3.4. Компенсуючі пристрої	58
3.5. Вибір компенсуючих пристроїв	61
3.6. Розміщення компенсуючих пристроїв	63
4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ	67
4.1. Мета, зміст і порядок розрахунків	67
4.2. Ефективність вживання матеріалів і енергії	68
4.3. Методика техніко-економічних розрахунків	70
5. КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ У СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	74
5.1. Ушкодження електричних мереж і установок	74
5.2. Призначення розрахунків аварійних струмів	79
5.3. Допущення при розрахунках струмів короткого замикання	79
5.4. Процес протікання короткого замикання	80
5.5. Розрахункові схеми	84
5.6. Схеми заміщення і їх перетворення	86
5.7. Опори елементів кола короткого замикання	89

5.8.	Розрахунок струмів короткого замикання	94
5.9.	Розрахунок струмів КЗ від двигунів	97
5.10.	Розрахунок струмів КЗ для вибору вимикачів	98
5.11.	Несиметричні короткі замикання	99
5.12.	Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1000 В	102
5.13.	Особливості розрахунку струмів КЗ для релейного захисту й автоматики	103
5.14.	Нагрівання струмоведучих частин струмами КЗ	107
5.15.	Електродинамічна дія струмів КЗ	111
5.16.	Обмеження струмів короткого замикання	112
6.	НЕСИМЕТРИЧНІ УШКОДЖЕННЯ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 6 – 35 КВ	116
6.1.	Види несиметричних ушкоджень і режими нейтралі мереж	116
6.2.	Однофазні замикання на землю	120
6.2.1.	Струми замикання на землю в сталому режимі	121
6.2.2.	Струми замикання на землю в перехідному режимі	125
6.3.	Амплітудні і фазові характеристики аварійних струмів при однофазних замиканнях на землю	132
7.	ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ	140
7.1.	Способи передачі електричної енергії	140
7.2.	Конструктивне виконання мереж зовнішнього електропотсачання	141
7.3.	Струмопроводи і шинопроводи	147
7.4.	Електропроводки	148
7.5.	Особливості розрахунку місцевих мереж	149
7.6.	Активний опір лінії	150
7.7.	Індуктивний опір лінії	151
7.8.	Схеми заміщення районних ліній електропередач	153
7.9.	Активна провідність ліній електропередачі	156
7.10.	Реактивна провідність ліній електропередачі	158
7.11.	Техніко-економічний розрахунок мереж	159
7.12.	Вибір перерізу проводів та жил кабелів за нагріванням	163
7.13.	Втрата напруги в електричних мережах	164
7.14.	Розрахунок електричних мереж за втратами напруги	166
7.15.	Механічні навантаження проводів та тросів	168
7.16.	Стріла прогину та механічна напруга у проводі	171
8.	ПІДСТАНЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	175
8.1.	Призначення підстанцій і їхня класифікація	175
8.2.	Схеми з'єднання підстанцій	176
8.3.	Вибір типу і потужності трансформаторів	181
8.4.	Цехові трансформаторні підстанції	183
8.5.	Конструктивне виконання трансформаторних підстанцій і розподільних пристроїв	188

9.	ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІЙ ТА РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ	194
9.1.	Силові трансформатори та автотрансформатори	194
9.2.	Комутаційна апаратура напругою понад 1000 В	197
9.3.	Вимірювальні трансформатори струму	199
9.4.	Вимірювальні трансформатори напруги	203
9.5.	Ізолятори і шини розподільчих пристроїв	205
9.6.	Роз'єднувачі, віддільники, короткозамикачі і запобіжники	206
9.7.	Вибір і перевірка електричних апаратів	208
9.8.	Безконтактна комутаційна апаратура	222
10.	ОСНОВИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	226
10.1.	Основні поняття теорії надійності в електроенергетиці	226
10.2.	Показники і критерії надійності	230
10.3.	Причини і характер ушкоджень основних елементів систем електропостачання	232
10.4.	Основи розрахунку надійності	234
10.5.	Визначення очікуваного збитку від перерв в електропостачанні	235
11.	ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	237
11.1.	Якість електричної енергії в системах електропостачання	237
11.2.	Показники якості електричної енергії	238
11.3.	Методи розрахунків показників якості електричної енергії	245
11.4.	Вплив якості електричної енергії на режими роботи електрообладнання	255
12.	ПОНЯТТЯ ПРО СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ І ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ	268
12.1.	Режими електричної системи	268
12.2.	Стійкість режиму електричної системи	269
12.3.	Стійкість вузлів навантаження	277
12.4.	Пуск і самозапуск двигунів	284
13.	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ У СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	286
13.1.	Призначення релейного захисту	286
13.2.	Основні вимоги до релейного захисту	287
13.3.	Основні принципи дії релейного захисту	288
13.4.	Функціональні елементи пристроїв релейного захисту та автоматики	290
13.5.	Максимальний струмів захист	294
13.6.	Струмова відсічка	297
13.7.	Максимальний струмовий направлений захист	302
13.8.	Диференціальні струмові захисти	305
13.9.	Захист від замикань на землю	310
13.10.	Захист електричних мереж і установок	315

14.	АВТОМАТИЗАЦІЯ І ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	320
14.1.	Загальні відомості	320
14.2.	Автоматичне включення резерву	321
14.3.	Автоматичне повторне включення	326
14.4.	Призначення і принципи виконання автоматичного частотного розвантаження	329
14.5.	Автоматичне регулювання напруги	333
15.	ПЕРЕНАПРУГИ І ЗАХИСТ ВІД НИХ	337
15.1.	Перенапруги в електроустановках	337
15.2.	Захист від прямих ударів блискавки	340
15.3.	Захист від грозових і хвиль перенапруг, що набігають	345
15.4.	Захист від внутрішніх перенапруг	349
16.	ОСНОВИ ЕЛЕКТРОТРОБЕЗПЕКИ	351
16.1.	Дія електричних струмів на організм людини	351
16.2.	Електробезпека електричних мереж	352
16.3.	Заходи захисту від поразки електричним струмом	358
16.4.	Призначення захисного заземлення	359
16.5.	Сутність захисного відключення	360
16.6.	Занулення електроустаткування	362
17.	ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	367
17.1.	Нормування і планування електроспоживання	367
17.2.	Організація обліку і контролю електроенергії	368
17.3.	Задача раціонального регулювання добового графіка активного навантаження	371
17.4.	Регулювання режиму електроспоживання при дефіциті потужності в енергосистемі	373
17.5.	Економія електроенергії в промислових електроустановках	375
18.	ОСНОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ТА АУДИТУ	380
18.1.	Основні поняття з управління енергетичними ресурсами	380
18.2.	Функції та напрями діяльності енергоменеджера	381
18.3.	Ухвалення рішення та його оцінка	383
18.4.	Планування	384
18.5.	Стадії та основні складові енергоменеджменту	388
18.6.	Енергетична політика і організація енергетичного менеджменту на підприємстві	391
18.7.	Основні етапи енергетичного аудиту	394
18.8.	Оцінка енергоспоживання та витрат	395
18.9.	Розрахунок енергетичних потоків	396
18.10.	Аналіз енергопотоків	401
18.11.	Розробка енергозберігаючих проектів	403
18.12.	Експертиза енергозберігаючих проектів	403
18.13.	Подання результатів енергоаудиту	404
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	406

ПЕРЕДМОВА

Завдання електропостачання промислових підприємств виникло одночасно із широким впровадженням електропривода як рушійної сили різних машин і механізмів і будівництвом електростанцій. Системи електропостачання промислових підприємств створюються для забезпечення живлення електроенергією промислових приймачів, до яких ставляться електродвигуни різних машин і механізмів, електричні печі, електролізні установки, апарати й машини для електричного зварювання, освітлювальні установки й ін.

У міру розвитку електроспоживання ускладнюються й системи електропостачання промислових підприємств. Виникає необхідність впроваджувати автоматизацію систем електропостачання промислових підприємств, здійснювати в широких масштабах диспетчеризацію процесів виробництва із застосуванням телесигналізації й телекерування й вести активну роботу з економії електроенергії.

Важливою особливістю систем електропостачання є неможливість створення запасів основного використовуваного продукту електроенергії. Вся одержувана електроенергія негайно споживається. При непередбачених коливаннях навантаження необхідна точна й негайна реакція системи керування, що компенсує виниклий дефіцит.

Системі електропостачання великого підприємства притаманна наявність глибоких внутрішніх зв'язків, що не дозволяють розчленовувати системний, комплексний підхід, що враховує взаємовплив факторів, і урахування їхньої динамічності. Під впливом різноманітних збурювань відбувається безперервна зміна стану системи.

Головною проблемою в найближчому майбутньому з'явиться створення раціональних систем електропостачання промислових підприємств, що зв'язано з наступним:

1) вибором і застосуванням раціонального числа трансформацій. Застосування на промислових підприємствах раціональних систем електропостачання приведе до скорочення числа трансформацій до двох-трьох. У цьому випадку економія електроенергії складе не менш 10-15% усього її витрати (споживання) промисловим підприємством.

2) вибором і застосуванням раціональних напруг. Застосування раціональних напруг у системах електропостачання промислових підприємств дає значну економію у втратах електроенергії. Нераціональні рішення в цьому напрямку приводять до того, що в експлуатації перебувають системи електропостачання, у яких втрати електроенергії доходять до 35-40%.

3) правильним вибором місця розміщення цехових і головних розподільних (знижувальних) підстанцій. Розташування живильних підстанцій у відповідних центрах електричних навантажень забезпечує мінімальні річні наведені витрати. Усякий зсув живильної підстанції із

центра електричних навантажень веде до збільшення цих витрат і підвищених витрат електроенергії.

4) подальшим удосконалюванням методики визначення електричних навантажень. Правильне визначення очікуваних навантажень сприяє рішенню загального завдання оптимізації побудови систем внутрішньозаводського електропостачання.

5) раціональним вибором числа й потужності трансформаторів, а також схем електропостачання і їхніх параметрів, що веде до скорочення втрат електроенергії, підвищенню надійності й сприяє здійсненню загального завдання оптимізації побудови систем електропостачання;

6) принципово новою постановкою для рішення таких завдань, як, наприклад, вирівнювання електричних навантажень.

Підтримка напруги, близької до номінальної, звичайно провадиться за рахунок регулювання напруги різними додатковими пристроями. При цьому особливо в умовах глибокого регулювання напруги мають місце додаткові втрати електроенергії. У таких випадках ефективніше застосовувати підвищення номінальної напруги, що набагато вигідніше економічно.

Загальне завдання оптимізації систем промислового електропостачання крім зазначених вище положень включає також раціональні рішення на вибір перетинів проводів і жили кабелів, способів компенсації реактивної потужності, автоматизації, диспетчеризації й ін.

В процесі підготовки навчального посібника був використаний досвід авторів викладання дисциплін «Основи електропостачання» та «Електропостачання промислових підприємств» у Національному гірничому університеті (м. Дніпропетровськ) та Кіровоградському національному технічному університеті.

1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. ЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА І ЇЇ ОСНОВНІ ЧАСТИНИ

У загальному випадку під *енергетичною системою (енергосистемою)* мають на увазі сукупність електростанцій, ліній електропередачі, підстанцій і теплових мереж, зв'язаних в одне ціле спільністю режиму і безупинного процесу виробництва і розподілу електричної і теплової енергії.

Окремі енергетичні системи, зв'язані між собою електричними мережами, називаються *об'єднаною енергетичною системою*. Далі наводяться основні визначення, що характеризують структуру електропостачання промислових підприємств. Ці визначення прийняті відповідно до діючих стандартів і Правил пристрою електроустановок (ППЕ).

Електроустановками називаються установки, у яких виробляється, перетворюється, передається, розподіляється і споживається електрична енергія. Електроустановки розділяються на установки напругою до 1000 В і установки вище 1000 В.

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називається електроустаткування (трансформатор, електродвигун, перетворювач, світильник тощо), що споживає чи перетворює електроенергію.

Електричною системою називається частина енергосистеми, яка складається з генераторів, розподільних пристроїв, електричних мереж і електроприймачів. Таким чином, електрична система виробляє, розподіляє і перетворює електричну енергію.

Системою електропостачання називається сукупність пристроїв для виробництва і розподілу електричної енергії. Система електропостачання забезпечує живлення електроенергією споживачів якого-небудь підприємства, групи підприємств тощо. Таким чином, електропостачання являє собою одну частину електрифікації народного господарства, а споживання і використання електричної енергії – іншу.

Електричні мережі – це елемент системи електропостачання, призначений для передачі і розподілу електричної енергії. Вони складаються з ліній електропередачі, підстанцій, розподільних і перемикальних пунктів, що працюють на визначеній території.

Лінії електропередачі – система проводів, що служать для передачі електроенергії від генераторів електростанцій до місць споживання і для розподілу її між електроприймачами.

Теплові мережі — сукупність трубопроводів і допоміжних пристроїв, що служать для передачі і розподілу теплової енергії (пара, гаряча вода) від теплоелектроцентралі до споживачів.

Підстанцією називається електроустановка, яка призначена для перетворення і розподілу електроенергії і складається з трансформаторів та інших перетворювачів енергії, розподільних пристроїв, пристроїв керування тощо.

Розподільним пристроєм (РП) називається електроустановка, яка служить для прийому і розподілу електроенергії та складається з комутаційних апаратів,

пристроїв захисту й автоматики, збірних і сполучних шин і допоміжних пристроїв.

Підстанції і розподільні пристрої можуть бути відкритими і закритими.

Електропідстанції або підвищують напругу, яка підводиться (підвищувальні), або знижують її (знижувальні). Підстанції є тими елементами системи, через які приєднуються станції до мереж і з'єднуються між собою мережі різних напруг.

Роль енергетичних систем в економіці країни надзвичайно велика. Це визначається тим, що електричний привод є основним видом привода в промисловості, а потреби в теплі в основному забезпечуються електричними станціями, які працюють у складі енергетичної системи. У цьому зв'язку необхідна надійна робота енергосистем, а також їх висока економічна ефективність.

Енергетичні системи можна розрізнити по ряду ознак: по виду ресурсів, що використовуються, по складу споживачів енергії і по взаємному географічному розташуванню джерел енергетичних ресурсів, а також електричних станцій і споживачів енергії. Вони можуть класифікуватися також по потужності, структурі потужностей, що генерують, щільності навантаження, конфігурації схеми електричних мереж.

1.2. СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Приймачем електроенергії (те ж — електроприймачем, струмоприймачем) називається електрична частина виробничої установки, що одержує електроенергію від джерела та перетворює її в механічну, теплову, хімічну, світлову енергію, в енергію електростатичного та електромагнітного поля.

За технологічним призначенням приймачі електроенергії класифікуються залежно від виду енергії, у який даний приймач перетворює електричну енергію: електродвигуни приводів машин і механізмів; електротермічні установки; електрохімічні установки; установки електроосвітлення; установки електростатичного та електромагнітного поля, електрофільтри; пристрої іскрової обробки, пристрої контролю та випробування виробів (рентгенівські апарати, установки ультразвуку і т.п.).

Сукупність електроприймачів виробничих установок цеху, корпусу, підприємства, приєднаних за допомогою електричних мереж до загального пункту електроживлення, називається електроспоживачем.

Розглянемо основні види електроприймачів різного технологічного призначення, електроспоживачів різних галузей промисловості, характер їхніх навантажень і особливості режимів роботи.

Електродвигуни застосовуються в приводах різних виробничих механізмів на всіх промислових підприємствах. Електропривод це комплекс електричних машин, апаратів і систем керування, у якому електродвигуни конструктивно пов'язані з виконавчим механізмом і перетворюють електричну енергію в механічну роботу. Електропостачання приводів виконується з урахуванням їх параметрів, процесу роботи та виробничих умов.

Виконавчі виробничі механізми вимагають постійної та регульованої час-

тоти обертання. Ця вимога є визначальною при виборі типу електродвигуна. В установках, що не потребують регулювання швидкості в процесі роботи, застосовуються винятково електроприводи змінного струму (асинхронні та синхронні двигуни).

Для нерегульованих приводів техніко-економічним порівнянням за умовами електропостачання та вартості привода встановлена найбільш економічна область застосування асинхронних і синхронних електродвигунів залежно від напруги.

Таким чином, нерегульовані електродвигуни змінного струму – основний вид електроприймачів у промисловості, на частку якого доводиться близько 2/3 сумарної потужності. При необхідності широкої, плавної зміни швидкості застосовують в основному приводи постійного струму.

Перетворення електричної енергії змінного струму в постійний струм для відповідних електроприймачів вимагає капітальних витрат на установку перетворювальних агрегатів і апаратури керування, на будівництво приміщень для них, а також експлуатаційних витрат на їхнє обслуговування та на втрати електроенергії. Тому система електропостачання та питома вартість електроенергії на постійному струмі вище, ніж на змінному. Двигуни постійного струму коштують дорожче, ніж асинхронні або синхронні двигуни. Але регульовані приводи постійного струму є технологічно ефективними в таких випадках, коли потрібна швидка зміна частоти обертання або реверсування двигуна, наприклад прокатні стани на металургійних заводах. Для живлення двигунів постійного струму на промислових підприємствах передбачаються перетворювальні установки.

Електротермія, електрозварювання, електроліз, електроосвітлення та інші споживачі становлять близько 1/3 сумарного промислового навантаження.

Електротермічні приймачі відповідно до методів нагрівання діляться на наступні групи: дугові електропечі для плавки чорних і кольорових металів, установки індукційного нагрівання для плавки та термообробки металів і сплавів, електричні печі опору, електрозварювальні установки, термічні комунально-побутові прилади.

Електрозварювальні установки змінного струму дугового та контактного зварювання представляють собою однофазне нерівномірне та несинусоїдальне навантаження з низьким коефіцієнтом потужності: 0,3 для дугового зварювання та 0,7 для контактної. Зварювальні трансформатори та апарати малої потужності підключаються до мережі 380/220 В, могутніші - до мережі 6-10 кВ.

Електрохімічні та електролізні установки (електролітичні ванни для електролізу води, розчинів, розплавів кольорових металів; установки електрохімічних процесів у газі; ванни для гальванічних покриттів: омедніння, нікелювання, хромування, оцинкування і т.п.) працюють на постійному струмі, що одержують від перетворювальних підстанцій, що випрямляють трифазний змінний струм. Електролітичний процес вимагає сталості випрямленого струму, для чого необхідне регулювання напруги. Коефіцієнт потужності установок 0,8-0,9.

Установки електричного освітлення з лампами накаливання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими лампами застосовують-

ся на всіх підприємствах для внутрішнього та зовнішнього висвітлення. Питома щільність навантаження електроосвітлення у виробничих цехах залежить від рівня нормованої освітленості та звичайно становить у цехах металообробки, лиття, у котельних і термічних цехах 10—12 Вт/м². в інструментальних, шліфувальних цехах і цехах точної обробки 13—20 Вт/м².

1.3. КАТЕГОРІЇ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ ПО БЕЗПЕРЕБІЙНОСТІ ЖИВЛЕННЯ

На промислових підприємствах можуть бути електроприймачі, перерви в електропостачанні яких неприпустимі навіть на порівняно короткий проміжок часу, необхідний черговому персоналу на оперативні переключення, які зв'язані з відновленням живлення після аварійного відключення ушкодженої ділянки мережі. При цьому одні й ті ж самі за своїм характером і призначенню електроприймачі на одних підприємствах можуть зовсім не припускати перерв живлення, а на інші – припускати їх на деякий термін без збитку для виробництва.

Перерва в електропостачанні може приводити до різних несприятливих наслідків. Так, наприклад, на металургійних або хімічних виробництвах, а також на деяких шахтах перерва в електропостачанні приводить до розладів безупинних технологічних процесів, до виходу з ладу основного технологічного устаткування, а в інших випадках – до утворення вибухонебезпечних концентрацій газів при припиненні вентиляції, що загрожує життю людей. Деякі ж виробництва при перервах в електропостачанні несуть тільки витрати від недовипуску продукції.

Відповідно до характеру збитку, що може бути нанесений окремому підприємству або народному господарству при раптових перервах електропостачання, усім електроприймачам привласнюють визначену категорію у відношенні забезпечення надійності їхнього електропостачання. Різноманіття споживачів електроенергії Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) умовно підрозділяють на три основні категорії по безперебійності живлення:

I – електроприймачі, порушення електропостачання яких спричиняє небезпеку для життя людей, значний збиток народному господарству, ушкодження устаткування, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення особливо важливих елементів народного господарства;

II – електроприймачі, перерва в електропостачанні яких зв'язана з масовою недовідпусткою продукції, простоєм робітників, механізмів і промислового транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів;

III – всі інші електроприймачі, які не підходять під визначення I і II категорій, що допускають перерви в електропостачанні без істотного збитку для споживачів протягом часу, необхідного для ремонту чи заміни електроустаткування, що вийшло з ладу.

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення (наприклад, від різних секцій збірних шин

підстанції, що нормально працюють роздільно). Перерва в живленні може бути припущена лише на час автоматичного введення резервного живлення (кілька секунд), або повинно бути не менш двох агрегатів однакового призначення, що одержують живлення від незалежних джерел.

Незалежними джерелами є:

а) дві електростанції;

б) дві підстанції енергосистеми;

в) дві секції збірних шин електростанції або підстанції енергосистеми за умови, що кожна із секцій у свою чергу одержує живлення від незалежного джерела і секції не зв'язані між собою чи мають зв'язок, що відключається автоматично при порушенні нормальної роботи однієї секції.

Для живлення електроприймачів особливої групи крім двох основних джерел живлення електроприймачів 1-ї категорії повинно передбачатися третє незалежне джерело, достатнє для безаварійної зупинки виробництва. В якості таких джерел можуть бути використані дизельні електростанції, акумуляторні батареї тощо, які включаються автоматично при зникненні напруги на обох основних джерелах живлення. При виході з роботи одного з двох основних джерел живлення незалежне джерело живлення переводиться в режим гарячого резерву. Потужність третього незалежного джерела повинна бути мінімальною, що забезпечує живлення тільки електроприймачів особливої групи, необхідної для безаварійної зупинки виробництва.

Для електроприймачів II категорії припустима перерва електропостачання на час, необхідний для включення резервного живлення черговим персоналом чи виїзною оперативною бригадою. Припускається живлення приймачів II категорії одним трансформатором.

Для споживачів III категорії припускаються перерви, необхідні для ремонту чи заміни електроустаткування, але не більш доби.

Віднесення споживачів до I категорії спричиняє підвищення вимог у відношенні резервування і, як наслідок, збільшення капітальних витрат на електроустаткування. Внаслідок цього в кожному окремому випадку необхідно ретельно аргументувати віднесення споживачів до тієї чи іншої категорії по безперебійності живлення.

1.4. ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Вимоги, пропоновані до схем електропостачання, залежать від багатьох факторів, сутність основних з них зводиться до наступного:

1. Джерела живлення необхідно максимально наближати до електроустановок споживачів.

2. Система електропостачання повинна забезпечувати необхідну надійність живлення підприємства й окремих споживачів відповідно до їхньої категорії за ступенем відповідальності.

3. Схеми електропостачання, як правило, повинні будуватися таким чином, щоб усі їхні елементи постійно знаходилися під напругою.

4. Робота всіх елементів схеми (ліній, трансформаторів) повинна передбачатися, як правило, роздільна, тому що при паралельній роботі збільшуються струми короткого замикання й ускладнюються пристрої релейного захисту.

5. При побудові схем електропостачання необхідно застосовувати глибоке секціонування шин у всіх ланках системи розподілу енергії, починаючи від вузлової підстанції і закінчуючи шинами підстанцій нижчої напруги.

6. Повинні передбачатися заходи щодо забезпечення необхідних показників якості електроенергії (зокрема стабільність, мінімум коливань і припустимі величини відхилень напруги в нормальних, аварійних і післяаварійних режимах).

7. Система електропостачання як у схемній, так і в конструктивній частині повинна передбачати і забезпечувати можливість зростання електричних навантажень на найближчі 10 років.

8. Система електропостачання підприємства повинна задовольняти економічності, що відповідає мінімуму розрахункових витрат, простоті, зручності і безпеці експлуатації.

Такі найголовніші вимоги до систем електропостачання на всіх її ступенях.

1.5. РЕЖИМ РОБОТИ НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Надійність роботи електроустановок і систем електропостачання в цілому значною мірою залежить від режиму нейтралі джерел і приймачів трифазного струму. Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) по режиму роботи нейтралі всі електроустановки й електричні мережі поділяються на наступні основні групи — із глухозаземленою, з ізольованою і з ефективно заземленою нейтраллю. Мережею з *глухозаземленою* нейтраллю називається мережа, у якій нейтралі трансформаторів чи генераторів приєднані до пристрою, що заземлює, чи безпосередньо через малий опір (наприклад, через трансформатори струму). Мережею з *ізольованою* нейтраллю називається мережа, нейтраль, у якій нейтралі трансформаторів чи генераторів не приєднані до пристрою, що заземлює, чи приєднані до нього через прилади сигналізації, виміру, дугогасні реактори і подібні їм пристрої, що мають великий опір. Мережею з *ефективно заземленою* нейтраллю називається трифазна електрична мережа напругою вище 1 кВ, у якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Коефіцієнтом замикання на землю в трифазній електричній мережі називається відношення значень різниці потенціалів між неущокованою фазою і землею в точці замикання на землю іншої фази і різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання.

Електричні мережі напругою до 1000 В працюють як з ізольованою, так і з заземленою нейтраллю. При виборі режиму роботи нейтралі керуються міркуваннями економії, надійності й електробезпеки.

Якщо є однофазні електроприймачі (наприклад, освітлювальні), які включаються на фазну напругу, застосовують чотирьохпроводні мережі. Сполучене живлення силового й освітлювального навантажень від загальних сило-

вих трансформаторів привело до широкого поширення чотирьохпроводної мережі напругою 380/220 В. У цих мережах дуже важко забезпечити гарну ізоляцію, у зв'язку з чим ПУЕ рекомендує виконувати їх із глухозаземленою нейтраллю. Трьохпроводні мережі напругою до 1000 В з заземленою нейтраллю практично не застосовуються. У підземних виробленнях за умовами електробезпеки заборонене застосування установок із заземленою нейтраллю. Не застосовується заземлена нейтраль при напрузі 660 В поза залежністю від місця установки в зв'язку зі збільшенням напруги дотику.

Електричні мережі напругою 6 – 35 кВ виконуються з ізолюваною нейтраллю чи з нейтраллю, заземленою через апарати, що компенсують ємнісний струм (дугогасні реактори). Компенсація ємнісного струму, значення якого пропорційно напрузі і довжині (ємності) електрично зв'язаних ліній, застосовується при значеннях струму замикання на землю, що перевищують 30 А в мережах напругою 6 кВ, 20 А в мережах напругою 10 кВ і 10 А в мережах напругою 35 кВ. При струмах замикання на землю 50 А й більш рекомендується встановлювати не менш двох дугогасних реакторів.

Мережі напругою 110 кВ і вище, як правило, виконуються з глухозаземленою чи ефективно заземленою нейтраллю. У зв'язку з цим захист (реле і трансформатори струму) необхідно встановлювати в трьох фазах, що приводить до деякого подорожчання. Дорожче обходяться і пристрої, що заземлюють. Але, тому що таких установок значно менше, ніж на напругу 6 – 35 кВ, а вартість ізоляції зменшується і надійність роботи (релейний захист) збільшується, застосування глухозаземленої нейтралі в таких мережах себе цілком виправдує.

1.6. ПРИНЦИПИ ПОБУДОВИ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Основними джерелами електропостачання переважної більшості сучасних підприємств є районні енергетичні системи і тільки у відносно рідких випадках – місцеві електростанції. Останні можуть бути доцільними й економічними тільки в тому випадку, коли вони служать для комбінованого постачання підприємств електроенергією і теплом, і тільки в районах, вилучених від існуючих енергосистем.

В даний час, коли електрогосподарство потужних промислових підприємств незмірно виросло, а їхні потужності і території різко зросли, для живильних мереж широко застосовують напруги не тільки 35, але і 110 – 220 кВ. Типова схема електропостачання промислового району має звичайно кілька джерел живлення, зв'язаних між собою підстанціями і лініями електропередачі. Число джерел живлення залежить від категорії споживачів і вирішується в залежності від збитків (збитку) виробництва при припиненні електропостачання. Джерела живлення вважаються незалежними, якщо порушення режиму чи ушкодження одного з них не спричиняє порушення чи припинення роботи іншого.

Навантаження між джерелами живлення підприємства розподіляється в залежності від їхньої потужності, віддаленості, економічності і сезонності ро-

боти. Джерела малопотужні, неекономічні чи вилучені звичайно використовуються тільки для резервування.

Кількість приймальних пунктів на підприємстві визначається загальною схемою електропостачання, величиною необхідної потужності, територіальним розміщенням навантажень, необхідним ступенем безперебійності, а також наявністю чи відсутністю власного джерела живлення. Тип приймального пункту залежить від потужності, яка підводиться, і величини живильної напруги. Усі пункти прийому електроенергії від системи повинні бути також зв'язані між собою і з власними електростанціями кабельними чи повітряними лініями або ж токопроводами.

Електропостачання підприємств прийняте розділяти на зовнішнє і внутрішнє. При цьому під зовнішнім електропостачанням мається на увазі комплекс споруджень, що забезпечують передачу електроенергії від обраної крапки приєднання до енергосистеми до прийомних підстанцій підприємства. Внутрішнє електропостачання – це комплекс мереж і підстанцій, розташованих на території підприємства. Схема електропостачання підприємства виконується з урахуванням особливостей режиму роботи окремих споживачів, можливостей подальшого розширення виробництва, зручності обслуговування тощо; вона визначається величиною навантажень і категоріями споживачів, залежить від характеру розміщення навантажень, а також від планування окремих об'єктів на генплані підприємства, від числа і потужності підстанцій, наявності окремих великих електроприймачів і тісно зв'язана з технологією виробництва.

Схема електропостачання є комплексом взаємозалежних елементів, тому розподіл її на зовнішню і внутрішню не завжди можливий, тим більше, що застосування сучасних систем електропостачання робить такий розподіл умовним. У залежності від багатьох факторів, що визначають схему електропостачання, вона може бути виконана в декількох варіантах. Головною задачею при її створенні є визначення оптимального варіанта. При виборі варіантів перевагу необхідно віддавати підвищеній напрузі, що забезпечує перспективу розвитку, і найпростішим схемам з мінімальною кількістю комутаційної та іншої апаратури.

Як правило, схеми електропостачання підприємств мають ступеневу побудову. Число ступіней залежить від потужності підприємства і характеру розміщення електричних навантажень на його території. У більшості випадків застосовуються дві – три ступіні, тому що багатоступеневі схеми ускладнюють захист і експлуатацію.

На першій ступіні розподілу електроенергії (зовнішнє електропостачання) можуть застосовуватися дві системи:

- а) повітряні чи кабельні лінії напругою 35 – 220 кВ;
- б) жорсткі чи гнучкі токопроводи напругою 6, 10 і 35 кВ.

При цьому під першою ступінню розподілу енергії мається на увазі мережна ланка між джерелом живлення підприємства і підстанціями глибоких вводу (ПГВ), якщо розподіл виробляється при напрузі 35 – 220 кВ, або між головною знижувальною підстанцією (ГЗП) і високовольтним розподільним пунктом (ВРП), якщо розподіл виробляється при напрузі 6 – 10 кВ.

Під другою ступінню розподілу енергії (внутрішнє високовольтне електропостачання) мається на увазі мережна ланка між ВРП чи розподільним пристроєм (РП) вторинної напруги ПГВ і трансформаторними підстанціями (ТП) чи ж окремими електроприймачами напругою 6 — 10 кВ: електродвигунами, перетворювачами тощо.

Під третьою ступінню розподілу енергії (внутрішнє низьковольтне електропостачання) мається на увазі мережна ланка між ТП і споживачами електроенергії напругою до 1000 В.

1.7. СХЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Схеми розподілу електроенергії на рівнях зовнішнього і внутрішнього електропостачання на сучасних підприємствах реалізують східчастий принцип побудови з однократною, двох- трьох- і більш кратною трансформацією напруги.

Електроустановку, через яку електроенергія надходить у ланку схеми з даною робочою напругою, будемо називати джерелом живлення (ДЖ), а електроустановку, що одержує електроенергію від цієї ланки,— приймачем (П). Джерелами живлення для першої ланки схеми електропостачання є приймальні пункти, на які електроенергія надходить від енергосистеми, а приймачами — споживачі електроенергії (знижувальні підстанції, двигуни, які працюють на напрузі, що підводиться від енергосистеми). Для другої ланки джерелами живлення є знижувальні підстанції, через які електроенергія надходить з першої в другу ланку, а приймачами — знижувальні підстанції, на яких виробляється подальше зниження напруги для подачі електроенергії в третю ланку, і двигуни, які працюють при напрузі другої ланки.

Схеми в окремих ланках системи електропостачання можуть бути радіальними, магістральними (з однобічним живленням, із двостороннім живленням і кільцевими) і змішаними.

Радіальними називають схеми, у яких відсутні відгалуження за довжиною живильної лінії (рис. 1.1). Радіальна система доцільна головним чином там, де маються великі зосереджені навантаження, розташовані в різних напрямках від джерела живлення. При різкозмінних навантаженнях, що викликають значні коливання напруги, застосування радіального живлення дозволяє зменшити їхній вплив на роботу інших електроприймачів. Радіальна система живлення має велику гнучкість і зручності в експлуатації, тому що ушкодження чи ремонт однієї лінії відбивається на роботі тільки одного споживача.

Магістральними називають схеми, у яких від однієї лінії живляться кілька споживачів, розташованих уздовж її протягу (рис. 1.2).

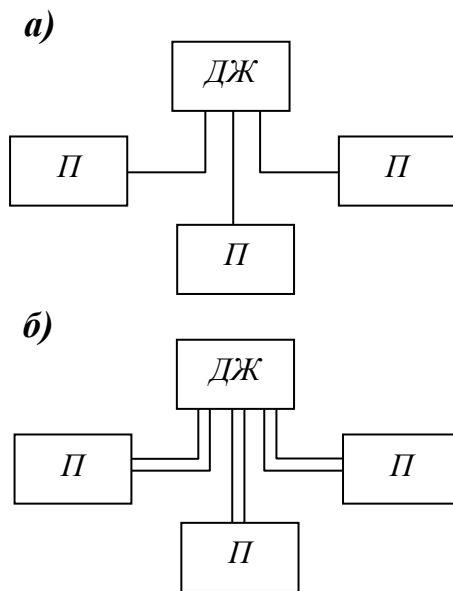


Рис. 1.1. Радіальні схеми розподілу електроенергії: а – одиночна; б – подвійна

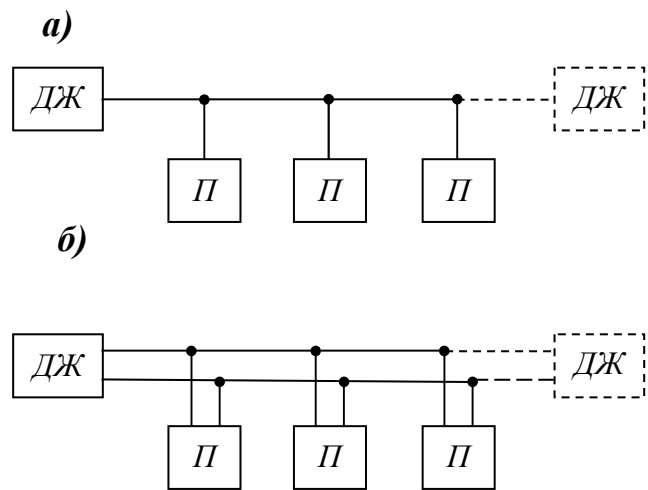


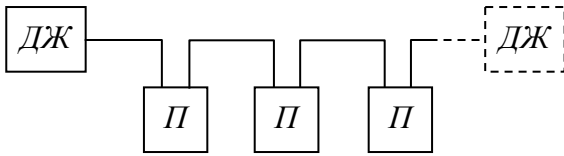
Рис. 1.2. Магістральні схеми розподілу електроенергії з глухими відпайками: а – одиночна; б – подвійна

Вибір тієї чи іншої схеми визначається територіальним розміщенням навантажень, їхніми величинами, необхідним ступенем надійності живлення та інших характерних рис підприємства.

У залежності від необхідного ступеня надійності електропостачання споживачів схеми виконують одиночними (див. рис. 1.1, а і 1.2, а) чи подвійними (див. рис. 1.1, б і 1.2, б). Одиночні схеми застосовують для живлення споживачів 3-ї категорії, а також споживачів 2-ї категорії, якщо припинення роботи останніх не зв'язано з порушенням нормального функціонування виробництва і не спричиняє значного економічного збитку. Для живлення споживачів 1-ї категорії, а також споживачів 2-ї категорії, припинення роботи яких зв'язано з порушенням нормального функціонування чи виробництва спричиняє значний економічний збиток, застосовують подвійні схеми. Радіальні схеми (див. рис. 1.1) застосовують для подачі електроенергії до відособлених споживачів чи групи споживачів, розміщених осторонь від інших споживачів.

Магістральні схеми з однобічним живленням широко застосовують при розташуванні споживачів уздовж одного напрямку, для групи технологічно зв'язаних споживачів, а також у всіх випадках, коли вони мають техніко-економічні переваги в порівнянні з іншими схемами. При повітряних лініях застосовують в основному магістральні схеми з глухими відпайками (див. рис. 1.2). При кабельних лініях застосовують в основному ланцюжкові схеми з заводом магістральної лінії на розподільний пункт або до споживача (рис. 1.3).

а)



б)

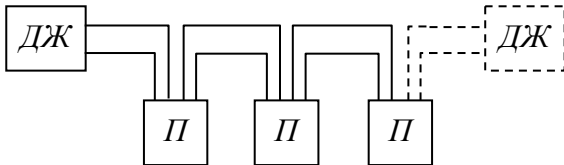


Рис. 1.3. Ланцюжкові магістральні схеми розподілу електроенергії:
а – одиночна; б – подвійна

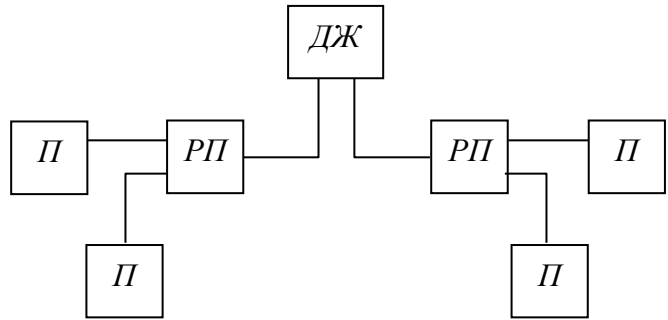


Рис. 1.4. Радіальна двоступенева схема розподілу електроенергії

Радіальні і магістральні схеми з однобічним живленням можуть виконуватися одноступеневими та двоступеневими (рис. 1.4). В останньому випадку на першій ступені електроенергія підводиться від джерела живлення до розподільних пунктів, а на другій - від розподільних пунктів безпосередньо до споживачів. При цьому в ряді випадків може виявитися доцільним сполучення радіальної схеми на першій ступені з магістральною на другій ступені (рис. 1.5) чи навпаки (рис. 1.6). На будь-якій ступені можливо також живлення однієї частини споживачів за радіальною схемою, а іншої — за магістральною. Одноступеневі схеми застосовують, як правило, на малих підприємствах, а також для живлення великих зосереджених навантажень на середніх і великих підприємствах. Двоступеневі схеми застосовують для живлення через РП вилучених відособлених груп споживачів. Схеми з числом ступіней більш двох допускаються при розвитку підприємства у випадку їхньої техніко-економічної доцільності. Одиночні та подвійні магістралі з двостороннім живленням застосовують при необхідності живлення від двох незалежних джерел за умовами надійності електропостачання, а також у випадках, коли розташування групи споживачів між двома джерелами живлення створює економічні переваги незалежно від необхідної надійності живлення. На рис. 1.2 і 1.3 друге джерело живлення показане пунктиром.

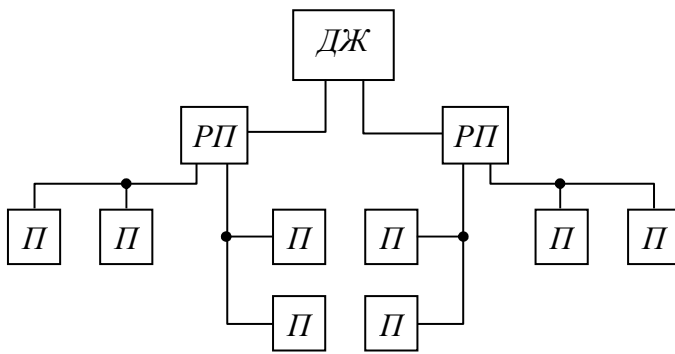


Рис. 1.6. Сполука магістральної схеми розподілу електроенергії на першому ступені з радіальною на другому ступені

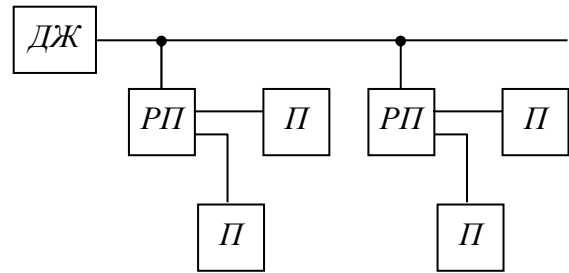


Рис. 1.5. Сполука радіальної схеми розподілу електроенергії на першому ступені з магістральною на другому ступені

Кільцеві магістралі, що є окремим випадком одиночної магістралі з двостороннім живленням, застосовують при такому розташуванні споживачів, яке робить доцільним охоплення їхньою однією кільцевою лінією (рис. 1.7).

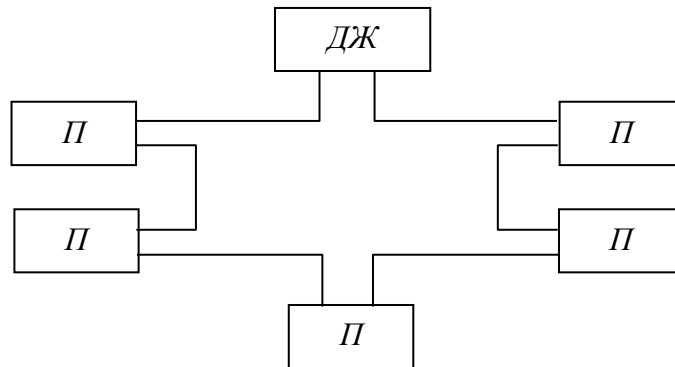


Рис. 1.7. Магістральна кільцева схема розподілу електроенергії

Через складність виконання захисту магістральних ліній із двостороннім живленням і кільцевими лініями напругою до 10 кВ ці лінії в нормальному режимі працюють розімкнутими, тобто як магістральні лінії з однобічним живленням. Можливість двостороннього від'єднання будь-якої ділянки лінії при його ушкодженні та подачі електроенергії до всіх споживачів, які приєднані до неушкоджених ділянок, забезпечує підвищену надійність електропостачання. У режимі двостороннього живлення магістральні лінії працюють тільки при напругах від 20 кВ і вище.

Звичайний розподіл електроенергії на промисловому підприємстві здійснюється не за тою чи іншою схемою в її чистому вигляді, а за змішаною схемою, складеною з окремих основних схем. Змішані схеми живлення, що сполучають принципи радіальних і магістральних систем розподілу енергії, знаходять найбільше застосування на великих підприємствах, що мають різні групи як за потужностями та характером графіка навантаження, так і за вимогами до надійності електропостачання.

Усі три види схем мають багато різновидів і модифікацій по ступеню надійності живлення, і при правильному їхньому виборі кожна з них може бути застосована для живлення електроприймачів будь-якої категорії. Остаточний вибір типу схеми здійснюється на основі техніко-економічного порівняння варіантів.

1.8. СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Як правило, зовнішнє електропостачання потужних енергоємних підприємств рекомендується виконувати за системою глибокого вводу з мінімальною кількістю ступенів трансформації, тобто за умови максимального наближення високої напруги до споживачів. Зовнішні схеми живлення підприємства можуть у загальному випадку виконуватися по радіальних або магістральних, повітряних або кабельних лініях напругою 6 - 220 кВ із живленням від вузлової розподільної підстанції (ВРП) або від підстанції електросистеми, або від власної ТЕЦ, або від декількох джерел живлення. Однак відзначимо, що на сучасних підприємствах навіть при наявності власної ТЕЦ основним джерелом живлення в більшості випадків є енергосистема.

Глибоким вводом називається система електропостачання з наближенням вищої напруги до електроустановок споживачів з найменшою кількістю ступіней проміжної трансформації й апаратів. Глибокий ввід живильних ліній на території підприємств і відпайки від ліній системи, що проходять, стають основними способами живлення підприємств, при яких відбувається органічне злиття живильних мереж з розподільними мережами першого ступеню розподілу енергії. В даний час ця прогресивна система міцно увійшла в повсякденну практику. Під глибоким вводом тепер практично маються на увазі лінії напругою 35, 110, 150, 220 кВ, що проходять по території підприємства з відпайками від них до найбільш великих пунктів споживання енергії. Відбувається дроблення знижувальних підстанцій напругою 35 - 220 кВ і децентралізація (розосередження) прийому і розподілу електроенергії на першому ступені електропостачання.

Система глибокого вводу та дроблення підстанцій має наступні переваги: скорочуються розподільні мережі вторинної напруги 6 - 10 кВ, що приводить до зменшення втрат електроенергії в них приблизно на 1,5 — 2,0% і скороченню витрат кольорових металів на 10 — 15%; підвищується надійність електропостачання в зв'язку з різким скороченням зони аварії та зменшенням ймовірності помилкових комутаційних переключень; зменшуються робочі струми і струми короткого замикання (КЗ) на вторинній напрузі, тому що потужність трансформаторів менше, ніж на великих головних знижувальних підстанціях (ГЗП). Це в ряді випадків дозволяє відмовитися від реактування та від громіздких дорогих вимикачів; полегшується задача регулювання напруги на розукрупнених ПГВ, тому що немає такої різниці в ступені різномірності і різновіддаленості споживачів, як на великих підстанціях напругою 110 - 220 кВ; істотно спрощується проблема розвитку електропостачання шляхом спорудження нових підстанцій у центрах знову виникаючих електронавантажень, не торкаючись діючих підстанцій і мереж; значно спрощується й стає дешевшим розвиток

системи електропостачання чергами; спрощені підстанції напругою 35 - 220 кВ, що виконуються без вимикачів і без збірних шин на первинній напрузі, дають економію дорогих вимикачів, а також зменшення займаної площі, що дуже важливо в умовах стиснутої території підприємства.

Електричні мережі глибокого вводу виконують за двома схемами:

а) у вигляді магістральних повітряних ліній, що проходять в зоні основних навантажень і живлять декілька розукрупнених підстанцій напругою 35 - 220 кВ, що приєднуються до лінії за спрощеними схемами (рис. 1.8, а);

б) у вигляді радіальних кабельних чи повітряних ліній, що живлять розукрупнені підстанції напругою 35 - 220 кВ за схемою блоку лінія — трансформатор (рис. 1.8, б).

Магістральні глибокі вводи економічно доцільні та припустимі при нормальному чи мало забрудненому навколишньому середовищі та при можливості проходження повітряних ліній та розміщення підстанцій напругою 110 - 220 кВ на території підприємства біля відповідних груп електроприймачів. Магістральні схеми мають наступні недоліки: при ушкодженні будь-якого трансформатора відключаються короткочасно всі інші трансформатори, підключені до даної магістральної лінії, на час дії автоматики; іноді приходится прибігати до дворазового автоматичного повторного включення (АПВ), що ускладнює пристрій АПВ; ускладнюється захист і автоматика при наявності на вторинній напрузі (6 - 10 кВ) могутніх синхронних електродвигунів, синхронних компенсаторів, зв'язків із ТЕЦ, що дають підживлення при замиканні в мережі первинної напруги.

Радіальні глибокі вводи, кабельні чи повітряні, переважно застосовуються при забрудненому навколишньому середовищі та відповідному розташуванні підстанцій. У ряді випадків застосування їх може виявитися доцільним і при нормальному середовищі. Кабельні радіальні вводи, крім того, доцільні при стиснутій території. Принциповою перевагою радіальних схем є простота, що підвищує надійність їхньої роботи, а також те, що аварії на живильній лінії або в трансформаторі не відбиваються на роботі інших підстанцій. Але застосування радіальних глибоких ввідів може викликати подорожчання живильних ліній та апаратів на живильних підстанціях.

Схема електропостачання зі застосуванням могутніх струмопроводів є другою прогресивною системою розподілу енергії на першому ступені. Її застосовують в основному при тривалому використанні максимуму навантажень, високих питомих густинах навантажень чи концентрованому розташуванні основних споживачів, сприятливому для здійснення магістрального живлення, тобто в тих випадках, коли число напрямків основних потоків енергії мінімально. У більшості випадків застосовуються схеми з подвійними двонитковими магістральними струмопроводами (рис. 1.9, а), що необхідно як для збільшення їхньої пропускної здатності, так і для забезпечення надійного живлення споживачів. Якщо вся енергія розподіляється по токопроводам, то застосовують схему блоку трансформатор - токопровод без збірних шин на первинній і вторинній напругах (рис. 1.9, б).

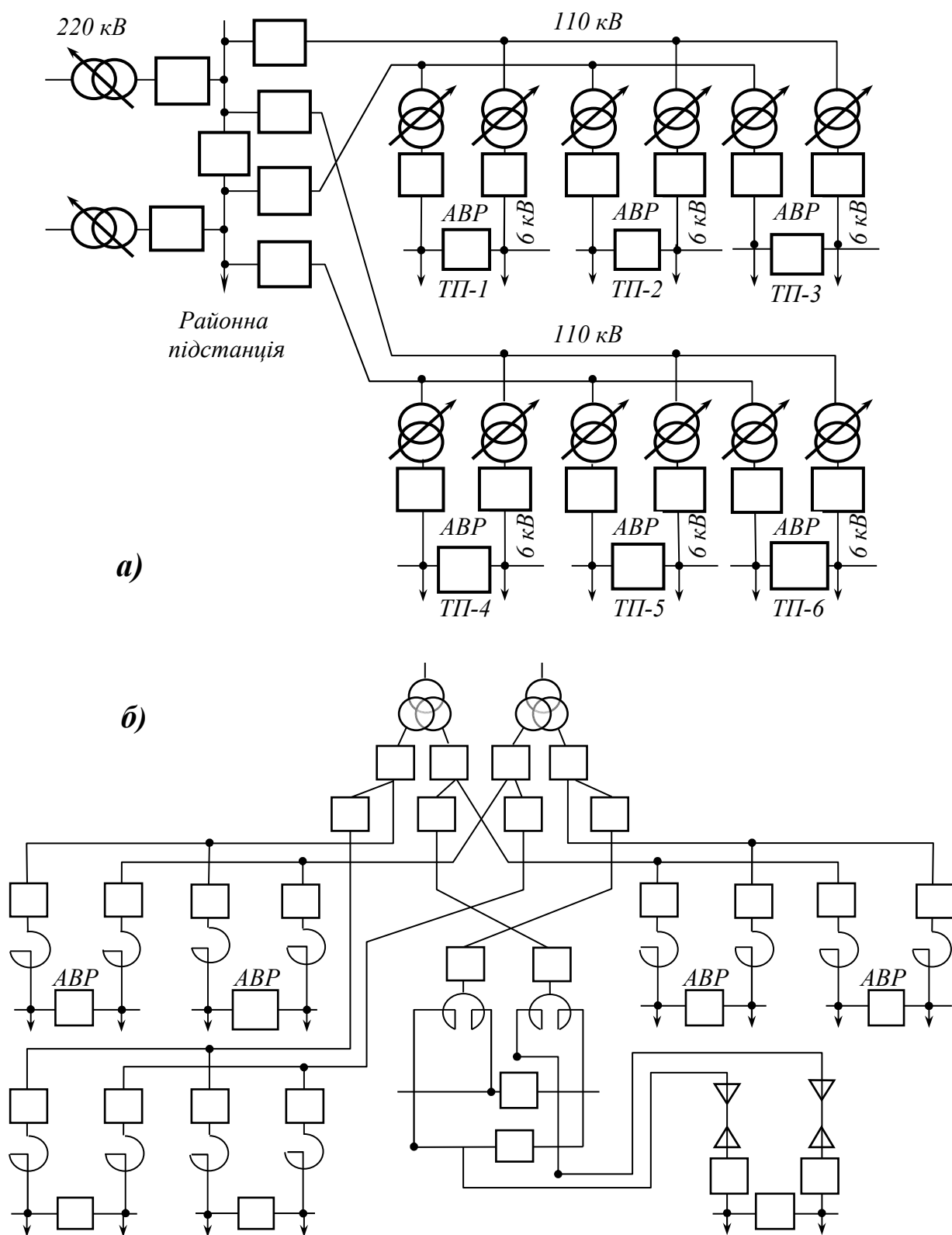
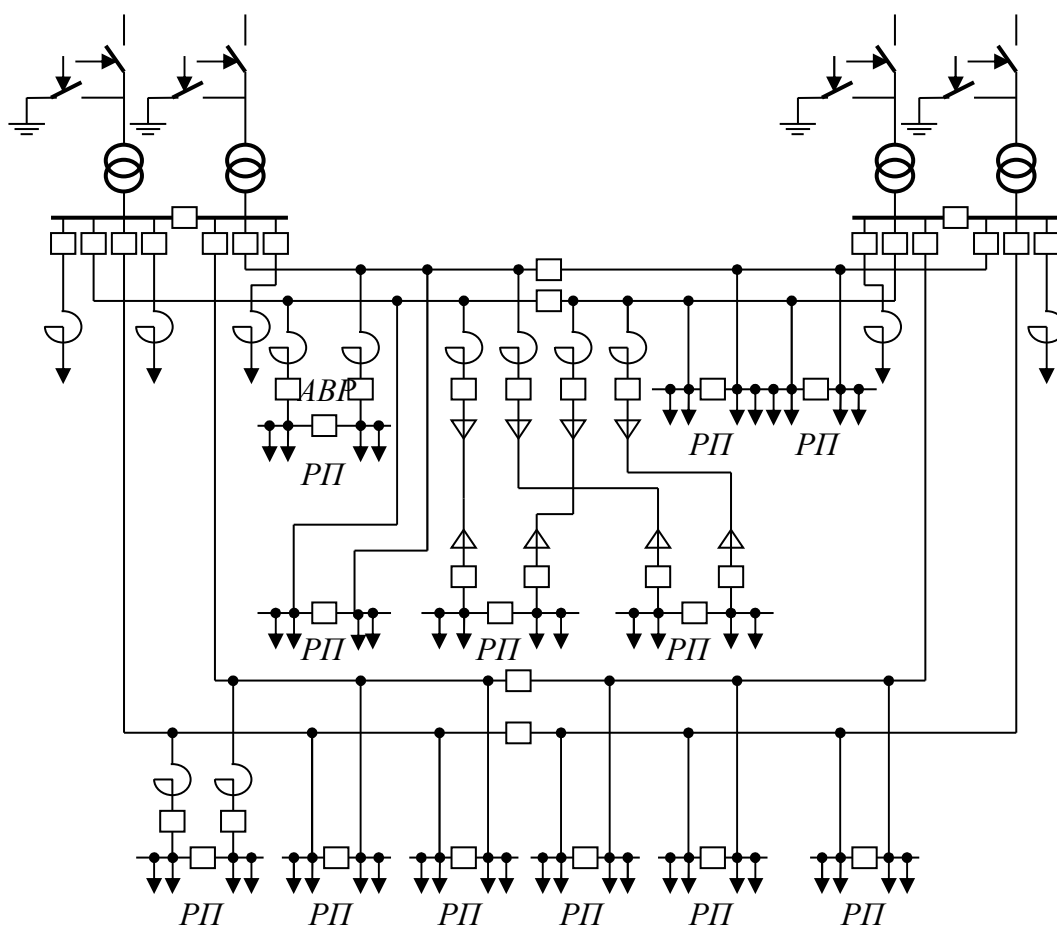
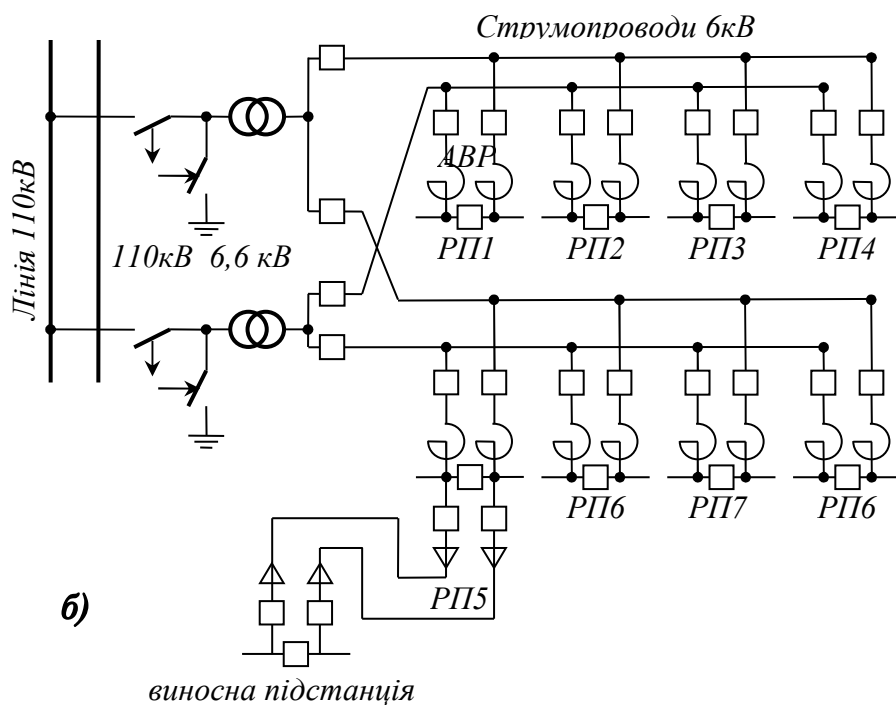


Рис. 1.8. Основні типи схем глибоких введень:

а – магістральна повітряна лінія електропередачі; б – змішана повітряна та кабельна



а)



б)

**Рис. 1.9. Схеми електропостачання з потужними
магістральними струмопроводами:**

а - двонитковий струмопровід; б – блок трансформатор – струмопровід

Схеми з магістральними струмопроводами придатні для споживачів будь-якої категорії електроприймачів, тому що вони забезпечують надійність і безперебійність живлення. З метою підвищення економічності струмопроводів необхідно таке проходження їхньої траси, щоб забезпечувалося живлення від струмопроводів приблизно 70 - 75% всіх електричних навантажень підприємства.

1.9. СХЕМИ ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Внутрішнє електропостачання підприємств здійснюється з використанням тих же принципових схем живлення та з урахуванням тих же особливостей цих схем, що і зовнішнє електропостачання.

На другому ступіні електропостачання розподіл енергії роблять за радіальною, магістральною чи змішаною схемами в залежності від територіального розміщення навантажень, їхніх величин, необхідного ступеня надійності живлення та інших характерних рис проектного об'єкта. Схеми електропостачання на цьому ступіні, як і на першому, будуються відповідно до вимог, згаданих вище.

На третьому ступіні електропостачання розподіл енергії роблять так само, як і на другому, тобто за радіальною, магістральною чи змішаною схемою (рис. 1.10). Мережі напругою до 1000 В на підприємствах здійснюють розподіл електроенергії усередині об'єктів і безпосереднє живлення переважачої більшості електроприймачів.

При виборі внутрішніх мереж першою умовою є необхідність забезпечення необхідного ступеня надійності електропостачання. Виходячи з цього, приймають рівну надійність живильної лінії зі всіма апаратами та електроприймача, що одержують живлення по цій лінії. Тому уникають приймати живлення одного електродвигуна по двох взаємно резервованих лініях.

При виборі мереж низької напруги, крім зазначеної умови, повинні враховуватися безпека, зручність експлуатації та гігієна виробництва з забезпеченням мінімуму капітальних витрат, щорічних експлуатаційних витрат, провідникових та інших матеріалів.

В даний час для живлення електроенергією великої кількості електроприймачів порівняно невеликої потужності широко використовуються шинні магістралі низької напруги. Застосування магістральних схем дозволяє відмовитися від громіздкого та дорогого розподільного пристрою чи щита низької напруги. У цьому випадку можливе застосування схеми блоку трансформатор - магістраль, де як лінію використовують струмопроводи. Це поліпшує технічні показники електричних мереж, підвищує надійність, сприяє індустріальному виконанню електромонтажних робіт, зводить до мінімуму переробки мереж при можливих переплануваннях технологічного устаткування тощо. Такі мережі називають гнучкими чи універсальними. Застосовуються схеми з двома видами магістральних ліній: живильними і розподільними. Живильні чи головні магістралі підключаються до шин шаф ТП (рис. 1.10, а).

Розподільні магістралі, до яких безпосередньо підключаються електроприймачі, одержують живлення від головних живильних магістралей чи безпосередньо від шин ТП, якщо головні магістралі не застосовуються (рис. 1.10, б). До головних магістралей приєднується якнайменше індивідуальних електроприймачів, щоб забезпечити підвищену надійність усієї системи живлення.

Тролейні (контактні) лінії, призначені для живлення пересувних механізмів і піднімальних кранів, як правило, підключаються до головних живильних магістралей чи до шин ТП (див. рис. 1.10, а, б).

При магістральній схемі живлення резервування за низькою напругою здійснюється значно простіше і дешевше, ніж при радіальній схемі за допомогою кабельних перемичок. Воно виконується за допомогою змикання хвостових ділянок магістралей низької напруги від сусідніх підстанцій короткою перемичкою, що облаштована нормально розімкнутими роз'єднувачами. Перевага магістральних мереж, особливо виконаних струмопроводами, дозволяє рекомендувати їхнє застосування у всіх випадках, коли цьому не перешкоджають які-небудь місцеві умови. При цьому перевагу необхідно віддавати схемам блоків трансформатор - магістраль, по можливості без розподільних пристроїв низької напруги й без розподільних щитів.

Радіальна схема живлення безпосередньо потужних електроприймачів і окремих розподільних пунктів, від яких самостійними лініями живляться більш дрібні електроприймачі, показана на рис. 1.10, в. Ці схеми забезпечують високу надійність живлення окремих споживачів, тому що аварії локалізуються дією автоматичного вимикача ушкодженої лінії та не торкаються інші лінії. Радіальні схеми живильних мереж з розподільними щитами на підстанціях варто застосовувати тільки при живленні потужних електроприймачів і цехових силових розподільних пунктів, якщо застосуванню магістральних схем перешкоджають територіальне розташування навантажень, умови середовища чи техніко-економічні дані.

У чистому виді радіальні чи магістральні схеми застосовують рідко. Найбільше поширення на практиці знаходять змішані схеми. На рис. 1.10, г показана схема магістрального живлення з взаємним резервуванням живлення окремих магістралей.

Така схема дозволяє виводити в ремонт чи у ревізію один із трансформаторів і одночасно забезпечує живлення окремих споживачів даної магістралі. Схеми з взаємним резервуванням живлення магістралей або із двотрансформаторними підстанціями при радіальному живленні (рис. 1.10, д) забезпечують можливість відключення незавантажених трансформаторів, що дозволяє зменшити втрати електроенергії за рахунок більш раціонального завантаження трансформаторів. Змішані схеми живлення дозволяють найбільш раціонально використовувати переваги як магістральних, так і радіальних схем.

При підземній розробці родовищ корисних копалин головну знижувальну підстанцію (ГЗП) чи центральний розподільний пункт (ЦРП) розташовують в безпосередній близькості від енергоємних приймачів.

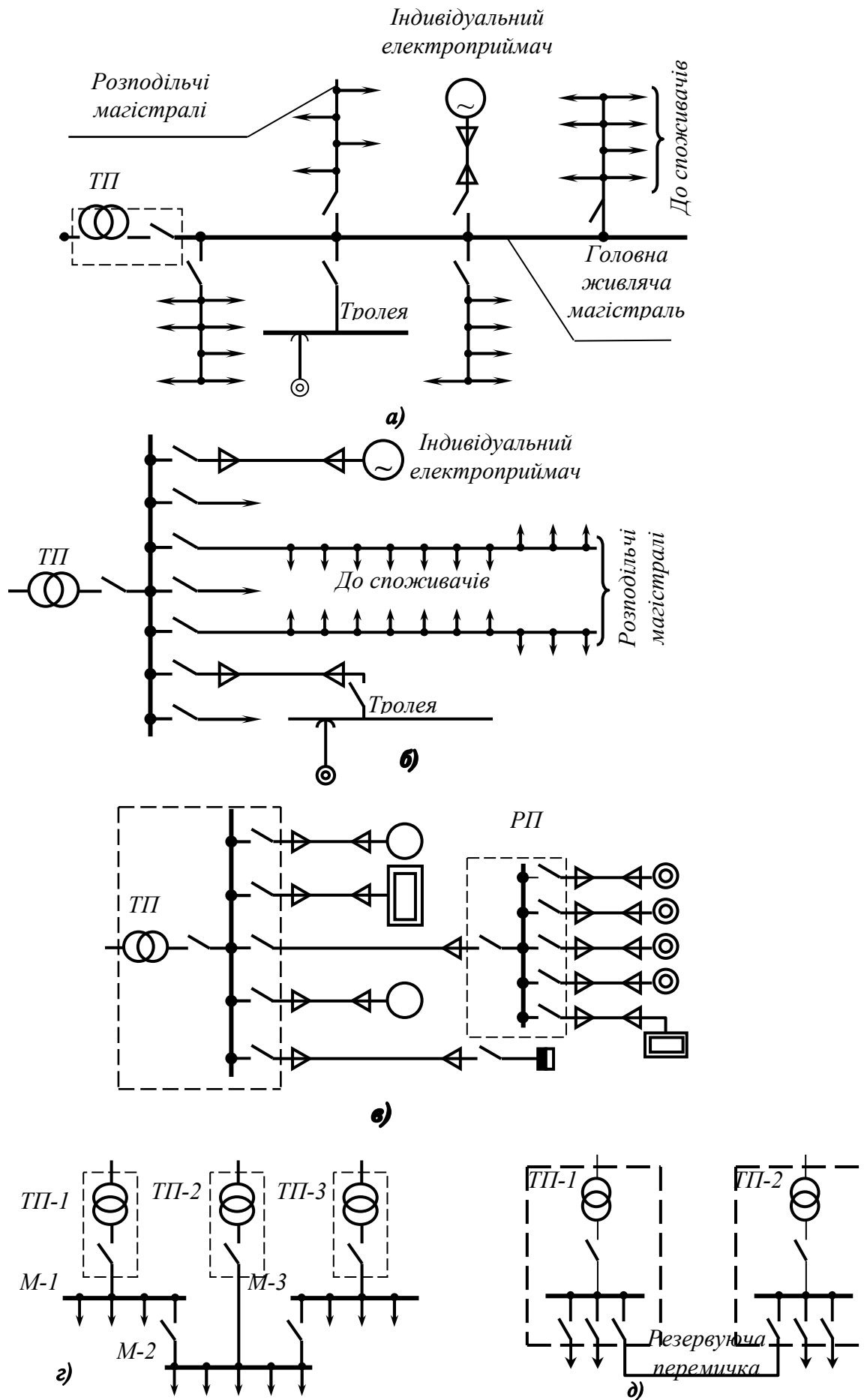


Рис.1.10. Внутрішні схеми електропостачання напругою до 1000 В

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Що зветься системою електропостачання?
2. Яким вимогам повинна задовольняти система електропостачання?
3. Як здійснюється глибокий ввід?
4. Які схеми зовнішнього електропостачання можуть використовуватися для потужних підприємств?
5. Які існують джерела живлення для підприємств?
6. Які фактори впливають на вибір напруги зовнішнього електропостачання?
7. У чому суть розкрупнення ГПП?
8. Як можна реконструювати схему зовнішнього електропостачання при зростанні електричних навантажень?
9. У чому особливості вибору напруг живильних ліній?
10. За якими ознаками класифікуються споживачі?
11. Які основні типи електроприймачів застосовують на промислових підприємствах, їх характеристики?
12. У яких режимах можуть працювати споживачі електроенергії?

Теми рефератів

1. Схеми зовнішнього електропостачання підприємств.
2. Вибір напруги для схеми зовнішнього електропостачання.
3. Характеристика джерел живлення сучасних потужних виробництв.

2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ

2.1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

При проектуванні систем електропостачання виконується ряд розрахунків, результати яких дозволяють вибрати устаткування підстанцій, перетини і матеріал провідників, найекономічніші способи передачі електричної енергії, конфігурацію мережі, розташування трансформаторних підстанцій тощо. Визначення розрахункових електричних навантажень та облік зміни їх в часі в цьому випадку є вихідним матеріалом для всього подальшого проектування.

Метою розрахунку є прогнозування графіка і визначення величини розрахункового навантаження за допомогою теоретичних методів на підставі даних досвіду по аналогічних підприємствах, а також на основі вивчення технології виробництва з погляду електричних навантажень. При цьому правильне визначення очікуваних електричних навантажень грає виключно важливу роль при рішенні вказаних вище питань. Неправильне визначення навантажень може звести до нуля ефект зусиль, що спрямовані на створення раціональної системи електропостачання.

При визначенні очікуваних електричних навантажень стикаються з певними труднощами, витікаючими з їх характеру вірогідності та необхідності прогнозу на розрахунковий період. Це вимагає значних обсягів дослідження і вивчення численної статистики, єдиної методики її обробки, а також встановлення економічно виправданого розрахункового рівня навантажень. Залежно від цілей та стадій проектування, методів розрахунку мереж і наявної інформації про споживачів, величини розрахункових навантажень і способи їх нормування можуть значно змінюватися. Останнє можна пояснити тим, що основні споживачі електричної енергії більшості підприємств працюють, як правило, в режимі, відмінному від тривалого, що приводить до частоті зміни, і в широких межах їх навантаження протягом робочих періодів. Якщо ще врахувати, що двигуни окремих машин і механізмів вибирають іноді значно завищеної потужності, а робочі періоди (максимуми і мінімуми) навантажень окремих споживачів не зв'язані жорстко між собою в часі, то складність визначення очікуваних навантажень буде особлива чуттєва.

Ці обставини в значній мірі визначили відсутність в промисловості до теперішнього часу єдиного підходу до питання визначення очікуваних електричних навантажень і створення науково обґрунтованого методу їх розрахунку.

2.2. ВИДИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

При проектуванні електропостачання підприємств розрахункові навантаження визначають для груп різних електроприймачів, одержуючих живлення від підстанцій. Тому вихідними даними для визначення електричних навантажень окремих елементів і всієї системи електропостачання є відомості про кількість споживачів, їх розташування і номінальні потужності.

Номинальна потужність. Вихідною базою для визначення величини навантаження від груп електроприймачів є номінальна (встановлена) потужність. Номінальна потужність електроприймача, як правило, наперед відома. Вона позначена в паспорті електроприймача. Номінальна потужність електродвигуна, виражена в кіловатах, це потужність p_n , що розвивається двигуном на валу при номінальній напрузі; номінальна потужність трансформатора s_n , виражена в кіловольт-амперах, або джерела світла p_n , виражена в кіловатах, це потужність, що споживається з мережі.

Під номінальною реактивною потужністю приймача q_n мається на увазі реактивна потужність, що споживається з мережі (знак «плюс») або що віддається в мережу (знак «мінус»), при номінальній активній потужності і номінальній напрузі (а для синхронних двигунів — і при номінальному струмі збудження або номінальному коефіцієнті потужності).

У розрахунках не слід вживати поняття "приєднана потужність" на затисках електродвигуна

$$p'_n = \frac{p_n}{\eta_n},$$

оскільки значення ККД при змінному навантаженні не дорівнює номінальному η і в загальному випадку залишається невідомим.

Потужність електроприймачів повторно-короткочасного режиму роботи приводиться до номінальної тривалої потужності по формулах:

а) для електроприймачів, паспортна потужність яких виражена в кіловатах (кіловарах)

$$p_n = p_{n.г} \sqrt{ПВ}, \quad q_n = q_{ПВ} \sqrt{ПВ}; \quad (2.1)$$

б) для електроприймачів, паспортна потужність яких виражена в кіловольт-амперах, при $\cos \varphi \neq 1$,

$$p_n = s_{n.г} \sqrt{ТВ} \cos \varphi_{n.г}, \quad q_n = s_{n.г} \sqrt{ТВ} \sin \varphi_{n.г} \quad (2.2)$$

де $ТВ$ - відносна тривалість включення; $\cos \varphi_{n.г}$ — паспортне значення коефіцієнта потужності та відповідний йому $\sin \varphi_{n.г}$).

Групова номінальна активна (реактивна) потужність — це сума номінальних активних (реактивних) потужностей групи електроприймачів, приведених до $ТВ = 1$ (окрім резервних):

$$P_n = \sum_1^n p_n, \quad Q_n = \sum_1^n q_n. \quad (2.3)$$

Середні навантаження. Графіки змінного навантаження характеризуються деякими усередненими її значеннями, що розглядаються нижче. Середні навантаження мають важливе значення у зв'язку з тим, що, по-перше, вони є основною статистичною характеристикою величини, що змінюється, і, по-друге, можуть служити для наближеної оцінки нижньої межі можливих значень розрахункового навантаження.

Середні навантаження (активна і реактивна потужність) приймача за будь-який інтервал часу в загальному вигляді визначаються відповідно з виразів:

$$p_c = \frac{\int_0^t p(t)dt}{t}, \quad q_c = \frac{\int_0^t q(t)dt}{t}. \quad (2.4)$$

У умовах експлуатації середні навантаження розглядаються за певний характерний інтервал часу, наприклад за цикл, і визначаються за показами лічильників активної та реактивної електроенергії за допомогою виразів:

а) для одного електроприймача

$$p_c = \frac{\omega_t}{t}, \quad q_c = \frac{v_t}{t}; \quad (2.5)$$

б) для групи електроприймачів

$$P_c = \sum_1^n p_c, \quad Q_c = \sum_1^n q_c \text{ або } P_c = \frac{W_T}{T}, \quad Q_c = \frac{V_T}{T} \quad (2.6)$$

де ω_t , W_T , v_t , V_T – споживання активної і реактивної електроенергії окремим електроприймачем або групою відповідно.

Середні навантаження за інші характерні інтервали часу позначаються додатковим індексом, наприклад: P_{cm} (Q_{cm}) — середнє навантаження по активній (реактивній) потужності за максимально завантаженою зміну; P_{cp} (Q_{cp}) — середньорічне навантаження по активній (реактивній) потужності.

Середня активна P_{cm} (реактивна Q_{cm}) потужність за саму завантаженою зміну є основною величиною при розрахунку навантажень груп електроприймачів і визначається тривалістю зміни (T_{cm}) за формулою

$$P_{cm} = \frac{W_{cm}}{T_{cm}} \text{ або } Q_{cm} = \frac{V_{cm}}{T_{cm}}. \quad (2.7)$$

При цьому самою завантаженою зміною вважається зміна з найбільшим споживанням електроенергії даною групою електроприймачів або підприємством в цілому для характерних діб.

Не менше значення мають і середньорічні навантаження, які можуть бути визначені з виразів

$$D_{\bar{n}\delta} = \frac{W_{\delta}}{\bar{O}_{\delta}}; \quad Q_{\bar{n}\delta} = \frac{V_{\delta}}{\bar{O}_{\delta}}; \quad \text{або} \quad P_{cp} = \alpha P_{cm}; \quad Q_{cp} = \alpha Q_{cm}, \quad (2.8)$$

де α — річний коефіцієнт змінності по енерговикористанню; T_p — річний фонд робочого часу.

Іноді доводиться розглядати середнє навантаження (наприклад, по активній потужності)

$$P_{\theta}(t) = \frac{1}{\theta} \int_t^{t+\theta} P(t) dt \quad (2.9)$$

за інтервал заданої тривалості θ із змінною початковою точкою t . Найбільш можливе значення $P_{\theta m}$ при різних значеннях t , тобто максимум середнього навантаження за ковзаючий інтервал часу θ , називають стисло θ — максимумом, наприклад півгодинним, десятихвилинним тощо.

Оскільки витрати потужності в провіднику пропорційні квадрату навантаження, то мають значення квадратичні графіки, в першу чергу групові, які характеризуються ефективним навантаженням P_e за інтервал часу T :

$$P_e = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt}; \quad Q_e = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt} \quad \text{або} \quad P_e = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^n P^2 t}{T}}; \quad Q_e = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^n Q^2 t}{T}}. \quad (2.10)$$

Середнє квадратичне реактивне навантаження Q_e має важливе значення для оцінки ефекту зниження витрат електроенергії в мережах при підвищенні коефіцієнта потужності.

Розрахункове максимальне навантаження. Розрахункова активна потужність P_m , відповідає такому тривалому навантаженню струмом I_m , яке еквівалентне очікуваному навантаженню, що змінюється, по найважчій тепловій дії — максимальній температурі або тепловому зносу ізоляції провідника або трансформатора. Оскільки відсутні достатні дані і норми теплового зносу ізоляції дротів і кабелів, розрахункове навантаження умовно приймається рівним вірогідному максимальному значенню навантаження за 30 хв. Проміжок часу 30 хв прийнятий як розрахунковий тому, що він близький до трьох постійних часу нагріву часто вживаних провідників малих і середніх перетинів (до 50 мм²). Для одноманітності розрахункової методики півгодинний максимум розглядається як розрахункове навантаження для вибору всіх елементів електропостачання, тобто провідників, трансформаторів і апаратури по нагріву.

Величина розрахункового максимуму струму групи електроприймачів визначається із співвідношення

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_H} = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_M^2}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{P_M}{\sqrt{3}U_H \cos \varphi_M} \quad (2.11)$$

де $\cos \varphi_M$ — значення коефіцієнта потужності групи за період розрахункового максимуму активної потужності; U_H — номінальна напруга.

Пікове навантаження. Для розрахунку мереж, вибору трансформатора та іншого устаткування, окрім величини розрахункового навантаження P_M , необхідно знати максимальні піки навантаження, що створюються окремими могутніми електроприймачами.

Піковим навантаженням одного або групи електроприймачів називається короткочасне навантаження (тривалістю приблизно 1 – 2 с), обумовлене пуском електродвигунів, експлуатаційними короткими замиканнями дугових електропечей, електричною зваркою тощо. Пікове навантаження характеризується частотою її появи, крутизною наростання та абсолютною величиною перевищення над середньою величиною навантаження.

Це навантаження приймається за основу в розрахунках коливань напруги, при виборі пристроїв і установок захисту і при перевірці електричних мереж за умов самозапуску електродвигунів після значного зниження напруги при коротких замиканнях.

Піковий струм групи електроприймачів напругою до 1000 В, працюючих при відстаючому струмі, з достатньою для практичних розрахунків точністю може визначатися за виразом

$$I_n = i_{n.M} + (I_M - k_{\epsilon} i_{n.M}), \quad (2.12)$$

де $i_{n.M}$ — пусковий струм двигуна максимальної потужності в групі, А; I_M — струм максимального навантаження всіх електроприймачів в групі, А; $i_{n.M}$ — номінальний (приведений до ПВ = 1) струм двигуна максимальної потужності з найбільшим пусковим струмом, А; k_{ϵ} — середньозважений коефіцієнт використання.

Коли в групі електроприймачів є відносно могутні синхронні двигуни, що працюють з випереджаючим або відстаючим струмом, або коли число електроприймачів в групі мале і їх номінальні потужності значно відрізняються один від одного, визначати піковий струм I_n слід за формулою

$$I_n = i_{n.M} + K'_M \frac{\sqrt{(P_{cm} - p_{cm})^2 + (Q_{cm} \pm q_{cm})^2}}{\sqrt{3}U_H} \quad (2.13)$$

де p_{cm} , q_{cm} — середнє навантаження (активне і реактивне) двигуна, що пускається, в саму завантажену зміну (знак величини q_{cm} приймається позитивним при

роботі з відстаючим струмом і негативним — при випереджаючому струмі); K'_m — коефіцієнт максимуму для групи електроприймачів без двигуна, що пускається. В більшості випадків він може бути прийнятий рівним K_m , знайденому для всієї групи електроприймачів, що розраховується.

Піковий струм групи двигунів напругою вище 1000 В при їх самозапуску визначається спеціальним розрахунком. Також спеціальними розрахунками визначаються пікові струми для електроприймачів з ударними навантаженнями.

2.3. ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Графіком навантаження називають графік, що зображає зміну активного P і реактивного Q навантаження в часі. Найбільш точно графік навантаження записують реєструючим ватметром або варметром. Звичайно графіки навантаження підстанцій і розподільних пунктів одержують шляхом зняття показів лічильника через рівні проміжки часу — через кожні 15 хвилин, півгодини, годину тощо. При цьому одержують ступінчастий графік (рис. 2.1), координата кожного ступеня якого відповідає середньому навантаженню за прийнятий проміжок часу.

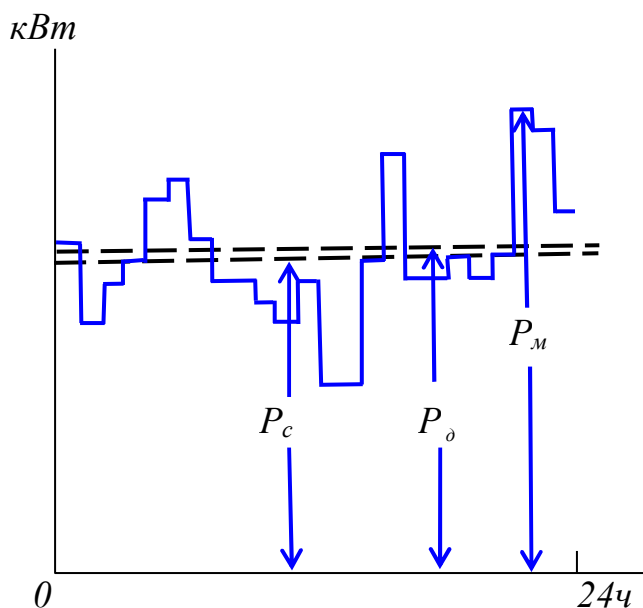


Рис. 2.1. Добовий графік активного навантаження

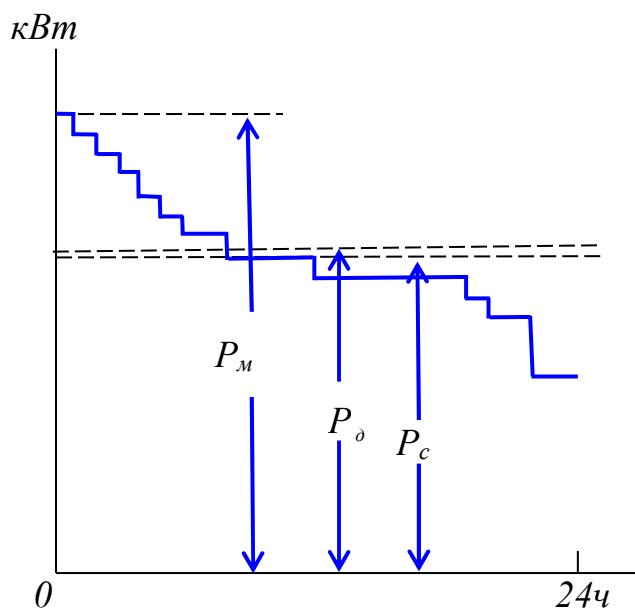


Рис. 2.2. Добовий графік активного навантаження за тривалістю

На рис.2.2 приведений так званий графік навантаження за тривалістю, який одержують з добового графіка навантаження шляхом підсумовування тривалостей існування кожної з потужностей. Кожній ординаті цього графіка відповідає сумарний час, протягом якого навантаження що не буде нижче величини, що цікавить нас. Площа, обмежена добовим графіком навантаження або графіком навантаження за тривалістю і осями координат, дає в певному масштабі витрату активної W_a або реактивної W_p енергії за відповідний час T . Відношення витрат енергії до часу дає середню активну потужність, або середню реактивну потужність

$$D_{\tilde{n}} = \frac{W_a}{T}, \quad (2.14)$$

$$Q_{\tilde{n}} = \frac{W_p}{T}. \quad (2.15)$$

Для характеристики графіків навантаження застосовують наступні показники:

коефіцієнт заповнення графіка, що дорівнює відношенню середньої потужності P_c або Q_c до максимальної потужності P_m і Q_m

$$K_{z.a} = \frac{P_c}{P_m}, \quad K_{z.p} = \frac{Q_c}{Q_m}; \quad (2.16)$$

коефіцієнт максимуму — величина, зворотна коефіцієнту заповнення графіка

$$K_{m.a} = \frac{1}{K_{z.a}} = \frac{P_m}{P_c}; \quad K_{m.p} = \frac{1}{K_{z.p}} = \frac{Q_m}{Q_c}; \quad (2.17)$$

число годин використання максимуму навантаження, дорівнює відношенню витрат енергії за відповідний час до величини максимуму навантаження

$$T_{v.a} = \frac{W_a}{P_m} = \frac{P_c T}{K_{m.a} P_c} = \frac{T}{K_{m.a}} = K_{z.a} T; \quad T_{v.p} = \frac{W_p}{Q_m} = K_{z.p} T. \quad (2.18)$$

Коефіцієнт заповнення графіка, коефіцієнт максимуму і число годин використання максимуму навантаження, що є взаємозв'язаними величинами, залежать від кількості та номінальних потужностей окремих споживачів, режимів їх роботи, а також від організації робіт на підприємстві в цілому або на даній його частині;

коефіцієнт форми графіка, дорівнює відношенню середнього квадратичного навантаження P_e або Q_e до середнього навантаження

$$\hat{E}_{\hat{o}.a} = \frac{D_{\hat{a}}}{D_{\tilde{n}}}; \quad \hat{E}_{\hat{o}.p} = \frac{Q_{\hat{a}}}{Q_{\tilde{n}}}. \quad (2.19)$$

Середнє квадратичне навантаження в загальному випадку визначається за формулами

$$\bar{D}_a = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n D_k^2 t_k}{T}} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n P_k^2}{n}}; \quad \bar{Q}_a = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n Q_k^2 t_k}{T}} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n Q_k^2}{n}}, \quad (2.20)$$

де $n = \frac{T}{t}$ – число рівних відрізків часу, на які поділений графік.

Для повної характеристики графіка навантаження необхідно ще ввести показники, що визначають його зв'язок з номінальними потужностями і числом споживачів. Такими показниками є:

- *коефіцієнт завантаження*, що дорівнює відношенню фактичного середнього навантаження $p_{c.в}$ або $q_{c.в}$ споживача за час включення до його номінальної потужності

$$k_{зг.а} = \frac{p_{c.в}}{p_n}; \quad k_{зг.р} = \frac{q_{c.в}}{q_n}; \quad (2.21)$$

- *коефіцієнт використання*, що дорівнює відношенню середньої споживаної потужності до потужності сумарної встановленої

$$K_{в.а} = \frac{P_c}{\sum_{k=1}^n p_n k}; \quad K_{в.р} = \frac{Q_c}{\sum_{k=1}^n q_n k}. \quad (2.22)$$

Коефіцієнт використання залежить від ступеня завантаження і режиму роботи споживачів, а також від витрат потужності в споживачах і мережах;

коефіцієнт попиту, що дорівнює відношенню максимуму навантаження до сумарної встановленої потужності

$$K_{с.а} = \frac{P_m}{\sum_{k=1}^n p_{nk}}; \quad K_{с.р} = \frac{Q_m}{\sum_{k=1}^n q_{nk}}. \quad (2.23)$$

Підставляючи замість максимуму навантаження його значення, виражене відповідно (2.17) через середнє навантаження і коефіцієнт максимуму, а замість сумарної встановленої потужності її значення, виражене відповідно (2.22) через середнє навантаження і коефіцієнт використання, одержуємо, що коефіцієнт попиту дорівнює добутку коефіцієнтів використання і максимуму:

$$\hat{E}_{\tilde{n}.a} = \frac{\hat{E}_{i.a} D_{\tilde{n}} \hat{E}_{a.a}}{D_{\tilde{n}}} = \hat{E}_{i.a} \hat{E}_{a.a}; \quad \hat{E}_{\tilde{n}\delta} = \frac{\hat{E}_{i.\delta} Q_{\tilde{n}} \hat{E}_{a.\delta}}{Q_{\tilde{n}}} = \hat{E}_{i.\delta} \hat{E}_{a.\delta}. \quad (2.24)$$

Таким чином, коефіцієнт попиту є узагальненим показником, що враховує ступінь завантаження споживачів, їх коефіцієнти корисної дії і коефіцієнт корисної дії мережі (витрати в споживачах і мережах), а також режим роботи споживачів і неспівпадання максимумів навантаження окремих споживачів в часі. Звідси, зокрема, витікає, що коефіцієнт попиту вище для споживачів з тривалим режимом, ніж для споживачів з повторно-короткочасним і короткочасним режимами, а при останніх двох режимах роботи коефіцієнт попиту тим нижче, чим більше число споживачів.

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

У системі електропостачання промислового підприємства існує декілька характерних місць визначення розрахункових електричних навантажень. Розглянемо ці характерні місця на схемі рис. 2.3.

1. Визначення розрахункового навантаження, створюваного одним приймачем напругою до 1000 В (навантаження 1), необхідне для вибору перетину дроту або кабелю, що відходить до даного приймача, і апарату, за допомогою якого проводиться приєднання приймача до силової розподільної шафи або розподільної лінії.

2. Визначення розрахункового навантаження, створюваного групою приймачів напругою до 1000 В (навантаження 2), необхідне для вибору перетину радіальної лінії або розподільної магістралі, що живить дану групу приймачів, і апарату, що приєднує дану групу приймачів до головної силової розподільної шафи або живлячої магістралі в схемі блоку трансформатор-магістраль.

3. Визначення загального розрахункового навантаження на шинах низької напруги ТП або головної магістралі системи живлення блоку трансформатор — магістраль (БТМ) (навантаження 3) необхідно для вибору кількості та потужності цехових трансформаторів, перетину та матеріалу шин цехової ТП або головної магістралі та відключаючих апаратів, встановлюваних на стороні низької напруги цехових трансформаторів.

4. Визначення розрахункового навантаження, створюваного на шинах 6 – 20 кВ розподільних пунктів (РП) окремими приймачами або окремими цеховими трансформаторами з урахуванням витрат в трансформаторах (навантаження 4, 5), необхідне для вибору перетину дротів ліній, що відходять від шин РП і живлять цехові трансформатори та приймачі високої напруги, і відключаючих апаратів, встановлюваних на цих лініях.

5. Визначення загального розрахункового навантаження на шинах кожної секції ГЗП (навантаження 6) необхідне для вибору перетину і матеріалу шин 6 – 20 кВ РП, перетину ліній, що живлять кожну секцію шин РП, і відключаючої апаратури з боку шин головної знижувальної підстанції (ГЗП). Якщо від шин 6 – 20 кВ ГЗП безпосередньо живляться цехові трансформатори або прий-

мачі, навантаження 6 означає те ж саме, що і навантаження 5 (див. вище), тільки відносно шин 6 – 20 кВ ГЗП.

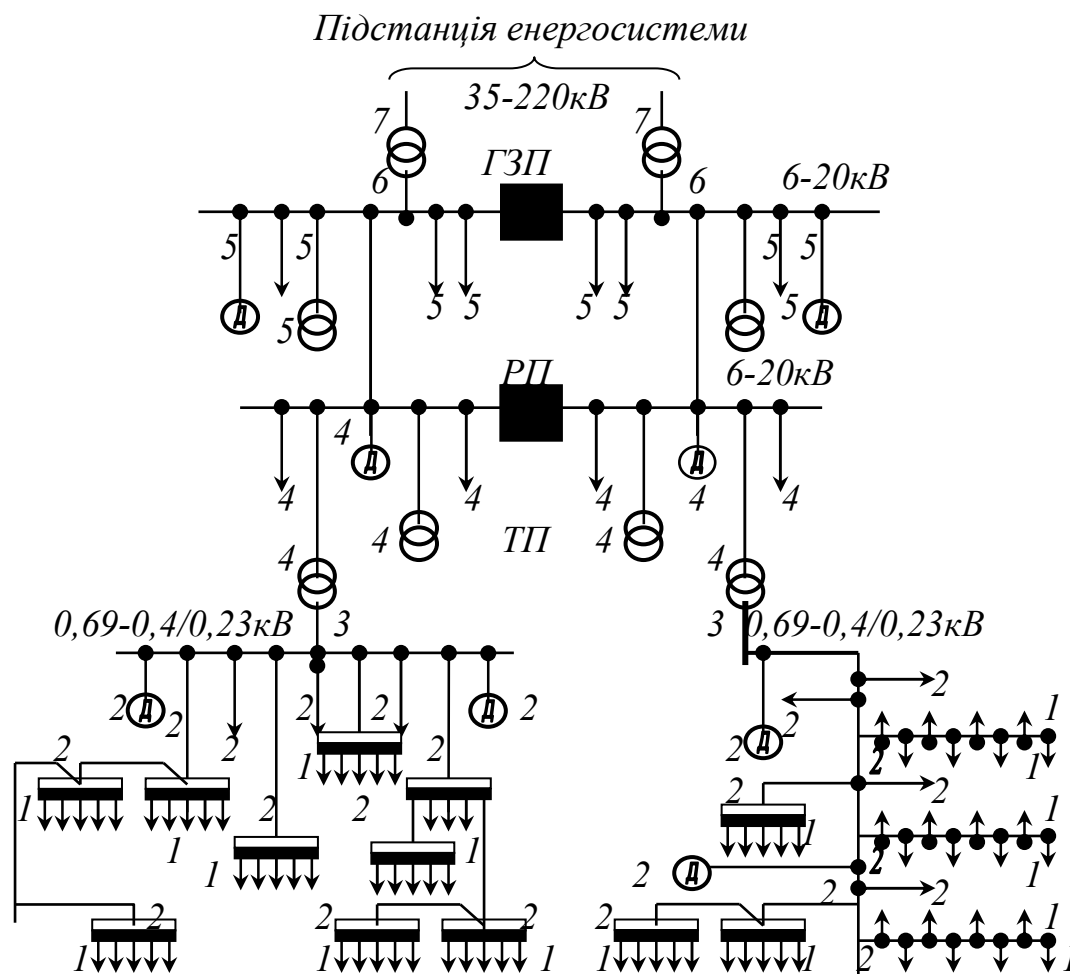


Рис. 2.3. Схема характерних місць визначення розрахункових навантажень в системі електропостачання підприємства

6. Визначення загального розрахункового навантаження на шинах 6 – 20 кВ кожній секції ГЗП (навантаження 7) необхідно для вибору кількості та потужності знижувальних трансформаторів, встановлюваних на ГЗП, вибору перетину та матеріалу шин ГЗП і відключаючих апаратів, встановлюваних на стороні низької напруги 6 – 20 кВ трансформаторів ГЗП.

7. Визначення розрахункового навантаження на стороні вищої напруги 35 – 220 кВ трансформатора ГЗП з урахуванням витрат в трансформаторі необхідне для вибору перетинів ліній, що живлять трансформатори ГЗП, і апаратів приєднання трансформаторів і ліній, що їх живлять.

Залежно від місця визначення розрахункових навантажень і стадії проектування застосовуються і методи їх розрахунку, більш точні або спрощені.

Основні методи визначення розрахункових (очікуваних) електричних навантажень, вживані при проектуванні електропостачання промислових підприємств, можуть бути розділені на дві групи:

1. Методи, що визначають розрахункове навантаження множенням встановленої потужності на коефіцієнт, менший одиниці:

$$P_p = K_1 P_n . \quad (2.25)$$

2. Методи, що визначають розрахункове навантаження множенням середнього навантаження на коефіцієнт, більший одиниці або рівний їй:

$$P_p = K_2 P_c \quad (2.26)$$

або додаванням до середнього навантаження деякої величини, що характеризує відхилення розрахункового навантаження від середньої:

$$P_p = P_c + \beta \sigma . \quad (2.27)$$

2.5. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ЗА ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ДАНИМИ

Для деяких типів електроприймачів індивідуальні, а отже, і групові навантаження незмінні в часі. До таких електроприймачів відносяться, наприклад, електроприводи насосів, компресорів, вентиляторів тощо. Для таких електроустановок може бути застосований метод питомої витрати електроенергії, згідно з яким розрахункове навантаження, що співпадає в даному випадку з середнім, визначається за формулою

$$P_m = P_{cm} = \frac{P_{cm} \omega_0}{T_{cm}} ; \quad Q_m = Q_{cm} = P_m \operatorname{tg} \varphi_m , \quad (2.28)$$

де P_{cm} — кількість продукції, що випускається за зміну; ω_0 — витрата електроенергії на одиницю продукції; $\operatorname{tg} \varphi_m$ — відповідає відношенню реактивної та активної потужностей при розрахунковому максимумі навантаження.

Проте при великих агрегатах різної потужності усереднені дослідно-статистичні значення ω_0 можуть приводити до значної помилки у визначенні величини P_m .

При великій кількості електроприймачів малої потужності, більш менш рівномірно розподілених на виробничій площі, для розрахунку електричних навантажень може бути рекомендований *метод питомого навантаження на одиницю виробничої площі* (1 м^2), тобто

$$P_m = P_{cm} = p_0 F ; \quad Q_m = Q_{cm} = P_m \operatorname{tg} \varphi_m \quad (2.29)$$

де F — площа розміщення електроприймачів групи; p_0 — розрахункове навантаження на 1 м^2 виробничій площі.

Разом з тим цей метод не одержав широкого вживання через відсутність достатньої кількості дослідних даних про величину p_0 .

Визначення розрахункових величин *за витратою енергії та кількості годин використання максимуму навантаження*. Розрахунок максимуму активного навантаження проводять на підставі формули (2.18) за виразом

$$P_m = \frac{W_a}{T_{в.а}}. \quad (2.30)$$

Число годин $T_{в.а}$ використання максимуму навантаження приймають за даними довідника, які одержані на підставі дослідних даних для підприємств аналогічного типу за технологією та організацією робіт. Коефіцієнт заповнення графіка на підставі тієї ж формули (2.18) може бути знайдений з виразу

$$K_{з.а} = \frac{T_{в.а}}{T}, \quad (2.31)$$

де T — відрізок часу, для якого визначена витрата енергії W_a .

Ті ж показники для графіка реактивного навантаження можуть бути знайдені за аналогічними формулами або ж за формулами

$$Q_m = P_m \operatorname{tg} \varphi_m, \quad (2.32)$$

$$K_{з.р} = \frac{W_p}{Q_m T}, \quad (2.33)$$

де W_p — витрата реактивної енергії.

Внаслідок того, що число годин використання максимуму навантаження має стійке значення тільки для підприємства в цілому, описана методика придатна лише для орієнтовних розрахунків загального навантаження по підприємству.

2.6. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВЕЛИЧИН ПО МЕТОДУ КОЕФІЦІЄНТА ПОПИТУ

Визначення розрахункових максимумів активного навантаження для окремих груп споживачів, з'єднаних технологічним процесом або цехом, проводять на підставі формули (2.23) за виразом

$$P_m = K_{c.a} \sum_{k=1}^n P_{mk} . \quad (2.34)$$

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання, від якого живляться декілька груп споживачів, визначається з урахуванням коефіцієнта поєднання максимумів $K_{c.m}$ навантажень окремих груп споживачів за формулою

$$P_{my} = K_{c.m} \sum_{k=1}^n P_{mk} . \quad (2.35)$$

При визначенні сумарного навантаження головної знижувальної підстанції або центрального розподільного пункту вводять додатковий коефіцієнт участі в максимумі $K_{y.m}$.

$$P_{m\Sigma} = K_{y.m} \sum_{k=1}^n P_{myk} . \quad (2.36)$$

Можливе також визначення розрахункового максимуму навантаження по укрупнених показниках, виходячи з сумарної встановленої потужності приєднаних до підстанції або розподільного пункту споживачів, за наявності відомостей про укрупнені коефіцієнти попиту.

Коефіцієнт попиту приймають за даними довідників, що одержані на підставі експериментальних робіт. Оскільки значення коефіцієнтів попиту в довідниках, що рекомендуються, даються для якихось середніх умов, метод не відрізняється великою точністю.

Прагненням уточнити значення коефіцієнтів попиту пояснюється поява методів визначення очікуваних значень коефіцієнтів попиту залежно від чинників, що впливають на нього.

2.7. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЗА КОЕФІЦІЄНТАМИ ВИКОРИСТОВУВАННЯ ТА МАКСИМУМУ

Метод є в даний час основним при розробці технічних та робочих проектів електропостачання. Згідно з цим методом розрахункове максимальне навантаження групи електроприймачів

$$P_m = K_m K_b P_n = K_m P_{cm} . \quad (2.37)$$

Тут групова номінальна потужність P_n визначається як сума номінальних потужностей електроприймачів, за винятком резервних. Для групи електро-

приймачів одного режиму роботи середні активна та реактивна навантаження за саму завантажену зміну визначаються за формулами:

$$P_{cm} = K_{\phi} P_n \quad (2.38)$$

$$Q_{cm} = P_{cm} \operatorname{tg} \varphi \quad (2.39)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ — відповідає середньовзваженому $\cos \varphi$, характерному для електроприймачів даного режиму роботи (див. табл. 2.1). За наявності в групі електроприймачів різних режимів роботи вирази (2.38) і (2.39) змінюються:

$$P_{cm} = \sum p_{cm} = \sum k_{\phi} p_n \quad (2.40)$$

$$Q_{cm} = \sum q_{cm} = \sum p_{cm} \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.41)$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності K_m визначається за довідковими таблицями залежно від ефективного числа електроприймачів групи n_e (табл. 2.1) або за діаграмою, яка приведена на рис. 2.4, залежно від величини групового коефіцієнта використання K_{ϕ} знайденого за (5.5), і n_e .

Ефективним (приведеним) числом електроприймачів n_e називається таке число однорідних за режимом роботи електроприймачів однакової потужності, яке дає ту ж величину розрахункового максимуму P_m , що і група електроприймачів, різних за потужністю та режиму роботи. Ефективна кількість електроприймачів

$$n_e = \frac{\left[\sum_1^n p_n \right]^2}{\sum_1^n p_n^2}. \quad (2.42)$$

Таблиця 2.1. Значення коефіцієнтів максимуму активної потужності.

n_e	$K_B = 0,1$	$K_B = 0,15$	$K_B = 0,2$	$K_B = 0,3$	$K_B = 0,4$	$K_B = 0,5$	$K_B = 0,6$	$K_B = 0,7$	$K_B = 0,8$	$K_B = 0,9$
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,1	1,04
7	2,88	2,48	2,1	1,8	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,4	1,3	1,2	1,08	1,03
9	2,56	2,2	1,9	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,1	1,84	1,6	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,5	1,34	1,24	1,2	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,4	1,28	1,21	1,17	1,14	1,1	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,1	1,05	1,02
40	1,5	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
50	1,4	1,3	1,23	1,16	1,14	1,11	1,1	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
80	1,25	1,2	1,15	1,11	1,1	1,1	1,08	1,06	1,03	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,1	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
240	1,14	1,11	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
300	1,12	1,1	1,07	1,06	1,04	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01

При числі електроприймачів в групі чотири та більш допускається приймати n_e рівним n (дійсному числу електроприймачів) за умови, що відношення номінальної потужності найбільшого електроприймача до номінальної потужності найменшого

$$m = \frac{P_{н.макс}}{P_{н.мін}} \prec 3. \quad (2.43)$$

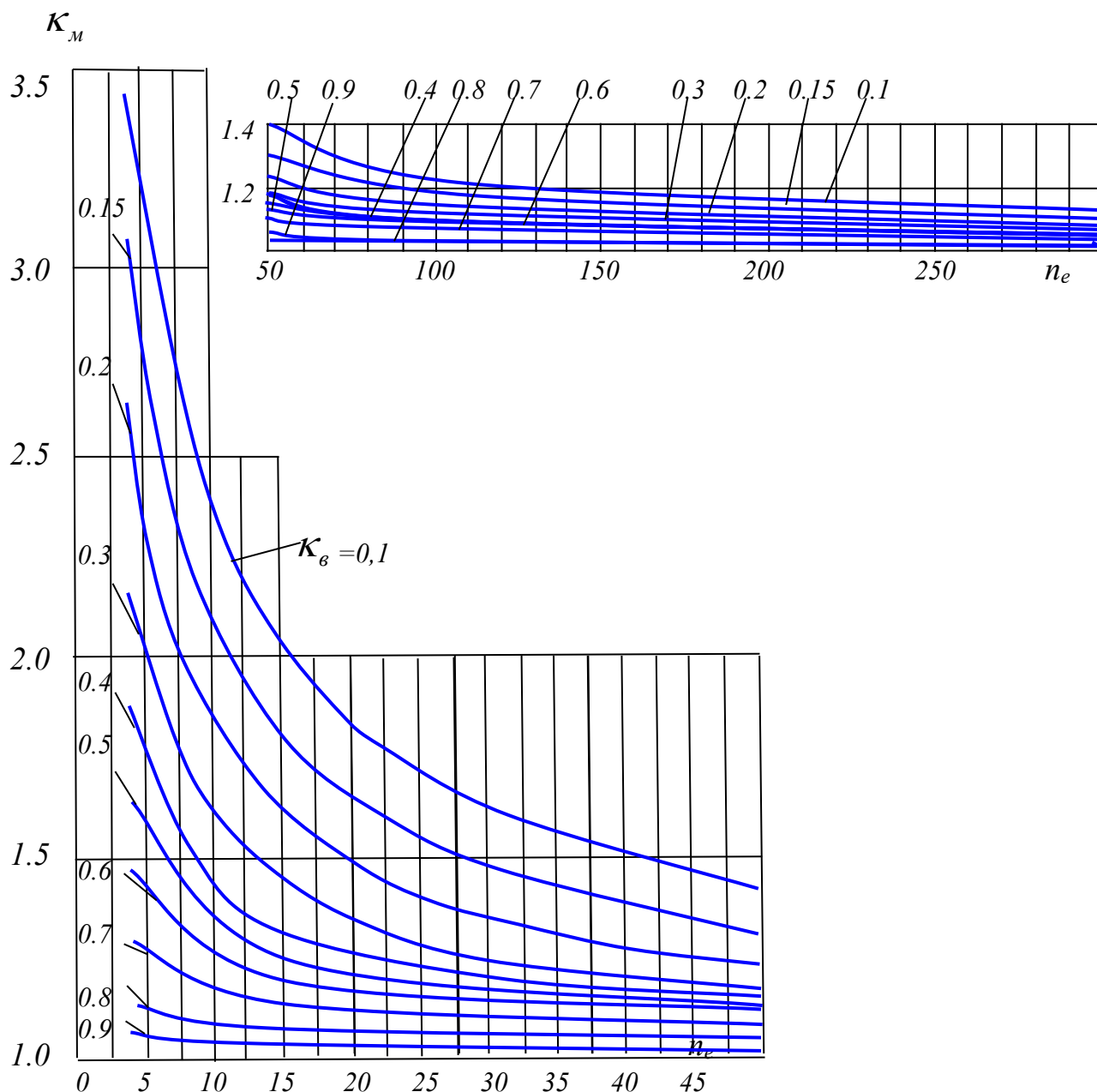


Рис. 2.4. Залежності K_ϵ та K_M від n_e

При визначенні m допускається виключати дрібні електроприймачі, сумарна потужність яких не перевищує 5% номінальної потужності всієї групи. У разі, коли величина m перевищує три, а підрахунок за формулою (2.42) стає важким через велику кількість різноманітних електроприймачів, величину n_e визначають, використовуючи графіки, приведені на рис. 2.5, за якими знаходять допоміжну величину n_{e*} — відносну ефективну кількість електроприймачів, що дорівнює відношенню n_e/n . Знаючи n_{e*} і n визначають

$$n_e = n_{e*} \cdot n. \quad (2.44)$$

Значення n_{e*} знаходяться в залежності ще від двох допоміжних величин n_* та P_* :

$$n_* = n_1 / n,$$

де n_1 — число великих електроприймачів в групі, потужність кожного з яких не менше половини потужності найбільшого електроприймача:

$$P_* = P_{n1} / P_n,$$

де P_{n1} — сумарна номінальна потужність цих великих електроприймачів; P_n — сумарна номінальна потужність всієї групи.

Відповідно до практики проектування систем електропостачання встановлено, що:

а) при $m > 3$ і $\kappa_e > 0,2$ ефективне число електроприймачів

$$n_e = 2P_{n\Sigma} / p_{m1}, \quad (2.45)$$

де $P_{n\Sigma}$ — сумарна номінальна потужність групи електроприймачів; p_{m1} — потужність одного найбільшого електроприймача групи.

У тих випадках, коли $n_e > n$ слід приймати $n_e = n$

б) при $n > 3$ і $n_e < 4$ розрахункове максимальне навантаження приймається $P_m = k_z \sum P_n$, де k_z — коефіцієнт завантаження, рівний 0,9 для тривалого режиму і 0,75 — для режиму *ТВ*.

Для електроприймачів з практично постійним графіком навантаження величина K_m приймається рівній одиниці та максимальна розрахункова потужність навантаження визначається за середньою потужністю навантаження за саму завантажену зміну

$$P_m = P_{cm} = K_e P_n \quad (2.46)$$

Реактивна максимальна розрахункова потужність групи електроприймачів з різними режимами роботи

$$Q_m = K_m Q_{cm}. \quad (2.47)$$

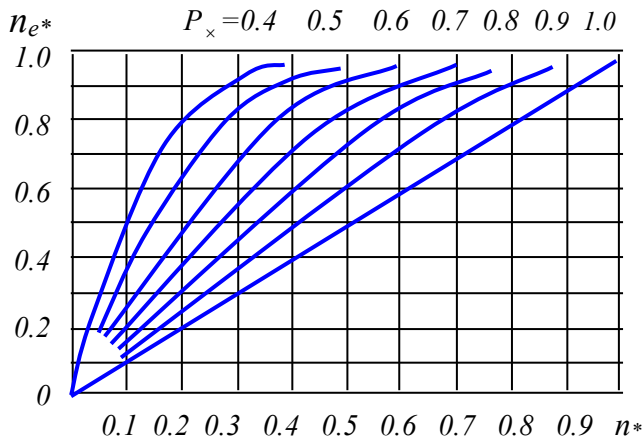


Рис. 2.5. Залежності n_e від n при різних відносних навантаженнях

Відповідно до практики проектування приймають:

$$Q_m = 1,1Q_{cm} \text{ при } n_e \leq 10;$$

$$Q_m = Q_{cm} \text{ при } n_e > 10.$$

Якщо в групі електроприймачів цеху або підприємства є електроприймачі, що працюють з випереджаючим струмом, їх реактивні потужності Q_c приймаються із знаком мінус і віднімаються із загальної реактивної потужності.

Після визначення P_m і Q_m може бути підрахована повна потужність

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + (Q_m - Q_c)^2}. \quad (2.48)$$

Розрахунковий максимальний струм для електроприймачів змінного струму

$$I_m = P_m / (\sqrt{3}U_n \cos \varphi_m);$$

для електроприймачів постійного струму

$$I_m = P_m / U.$$

Слід зазначити, що розрахунок навантажень не може бути достатньо точним через можливі зміни початкових даних і неточності розрахункових коефіцієнтів (враховуючи динаміку зміни коефіцієнта в часі). Тому при розрахунку навантажень припускається похибки $\pm 10\%$.

Розрахунок електричних навантажень однофазних електроприймачів.

Однофазні електроприймачі, які включені на фазні та міжфазні напруги й розподілені по фазах з нерівномірністю не вище 15%, враховуються як трифазні

тієї ж сумарної потужності. При перевищенні вказаної нерівномірності розрахункове навантаження однофазних електроприймачів приймається рівним потрійній величині навантаження найбільш завантаженої фази.

При кількості однофазних електроприймачів до трьох умовна трифазна номінальна потужність $P_{ном.у}$ визначається наступним способом:

а) при включенні електроприймачів на фазну напругу

$$P_{н.у} = 3S_{н\phi} \sqrt{TB} \cos \varphi = 3P_{н.ф} \quad (2.49)$$

де $S_{н\phi}$ — паспортна потужність; $P_{н.ф}$ — номінальна потужність максимально навантаженої фази;

б) при включенні однофазних електроприймачів на лінійну напругу при одному електроприймачі

$$P_{н.у} = \sqrt{3}P_{н}; \quad (2.50)$$

при двох-трьох електроприймачах

$$P_{н.у} = 3P_{н.ф}. \quad (2.51)$$

Максимальне навантаження однофазних електроприймачів, включених на фазну або лінійну напругу при числі їх більше три при однаковому K_{ϕ} і $\cos \varphi$, визначається по формулах:

$$P_{м} = K_{\phi} K_{м} P_{н.ф} \quad (2.52)$$

$$Q_{м} = 1,1K_{\phi} Q_{н.ф}. \quad (2.53)$$

2.8. ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА ВТРАТ

Початковими величинами для визначення витрати електроенергії є питомі технологічні норми електроспоживання, тобто питомі витрати електроенергії по кожному технологічному процесу, віднесені до характерного для даного процесу одиничного вимірника. Наприклад, для екскаваторів питома технологічна норма електроспоживання подається в кВт·год на 1 м³ вийнятої маси, для насосних установок — в кВт·год на 1 т·км речовини, яка транспортується, тощо. Питомі технологічні норми витрати електроенергії, що приводяться в довідниках, визначаються розрахунковим або експериментальним шляхом. Визначення загальної витрати активної енергії за який-небудь проміжок часу (доба, місяць, рік) за наявності відомостей про питомі технологічні витрати електроенергії виконують за формулою

$$W_a = \sum_{k=1}^n \omega_k M_k \quad (2.54)$$

де ω_k — питома технологічна витрата активної енергії по виробничому процесу; M_k — продуктивність виробничого процесу у властивих йому одиницях за період часу, для якого визначається витрата енергії; n — число виробничих процесів на підприємстві. Визначення загальних витрат реактивної енергії виконують за формулою

$$W_P = \sum_{k=1}^n \omega_k M_k \operatorname{tg} \varphi_k \quad (2.55)$$

де $\operatorname{tg} \varphi_k$ відповідає відношенню споживання реактивної енергії до споживання активної енергії, знайденого розрахунковим або експериментальним шляхом.

Для визначення повних витрат електроенергії необхідно врахувати також втрати активної і реактивної енергії в лініях, трансформаторах і реакторах.

Для попередніх розрахунків витрату електроенергії допустимо визначати за формулою

$$W_a = \omega_{cp} M_{\Sigma} \quad (2.56)$$

де ω_{cp} — питома витрата електроенергії на одиницю продукції, що випускається підприємством; M_{Σ} — продукція підприємства за період часу, для якого визначається витрата енергії.

Щоб уникнути великих похибок питома витрата електроенергії повинна прийматися за даними для діючих підприємств, близьких по продуктивності та технології. Для визначення повної витрати електроенергії необхідно врахувати також втрати активної та реактивної енергії в лініях, трансформаторах і реакторах.

Втрати потужності в окремих елементах схеми електропостачання враховують не тільки при визначенні розрахункових навантажень, але і при виборі варіантів електропостачання з урахуванням економічних чинників. Слід зазначити, що в практичних розрахунках втрати потужності та енергії в повітряних і кабельних лініях враховуються лише при техніко-економічних порівняннях варіантів схем і при виборі напруги. При визначенні електричних навантажень втрати в цих елементах схеми не розраховуються, оскільки вони враховані числовими значеннями коефіцієнтів використання й попиту. Втрати потужності в трансформаторах і реакторах визначаються по приведених нижче виразах і підсумовуються з розрахунковими значеннями навантажень на шинах РУ — 6(10) кВ.

Повні втрати активної та реактивної потужності в лініях виражаються відповідно до формул:

$$\Delta P_a = 3I_m^2 R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}; \quad (2.57)$$

$$\Delta Q = 3I_m^2 X \cdot 10^{-3}, \text{ квар.} \quad (2.58)$$

Тут R і X — повний активний та реактивний опір лінії.

Втрати активної потужності в лінії при передачі по ній реактивної потужності виражаються формулою

$$\Delta P_p = 3(I_m \sin \varphi)^2 R = \frac{Q_m^2}{U_n^2} R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (2.59)$$

Тоді

$$\Delta P = \Delta P_a + \Delta P_p, \text{ кВт.} \quad (2.60)$$

Втрати активної та реактивної енергії при змінному навантаженні виражаються відповідно формулами:

$$\Delta W = \Delta P_a \tau_a + \Delta P_p \tau_p, \text{ кВт·год.}; \quad (2.61)$$

$$\Delta V = \Delta Q \tau_p \text{ квар·год,} \quad (2.62)$$

де τ_a і τ_p — число годин максимуму втрат, відповідно по активній та реактивній потужності, визначуване з достатньою для практичних цілей точністю за виразами:

$$\tau_a = (0,124 + T_m \cdot 10^{-4})^2 8760, \text{ год}; \quad (2.63)$$

$$\tau_p = (0,124 + T_{m,p} \cdot 10^{-4})^2 8760, \text{ год.} \quad (2.64)$$

Втрати активної та реактивної потужності в трансформаторах визначаються відповідно до наступних формул:

$$\Delta P = P_{x.x} + \beta_T^2 \Delta P_m, \text{ кВт}; \quad (2.65)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_{x.x} + \beta_T^2 \Delta Q_m, \text{ квар,} \quad (2.66)$$

де $\Delta P_{x.x}$ і ΔP_m — активні втрати холостого ходу та втрати в міді при номінальному навантаженні $\beta_T = \frac{S_m}{S_n}$ — коефіцієнт завантаження трансформатора; $Q_{x.x}$

— реактивні втрати холостого ходу, величина яких, що виражена у відносних одиницях, чисельно рівна струму холостого ходу; ΔQ_m — реактивні втрати в обмотках трансформатора, які у відносних одиницях чисельно дорівнюють напрузі K_3 .

До остаточного вибору потужності трансформаторів втрати в них можна приймати орієнтовно:

$$\Delta P = 0,02 S_{н.н}; \quad \Delta Q = 0,1 S_{н.н} \quad (2.67)$$

де $S_{н.н}$ — розрахункова потужність на шинах низької напруги.

Втрати активної та реактивної енергії в трансформаторах визначають відповідно виразами:

$$\Delta W_a = \Delta P_{x.x} T_z + \beta_T^2 \Delta P_m \tau_a, \text{ кВт} \cdot \text{год}; \quad (2.68)$$

$$\Delta W_p = \Delta Q_{x.x} T_z + \beta_T^2 \Delta Q_m \tau_p, \text{ кВт} \cdot \text{год}. \quad (2.69)$$

Втрати активної та реактивної потужності в реакторах визначаються відповідно до формул:

$$\Delta P = 3 \beta_p^2 \Delta P_n, \text{ кВт}; \quad (2.70)$$

$$\Delta Q = 3 \beta_p^2 \Delta Q_n, \text{ квар} \quad (2.71)$$

де ΔP_n і ΔQ_n — активні та реактивні втрати потужності в одній фазі реактора при номінальному його навантаженні; β_p — коефіцієнт завантаження реактора.

Втрати активної і реактивної енергії в реакторах:

$$\Delta W_a = \Delta P \tau_a, \text{ кВт} \cdot \text{год}; \quad (2.72)$$

$$\Delta W_p = \Delta Q \tau_a, \text{ квар} \cdot \text{год}. \quad (2.73)$$

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Як пов'язані активна, реактивна складові та повна потужність?
2. Середні навантаження.
3. Розрахункове максимальне навантаження.
4. Графіки електричних навантажень та їх характеристики.
5. Які основні показники характеризують графіки електричних навантажень?
6. Назвіть відомі вам Методи розрахунку електричних навантажень.
7. З якою метою використовуються максимальні значення навантажень?
8. Метод впорядкованих діаграм (за коефіцієнтами використання та максимуму).
9. Розрахунок електричних навантажень однофазних електроприймачів.
10. Визначення втрат потужності та електроенергії в елементах мережі.

Теми рефератів

1. Методи вирівнювання графіків електричних навантажень в системах електропостачання підприємств.
2. Формування групових графіків та визначення величин, їх характеризуючих.

3. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1. НАСЛІДКИ ПІДВИЩЕНОГО СПОЖИВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Більша частина промислових приймачів в процесі роботи споживає з мережі, крім активної потужності P , реактивну потужність Q . Основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни (60—65% загального споживання реактивної потужності), трансформатори (20—25%), повітряні електричні мережі, реактори, перетворювачі та інші установки (близько 10%). Залежно від характеру електроустаткування його реактивне навантаження може складати до 130% по відношенню до активної. Передача значної реактивної потужності по лініях і через трансформатори не вигідна з наступних основних причин:

1. Виникають додаткові втрати активної потужності та енергії у всіх елементах системи електропостачання, обумовлені завантаженням їх реактивною потужністю. Так, при передачі активної P реактивної Q потужностей через елемент мережі з опором R втрати активної потужності складуть

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_P. \quad (3.1)$$

Додаткові втрати активної потужності ΔP_P , викликані протіканням реактивної потужності Q , пропорційні її квадрату.

2. Виникають додаткові втрати напруги, які особливо істотні в мережах районного значення. Наприклад, при передачі потужностей P і Q через елемент мережі з активним опором R і реактивним X втрати напруги складуть

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_P, \quad (3.2)$$

де ΔU_a — втрати напруги, обумовлені активною потужністю; ΔU_P — втрати напруги, обумовлені реактивною потужністю.

Додаткові втрати напруги ΔU_P збільшують відхилення напруги на затискачах приймача від номінального значення при змінах навантажень і режимів електричної мережі. Це вимагає збільшення потужності, а отже, і вартості засобів регулювання напруги.

3. Завантаження реактивною потужністю ліній електропередачі та трансформаторів зменшує їх пропускну спроможність і вимагає додаткових заходів щодо збільшення пропускну спроможності мережі (збільшення перетинів дротів повітряних і кабельних ліній, збільшення номінальної потужності або числа трансформаторів підстанцій тощо).

Приведені міркування примушують, наскільки це технічно і економічно доцільно, наближати джерела реактивної потужності до місць її споживання.

Це розвантажує значну частину ліній електропередачі та трансформаторів від реактивної потужності.

3.2. ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

Надалі користуватимемося наступними поняттями і визначеннями:

1. Поточне значення коефіцієнта потужності $\cos\varphi$. Величина $\cos\varphi$ може бути визначена безпосередньо за свідченнями фазометра або обчислена за даними ватметра, вольтметра і амперметра за формулою (середнє значення для трифазної системи)

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{3}UI}.$$

Поточне значення $\cos\varphi$ характеризує кут зсуву по фазі між струмом і напругою даної установки в кожний момент часу. По записах поточного значення $\cos\varphi$ можна скласти думку про те, чи стабільна величина споживаної реактивної потужності, коли можна чекати різких змін її тощо. Ці відомості необхідні для вирішення питань, пов'язаних із задачами проектування і експлуатації. Так, наприклад, не дивлячись на високий середньовзважений коефіцієнт потужності, в установці можуть мати місце підвищені втрати активної потужності та значні відхилення напруги від номінального значення за рахунок коливань споживання реактивної потужності в часі.

2. Середньовзважене значення коефіцієнта потужності $\cos\varphi_{CB}$. Величина $\cos\varphi_{CB}$ дає усереднене значення коефіцієнта потужності установки за який-небудь період часу. По величині $\cos\varphi_{CB}$ неможливо судити про фактичні зміни поточної величини $\cos\varphi$.

Величина $\cos\varphi_{CB}$ визначається за формулою

$$\cos\varphi_{CB} = \cos \arctg \frac{\int_{t_1}^{t_2} Q dt}{\int_{t_1}^{t_2} P dt} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{W_P}{W_a}\right)^2}} = \cos \arctg \frac{Q_{CP}}{P_{CP}}, \quad (3.3)$$

де $W_P = \int_{t_1}^{t_2} Q dt$ — покази лічильника реактивної енергії за час $t = t_2 - t_1$,

квар·год; $W_a = \int_{t_1}^{t_2} P dt$ — кількість активної енергії, споживаної приймачами за час t , кВт·год.

3. Природний коефіцієнт потужності. За величину природного коефіцієнта потужності $\cos\varphi_{np}$ приймають значення його без урахування роботи спеціа-

льних компенсуючих пристроїв (синхронні компенсатори і конденсатори). Природний коефіцієнт потужності може характеризуватися як поточним, так і середньовзваженим його значенням.

4. Загальний коефіцієнт потужності. За величину загального коефіцієнта потужності $\cos\varphi_{\text{заг}}$ приймають його значення з урахуванням роботи компенсуючих пристроїв. Так само як і природний коефіцієнт потужності, $\cos\varphi_{\text{заг}}$ може характеризуватися поточним або середньовзваженим значенням.

3.3. СПОСОБИ ЗМЕНШЕННЯ СПОЖИВАННЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Поліпшення енергетичних показників системи електропостачання і, як наслідок, підвищення коефіцієнта потужності промислового підприємства можна досягти лише при правильному поєднанні різних способів, кожний з яких повинен бути технічно і економічно обґрунтований. Заходи щодо зменшення споживання реактивної потужності можна розділити на наступні групи:

- а) організаційні - без вживання компенсуючих пристроїв;
- б) спеціальні - вживання компенсуючих пристроїв.

Організаційні заходи щодо зменшення споживання приймачами реактивної потужності повинні розглядатися в першу чергу, оскільки для їх здійснення, як правило, не вимагається значних капітальних витрат. До них відносяться наступні:

- 1) впорядкування технологічного процесу, що веде до поліпшення енергетичного режиму устаткування;
- 2) заміна мало завантажених асинхронних двигунів двигунами меншої потужності;
- 3) зниження напруги біля двигунів, що систематично працюють з малим завантаженням;
- 4) обмеження холостої роботи двигунів;
- 5) вживання синхронних двигунів замість асинхронних у випадках, коли це можливо за умов технологічного процесу;
- 6) підвищення якості ремонту двигунів;
- 7) заміна мало завантажених трансформаторів.

Розглянемо ефективність цих заходів.

Впорядкування технологічного процесу

Цей захід пов'язаний з забезпеченням максимального використання потужностей електродвигунів та других електроприймачів, що приводить до збільшення споживання активної потужності і одночасного зменшення відносного значення реактивної потужності.

Заміна мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності

Величина споживання реактивної потужності асинхронними двигунами залежить від коефіцієнта завантаження і номінального коефіцієнта потужності двигунів. При номінальному завантаженні і номінальній напрузі асинхронний двигун споживає реактивну потужність, рівну

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta_{\partial.n}} \operatorname{tg} \varphi_n \quad (3.4)$$

де $\eta_{\partial.n}$ — к. к. д. двигуна при повному завантаженні.

Реактивна потужність, споживана двигуном з мережі при холостому ході, може бути знайдена з виразу

$$Q_{x.x} \approx \sqrt{3} U_n I_{x.x}, \quad (3.5)$$

де $I_{x.x}$ — струм холостого ходу асинхронного двигуна.

Для двигунів з номінальним коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_n = 0,91 - 0,93$ реактивна потужність х. х. складає близько 50% реактивної потужності при номінальному завантаженні двигуна. Для двигунів з $\cos \varphi_n = 0,77 \div 0,79$ вона досягає 70%.

Збільшення споживання реактивної потужності при повному завантаженні двигуна в порівнянні із споживанням при х. х. складає

$$\Delta Q_n = Q_n - Q_{x.x} \approx \frac{P_n}{\eta_{\partial.n}} \operatorname{tg} \varphi_n - \sqrt{3} U_n I_{x.x}. \quad (3.6)$$

При навантаженнях асинхронного двигуна, менших номінальною, приріст споживання реактивної потужності в порівнянні з холостим ходом пропорційний квадрату коефіцієнта завантаження двигуна:

$$\Delta Q = k_3^2 \Delta Q_n, \quad (3.7)$$

де $k_3 = P/P_n$ — коефіцієнт завантаження двигуна.

Таким чином, реактивна потужність, споживана двигуном при довільному завантаженні, складає

$$Q = Q_{x.x} + \Delta Q_n k_3^2. \quad (3.8)$$

Коефіцієнт потужності асинхронного двигуна при довільному завантаженні з врахуванням (3.8) виходить з виразу

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_{x.x} + \Delta Q_n k_3^2}{P_n k_3} \right)^2}}. \quad (3.9)$$

Як випливає з формули (3.9), коефіцієнт потужності двигуна зменшується при зменшенні його завантаження. Наприклад, якщо для якогось конкретного двигуна при 100%-ному завантаженні $\cos\varphi = 0,8$, то при 50%-ному завантаженні $\cos\varphi = 0,65$, при 30%-ному завантаженні $\cos\varphi = 0,51$. Звідси витікає, що заміна систематично мало завантажених двигунів двигунами меншої потужності сприяє підвищенню коефіцієнта потужності електроустановки.

Умови рентабельності вимагають, щоб заміна двигуна спричиняла економічно вигідне зменшення сумарних втрат активної потужності в енергосистемі та двигуні. Для сумарних втрат $\Delta P_{\text{сум}}$ справедливий вираз

$$\Delta P_{\text{сум}} = Qk_{\text{в.н}} + \Delta P, \quad (3.10)$$

де ΔP — повні втрати активної потужності в двигуні; $k_{\text{в.н}}$ — коефіцієнт зміни витрат, кВт/квар, що задається підприємству енергосистемою.

Коефіцієнт зміни витрат $k_{\text{в.н}}$, чисельно дорівнює питомому зниженню втрат активної потужності у всіх елементах системи електропостачання (від джерел живлення до місць споживання електроенергії), що одержується при зменшенні передаваної підприємству реактивної потужності. Як показали розрахунки, найменше значення $k_{\text{в.н}}$ дорівнює приблизно 0,02 (кВт/квар) для трансформаторів, приєднаних безпосередньо до шин станції.

Перетворивши (3.10) до більш зручного для розрахунку вигляду, з обліком (3.8) і (3.6) одержимо:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{\text{x.x}}(1 - k_3^2) + k_3^2 Q_{\text{н}}]k_{\text{в.н}} + \Delta P_{\text{x.x}} + k_3^2 \Delta P_{\text{а.н}}, \quad (3.11)$$

де $\Delta P_{\text{x.x}} = P_{\text{н}} \left(\frac{1 - \eta_{\text{н.д}}}{\eta_{\text{н.д}}} \right) \left(\frac{\gamma}{1 + \gamma} \right)$ — втрати активної потужності при холостому

ходу двигуна, кВт; $\Delta P_{\text{а.н}} = P_{\text{н}} \left(\frac{1 - \eta_{\text{н.д}}}{\eta_{\text{н.д}}} \right) \left(\frac{1}{1 + \gamma} \right)$ — приріст втрат активної потужності в двигуні при завантаженні 100%, кВт; $\gamma = \frac{\Delta P_{\text{x.x}}}{\Delta P_{\text{а.н}}}$ — розрахунковий ко-

ефіцієнт, що залежить від конструкції двигуна і визначається з виразу

$$\gamma = \frac{\Delta P_{\text{x.x}} \%}{(100 - \eta_{\text{н.д}} \%) - \Delta P_{\text{x.x}} \%};$$

$\Delta P_{\text{x.x}} \%$ — втрати х. х., виражені у відсотках активної потужності, споживаної двигуном при завантаженні 100%.

Досвід показав, що якщо середнє завантаження двигуна складає менше 45% номінального значення його потужності, то заміна його меншим по потужності завжди доцільна й перевірки розрахунками не вимагається. При завантаженні двигуна більше 70% номінальній потужності можна вважати, що замі-

на його в загальному випадку недоцільна. При завантаженні двигунів в межах від 45 до 70% доцільність заміни їх повинна бути підтверджено достатнім зменшенням сумарних витрат активної потужності в електричній системі і двигуні, розрахованому за формулою (3.11).

Слід зазначити, що для промислових підприємств розглядати питання про заміну двигунів меншими за потужністю доцільно тільки для двигунів, що не вбудовані в механізм. Заміна мало завантажених двигунів, вбудованих в механізм, настільки дорога і складна, що вона практично недоцільна.

Зниження напруги в мало завантажених двигунах

При неможливості заміни мало завантаженого асинхронного двигуна слід перевірити доцільність зниження напруги на його затисках. Зниження напруги на виводах асинхронного двигуна до певного мінімально допустимого значення $U_{\min}$ приводить до зменшення споживання їм реактивної потужності (за рахунок зменшення струму намагнічування). При цьому одночасно зменшуються витрати активної потужності та, отже, збільшується к.к.д. двигуна. На практиці застосовуються наступні способи зниження напруги в мало завантажених асинхронних двигунах:

- 1) перемикання обмотки статора з трикутника на зірку;
- 2) секціонування обмоток статорів;
- 3) зниження напруги у фабрично-заводських силових мережах шляхом перемикання відгалужень знижувальних трансформаторів.

Перше уявлення про ефективність перемикання обмотки статора асинхронного двигуна з трикутника на зірку дає табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Номінальний коефіцієнт потужності двигуна	Відносини $\cos\varphi_Y/\cos\varphi_\Delta$ при коефіцієнтах завантаження k_3				
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
0,78	1,94	1,8	1,64	1,49	1,35
0,80	1,85	1,73	1,58	1,43	1,30
0,82	1,72	1,61	1,46	1,32	1,22
0,84	1,72	1,61	1,52	1,37	1,26
0,86	1,66	1,55	1,41	1,27	1,18
0,88	1,60	1,49	1,35	1,22	1,14
0,90	1,57	1,43	1,29	1,17	1,10
0,92	1,50	1,36	1,29	1,11	1,06

При перемиканні двигуна з трикутника на зірку зважаючи на зменшення максимального обертаючого моменту в 3 рази необхідно проводити перевірку по граничному коефіцієнту завантаження двигуна, визначуваному умовами стійкості. Граничний коефіцієнт завантаження приблизно рівний

$$k_{з.пр} = \frac{k_{м.м}}{4,5}, \quad (3.12)$$

де $k_{м.м}$ — кратність максимального обертаючого моменту по відношенню до номінального; значення $k_{м.м}$ приводяться в каталогах на двигуни.

Секціонування обмоток статорів асинхронних двигунів можна рекомендувати в тих випадках, коли неможливо здійснити перемикання обмотки статора з трикутника на зірку. Якщо двигуни виготовлені з паралельними гілками в обмотці статора, то секціонування здійснюється відносно просто шляхом перепаявання лобових з'єднань обмотки. Складніше перемкнути обмотку статора двигуна на іншу схему з'єднань, якщо вона виконана одиночним дротом. В таких випадках перемикання секцій обмотки можливе лише при капітальних ремонтах, двигунів.

Перемикання відгалужень знижувального трансформатора для зниження робочої напруги асинхронних двигунів також є нормальним експлуатаційним прийомом, направленим на зменшення споживання реактивної потужності, якщо даний трансформатор не живить одночасно інші приймачі, що не допускають зниження напруги на їх затисках.

Обмеження холостого ходу працюючих асинхронних двигунів

Робота більшості асинхронних двигунів характерна тим, що в перервах між навантаженнями вони обертаються на холостому ходу. Для ряду споживачів час роботи двигунів на холостому ходу досягає 50 – 65% всього часу роботи. Якщо проміжки роботи на холостому ходу достатньо великі, то доцільно на цей час відключати двигун від мережі. Споживання активної і особливо реактивної енергії при цьому значно зменшується. У разі вживання обмежувачів холостого ходу підрахунок економії робиться по графіках активної і реактивної потужності, споживаної асинхронними двигунами.

Підвищення якості ремонту асинхронних двигунів

При виконанні ремонту двигунів необхідно враховувати та точно дотримувати номінальні дані двигунів. Інакше з ремонту можуть бути випущені двигуни з підвищеним споживанням реактивної потужності, великою нерівномірністю навантаження окремих фаз, збільшеним струмом холостого ходу, значними відхиленнями від заводських обмотувальних даних та іншими серйозними недоліками. Все це створює підвищення споживання реактивної потужності і, як наслідок, збільшує втрати енергії і погіршує природний коефіцієнт потужності підприємства.

Заміна трансформаторів

Великих успіхів в підвищенні природного коефіцієнта потужності промислового підприємства можна досягти за рахунок раціоналізації роботи трансформаторів, яка проводиться шляхом їх заміни і перегруповування, а також шляхом відключення деяких трансформаторів в години малих навантажень. Якщо при цих заходах знижується споживання реактивної потужності й зменшуються втрати активної потужності, то здійснення їх, без сумніву, доцільно.

3.4. КОМПЕНСУЮЧІ ПРИСТРОЇ

Зменшення споживання реактивної потужності спеціальними заходами, це

застосування пристроїв компенсації. Для компенсації реактивної потужності, споживаної електроустановками промислового підприємства, можуть бути застосовані синхронні компенсатори і статичні конденсатори, а також використані наявні синхронні двигуни.

Синхронні компенсатори по суті є синхронними двигунами полегшеної конструкції без навантаження на валу. Вони можуть працювати як в режимі генерації реактивної потужності (при перезбуджуванні компенсатора), так і в режимі її споживання (при недозбудженні). Зміна значення реактивної потужності компенсатора, що генерується або споживається, здійснюється регулюванням його збудження. У даний час промисловість виготовляє синхронні компенсатори потужністю від 5000 до 75000 квар. Втрати активної потужності в синхронних компенсаторах при їх повному завантаженні залежно від номінальної потужності коливаються в межах 0,32 — 0,15 кВт/квар, тобто складають значну величину.

До недоліків синхронних компенсаторів відносяться також дорожчання і ускладнення експлуатації (по порівнянню, наприклад, з конденсаторними батареями) і значний шум під час роботи. Позитивними властивостями синхронних компенсаторів як джерел реактивної потужності є можливість плавного і автоматичного регулювання величини реактивної потужності, що генерується, незалежність генерації реактивної потужності від напруги на їх шинах, достатня термічна і динамічна стійкість обмоток компенсаторів під час коротких замикань, можливість відновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом проведення ремонтних робіт.

Конденсатори — спеціальні ємності, призначені для вироблення реактивної потужності. За своєю дією вони еквівалентні синхронному компенсатору в режимі перезбудження і можуть працювати лише як генератори реактивної потужності. Звичайно батареї конденсаторів включаються в мережу трифазного струму по схемі трикутника. При відключенні конденсаторів необхідно, щоб запасена в них енергія розряджалася автоматично без участі чергового персоналу на активний опір, приєднаний до батареї «наглухо» (рис. 3.1).

Конденсатори в порівнянні з іншими джерелами реактивної потужності мають ряд переваг:

- 1) малі втрати активної потужності (0,0025 — 0,005 кВт/квар);
- 2) простота експлуатації (зважаючи на відсутність частин, що обертаються і труть);
- 3) простота виробництва монтажних робіт (мала вага, відсутність фундаментів);
- 4) для установки конденсаторів може бути використано будь-яке сухе приміщення.

Серед недоліків конденсаторів слід зазначити залежність реактивної потужності, що генерується ними, від напруги $Q = U^2 \omega C \cdot 10^{-3}$ квар; недостатню міцність (легко ушкоджуються, особливо при КЗ і напругах вище номінального).

Питома вартість 1 квар конденсаторної батареї залежить від напруги, але практично не залежить від потужності самої батареї. Тому для компенсації реактивної потужності до 10 Мвар на промислових підприємствах найбільше поширення набули конденсаторні батареї.

Установки конденсаторів бувають індивідуальні, групові та централізовані. Індивідуальні установки застосовуються частіше за все на напругах до 660 В. В цих випадках конденсатори приєднуються наглухо до затисків приймача. Такий вид установки компенсуючих пристроїв володіє істотним недоліком — поганим використанням конденсаторів, оскільки з відключенням приймача відключається й компенсуюча установка. При груповій установці конденсатори приєднуються до розподільних пунктів мережі. При цьому використання встановленої потужності конденсаторів дещо збільшується. При централізованій установці батарей конденсаторів вони можуть приєднуватися на стороні вищої напруги трансформаторної підстанції промислового підприємства. Використовування встановленої потужності конденсаторів в цьому випадку виходить найвищим. включаються поодиночі в ланцюг кожного з них. Крім того, батарея в цілому захищається також за допомогою запобіжників в ланцюзі батареї.

Схеми приєднання батарей конденсаторів на напругу 3 - 6 кВ дані на рис. 3.1. Схема на рис. 3.1, *а* забезпечує незалежність роботи батареї від роботи приймачів, але вимагає великої кількості апаратури високої напруги. На рис. 3.1, *б* батарея приєднується до ланцюга приймача наглухо і для включення батареї в цьому випадку не потрібна установка окремих вимикачів.

Щоб уникнути істотного зростання витрат на відключаючу апаратуру, вимірювальні прилади тощо не рекомендується установка батарей конденсаторів 3 - 10 кВ потужністю менше 400 квар при приєднанні конденсаторів за допомогою окремого вимикача (рис. 3.1, *а*) і менше 100 квар при приєднанні конденсаторів через загальний вимикач з силовим трансформатором, асинхронним двигуном та іншими приймачами (рис. 3.1, *б*).

Батареї конденсаторів середньої та великої потужності розділяються на секції за допомогою роз'єднувачів. Секціонування дає можливість грубого регулювання приєднаної потужності батареї, огляду і заміни елементів по секціях без відключення всієї батареї. Звичайно батареї конденсаторів розділяються не більше ніж на дві або три однакові секції.

Синхронні двигуни. Вживання синхронних двигунів в умовах промислових підприємств може бути доцільним в наступних випадках:

- 1) установка синхронних двигунів на приводних механізмах замість асинхронних там, де це можливо за технологічних умов;
- 2) установка синхронних двигунів більшої потужності, ніж вимагає приводний механізм.

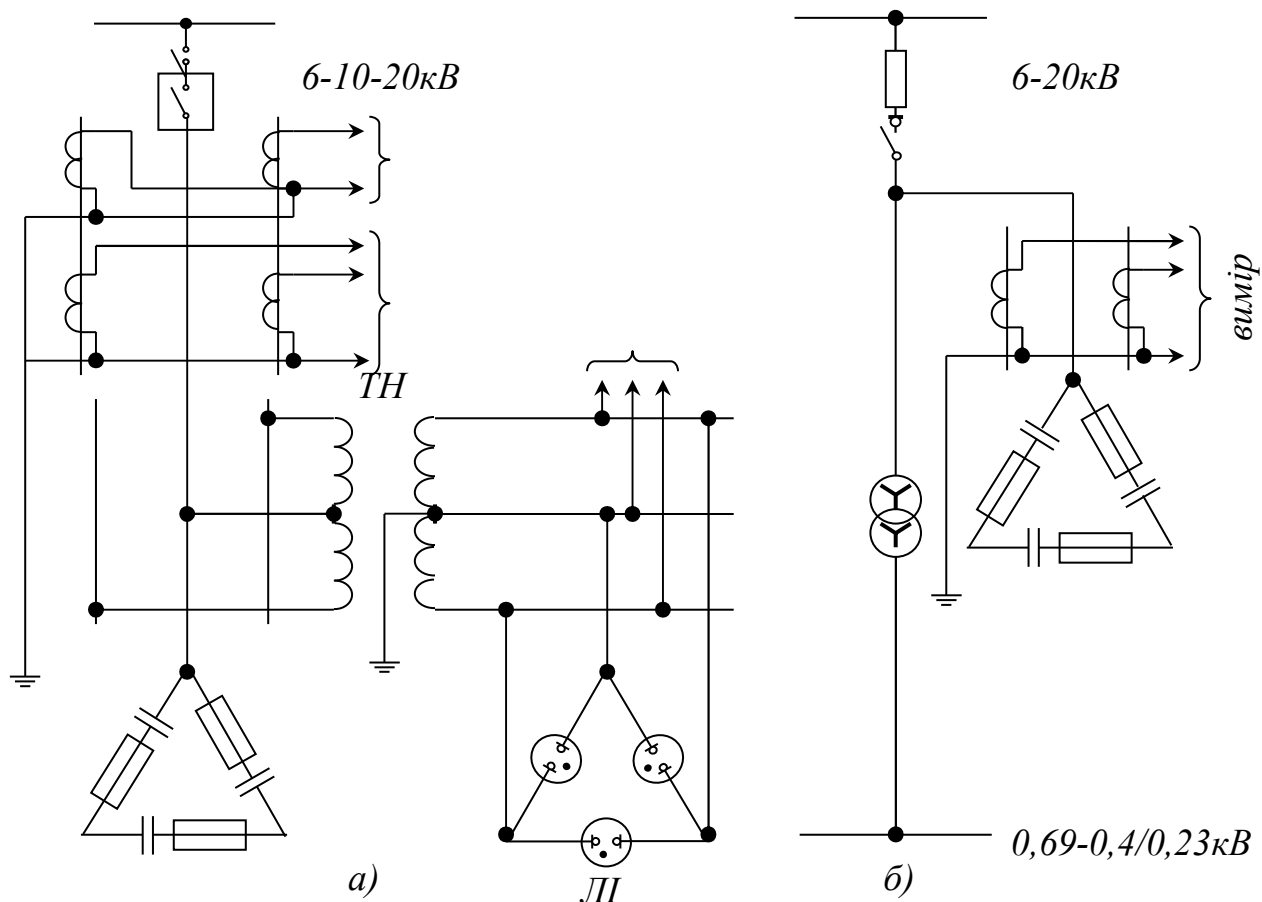


Рис. 3.1. Схема вмикання батарей статичних конденсаторів:

а — під окремий вимикач, *б* — під вимикач навантаження споживача. В цьому випадку розрядним опором служить сам силовий трансформатор, *ТН* — трансформатор напруги, що використовується в якості розрядного опору для батарей конденсаторів, *ЛП* — сигнальні індикаторні лампи.

Захист конденсаторів здійснюється плавкими запобіжниками, що

Перший захід завжди доцільний. Тому при недостатньому значенні коефіцієнта потужності слід розглянути питання про те, на яких механізмах можливе вживання синхронних двигунів замість асинхронних. Доцільність другого заходу повинна бути техніко-економічно обґрунтована шляхом порівняння з іншими варіантами підвищення коефіцієнта потужності.

3.5. ВИБІР КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

Вибір компенсуючих пристроїв проводиться на підставі техніко-економічного порівняння варіантів. Серед технічно прийнятих варіантів економічно доцільним буде той, який забезпечує мінімум розрахункових витрат:

$$Z = C_e + 0,15K = \min. \quad (3.13)$$

При виборі засобів компенсації реактивної потужності в системах електропостачання промислових підприємств необхідно розрізняти за функціональними ознаками дві групи промислових мереж залежно від складу їхніх навантажень: 1-а група - мережі загального призначення, мережі з режимом прямої послідовності основної частоти 50 Гц; 2-а група - мережі зі специфічними нелінійними, несиметричними й різкозмінними навантаженнями. Рішення задачі компенсації для обох груп є різними.

На початковій стадії проектування визначаються найбільші сумарні розрахункові активні та реактивні електричні навантаження підприємства P_m і Q_m при природному коефіцієнті потужності. Найбільше сумарне реактивне навантаження підприємства, прийняте для визначення потужності пристроїв, що компенсують,

$$Q_{m1} = K Q_m, \quad (3.14)$$

де $\hat{E}$ – коефіцієнт, що враховує розбіжність за часом найбільших активного навантаження енергосистеми й реактивної потужності промислового підприємства.

Значення коефіцієнта розбіжності $\hat{E}$ для всіх об'єднаних енергосистем приймаються відповідно до галузей промисловості:

Нафтопереробна, текстильна.....	0,95
Чорна та кольорова металургія, хімічна, нафтовидобувна, харчова, будівельних матеріалів, паперова.....	0,90
Вугільна, газова, машинобудівна та металообробна.....	0,85
Торфопереробна, деревообробна.....	0,80
Інші.....	0,75

Значення найбільших сумарних реактивного Q_{m1} та активного P_m навантажень передаються в енергосистему для визначення значення економічно оптимальної реактивної (вхідної) потужності, що може бути передана підприємству в режимах найбільшого і найменшого активного навантаження енергосистеми, відповідно Q_{E1} та Q_{E2} . За вхідною реактивною потужністю Q_{E1} визначається сумарна потужність пристроїв, що компенсують, для підприємства, а відповідно до заданого значення Q_{E2} – регульована частина пристроїв, що компенсують.

Сумарна потужність пристроїв, що компенсують, $Q_{\kappa 1}$ визначається необхідним балансом реактивної потужності на межі електричного розподілу підприємства і енергосистеми у період її найбільшого активного навантаження:

$$Q_{\kappa 1} = Q_{\text{.}m1} - Q_{E1} . \quad (3.15)$$

Для промислових підприємств з приєднаною сумарною потужністю трансформаторів менше 750 кВ·А значення потужності пристроїв, що компенсують, Q_{E1} задається безпосередньо енергосистемою і є обов'язковим при виконанні проекту електропостачання промислового підприємства. За узгодженням із енергосистемою, яка видала технічні умови на приєднання споживачів, допускається приймати більшу в порівнянні із $Q_{\kappa 1}$ сумарну потужність пристроїв, що компенсують (відповідно менше значення Q_{E1}), якщо це знижує наведені витрати на систему електропостачання в цілому по підприємству.

На підприємстві зі специфічними навантаженнями засоби компенсації повинні забезпечувати належні показники якості електроенергії в електроприймачах і на межі електричного розподілу підприємства та енергосистеми. При живленні від окремого вузла мережі підприємства тільки специфічних електроприймачів допускається перевищення нормованих показників якості електроенергії у цьому вузлі за умови забезпечення нормальної роботи інших електроустановок у системі електропостачання підприємства.

Як показують розрахунки, при потужності компенсуючого пристрою менше 5000 квар при напрузі 6 кВ і 10000 квар при напрузі 10 кВ економічно доцільної є установка статичних конденсаторів. Якщо необхідна потужність компенсуючого пристрою більше вказаних величин, то слід виконати техніко-економічні розрахунки, враховуючи графік споживання реактивного навантаження і вимоги енергосистеми з метою виявлення ефективності вживання синхронних конденсаторів.

3.6. РОЗМІЩЕННЯ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

Після попереднього орієнтовного визначення необхідної потужності та вибору типів компенсуючих пристроїв виникає задача оптимального розподілу їх в мережі електропостачання промислового підприємства. Від вибору місця установки компенсуючого пристрою залежать його вартість і величина втрат електричної енергії. Найменша вартість конденсаторних установок виходить при розміщенні їх в мережі напругою 6 – 10 кВ, проте втрати електричної енергії в мережах промислового підприємства при цьому будуть максимальними зважаючи на передачу значної кількості реактивної потужності по мережах напругою нижче 6 – 10 кВ.

Оптимальному розміщенню компенсуючих установок відповідає технічно прийнятний варіант з мінімальними розрахунковими витратами. Оптимальний вибір і розміщення пристроїв, що компенсують, у системі електропостачання промислових підприємств дозволяють не тільки знизити втрати активної потужності й енергії в розподільних і живильних мережах, але одночасно підвищити рівень напруги на затискачах приймачів електричної енергії. Відхилення на-

пруги від номінального значення впливає й на техніко-економічні показники системи електропостачання, і на кількісні і якісні показники продукції, що випускається. Тому завдання визначення раціонального ступеня компенсації реактивних навантажень і регулювання напруги в електричних мережах повинні вирішуватися спільно.

Спільний вибір компенсуючих і регулюючих пристроїв являє собою складне завдання. Складність її обумовлена великій кількістю взаємозалежних факторів. Так, підвищення напруги в технічно припустимих межах для промислових підприємств з великим числом асинхронних двигунів і електротермічних установок викликає прискорення технологічного процесу й, як наслідок, підвищення продуктивності промислових механізмів. З іншого боку, підвищене напруга викликає додаткове споживання активної й реактивної потужностей, що приводить до зростання втрат активної потужності й енергії, скороченню терміну служби елементів системи електропостачання. Можна вказати цілий ряд інших прикладів подібного роду взаємозалежних факторів, у багатьох випадках суперечливих по своїй природі.

Тому рішення питань оптимального вибору й розміщення пристроїв, що компенсують, в електричних мережах промислових підприємств із урахуванням економічних збитків від низької якості напруги може бути здійснене на основі системного підходу, який би враховував весь комплекс виникаючих при цьому взаємозалежних факторів і зв'язків. У зв'язку із цим становить інтерес побудова комплексних математичних моделей, у яких повною мірою відбиті як питання компенсації реактивних навантажень, так і питання оптимального регулювання напруги з урахуванням народногосподарських збитків від низької якості напруги:

$$Z(Q, U) = Z_{\kappa} + Z_{\nu} \rightarrow \min. \quad (3.16)$$

Необхідно вказати на два можливих підходи до рішення поставленого завдання:

- рішення визначається з урахуванням дійсної зміни напруги й дійсних графіків реактивних навантажень у характерних вузлах системи електропостачання. Така постановка завдання вимагає знаходження не тільки оптимальних значень потужностей пристроїв, що компенсують, і макет їхньої установки, але й визначення закону регулювання цими установками;
- більше спрощений підхід заснований на використанні числових статистичних характеристик досліджуваних процесів (математичне очікування відхилення напруги й реактивних навантажень) і припускає установку нерегульованих пристроїв, що компенсують.

Однією з умов успішного рішення цільової функції (3.16) є побудова техніко-економічних характеристик вузлів навантаження, що представляють собою математичне вираження сумарних збитків на шинах цехової підстанції у функції зміни рівня напруги. Такі характеристики дозволяють визначити не тільки оптимальний рівень напруги розподільної, але й проаналізувати можливі

відхилення від оптимуму, викликані наявністю складової Z_k .

Якщо відомо оптимальний рівень напруги на вторинній стороні цехового трансформатора, то можна визначити раціональна напруга на шинах ГЗП (ЦРП)

$$U_{p.ГПП} = U_{opt. тп} + \Delta U_{\Sigma} - \delta U_{\Sigma}.$$

де ΔU_{Σ} – сумарні втрати напруги в лініях і трансформаторах системи електропостачання; δU_{Σ} – сумарна добавка напруги за рахунок трансформатора, лінійного регулятора й т.п.

Аналізуючи наведене вираження, укажемо можливі шляхи регулювання напруги:

– безпосередній вплив на величину напруги, сюди ставляться перемикання обмоток трансформаторів цехових ТП (сезонні) і ГЗП (добові);

– непряме регулювання здійснюється за допомогою зміни параметрів і режимів роботи електричної мережі, найчастіше зміною коефіцієнта реактивної потужності $\tan \varphi$ або потужності встановлених компенсуючих пристроїв

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + (Q_i - Q_{\text{доп}}) x_i}{U_{\text{ном}}} = \sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{д}} + \sum_{i=1}^n \Delta U_{\text{р}},$$

де ΔU – сумарні втрати напруги на n ділянках мережі; P_i , Q_i – активна й реактивна потужності, передані по i -ой ділянці мережі; R_i , x_i – активний і реактивний опори i -ой ділянки мережі; $Q_{\text{доп}}$ – потужність пристрою, що компенсує, встановленого наприкінці i -ої ділянки; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі.

Для попереднього орієнтування в питанні про техніко-економічне обґрунтування розміщення компенсуючих пристроїв слід користуватися наступними положеннями з Керівних вказівок:

1. На підприємствах, що мають силові мережі 0,66 кВ, як правило, повинні встановлюватися конденсатори на напругу 0,66 кВ. Якщо на цих підприємствах є асинхронні двигуни високої напруги, то для компенсації їх реактивних навантажень доцільна установка конденсаторів на напругу 6 – 10 кВ.

2. На підприємствах, що мають силові мережі 0,38 кВ, найвигіднішою може виявитися або змішана установка конденсаторів 0,38 і 6 – 10 кВ, або установка конденсаторів тільки 0,38 кВ. Вибір варіанту проводиться на підставі техніко-економічних розрахунків і зіставлень.

3. На підприємствах, що мають силові мережі 0,22 кВ, допускається установка конденсаторів на напругу 0,22 кВ, якщо природний коефіцієнт потужності на стороні 0,22 кВ менше 0,7. При коефіцієнті потужності вище 0,7 слід встановлювати конденсатори 6 — 10 кВ.

4. Конденсатори 0,22 — 0,5 кВ повинні встановлюватися з дотриманням вимог пожежної безпеки біля групових щитків, оскільки централізована установка конденсаторів на трансформаторних підстанціях, як правило, менш доці-

льна. В тих випадках, коли є необхідність в розвантаженні силових трансформаторів, а установка конденсаторів напругою 0,22 — 0,5 кВ біля групових щитків чого-небудь неможлива, допускається централізована установка цих конденсаторів.

5. Потужність батареї конденсаторів, встановлюваних біля групового щитка, рекомендується приймати не менше 30 квар щоб уникнути істотного зростання витрат на відключаючу апаратуру, вимірювальні прилади і настановну шафу.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. До яких електричних ланцюгів застосовується поняття “реактивна потужність”?
2. Який напрямок має реактивна потужність (РП)?
3. У чому різниця балансу активних та реактивних потужностей?
4. Як розрізняють споживачів та джерела реактивної потужності у системах електропостачання?
5. Коефіцієнт потужності та способи його підвищення.
6. Синхронні компенсатори.
7. Переваги батареї статичних конденсаторів, як джерел РП?
8. Назвіть основні джерела РП у системах електропостачання підприємств.
9. Як оцінюються витрати на передачу РП?
10. Сформулюйте задачу вибору потужності компенсуючих установок у загальному вигляді.
11. Поясніть суть підходу при виборі потужності компенсуючих установок у мережах до 1 кВ.
12. Як визначається реактивна потужність, що видається споживачу енергосистемою?
13. Якими критеріями керуються при розподілі потужності компенсуючих установок у мережах підприємства?

Теми рефератів

1. Способи та засоби регулювання потужності компенсуючих установок.
2. Компенсація реактивної потужності у мережах з нелінійними навантаженнями.
3. Переваги від зменшення передачі реактивної потужності.

4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ

4.1. МЕТА, ЗМІСТ І ПОРЯДОК РОЗРАХУНКІВ

Для проектування, спорудження і експлуатації систем електропостачання (СЕП) витрачаються численні ресурси і фінансові кошти, які повинні бути використані з найбільшою ефективністю. Це вимагає всесторонньо обґрунтованих схвалюваних рішень.

Мета техніко-економічних розрахунків - доказ технічних функціональних здібностей СЕП, відповідних обґрунтованим вимогам споживачів (навантаженню, надійності тощо). При цьому вирішуються наступні питання:

а) вибір і обґрунтування устаткування для виконання необхідних функцій і вимог в межах функціонально обґрунтованих загальних положень;

б) оцінка стану СЕП в нормальних та аварійних режимах роботи і доказ основних величин у функціонально-структурному відношенні СЕП для пускового періоду й подальшої експлуатації;

в) доказ ефективності використання капітальних вкладень в нові та СЕП, що реконструюються, і подальших експлуатаційних витрат шляхом порівняння варіантів і оптимізації.

Оцінка якісних показників та ефективності вибраного рішення (в порівнянні зі світовими стандартами), а також витрат на обробку проектної документації (оцінка продуктивності праці). В пакеті розрахунків повинні бути представлені всі необхідні програми обробки даних на ЕОМ. Обґрунтування та вибір техніко-економічно доцільного варіанту СЕП базується на розгляді та порівнянні можливих варіантів за технічними, економічними та експлуатаційними показниками.

Основні показники СЕП

Технічні показники. До технічних показників відносяться надійність, припустимі відхилення та витрати напруги, сталість елементів СЕП в перехідних режимах, стабільність роботи приводів, число й рівні ступенів напруги, ступінь автоматизації та інші в нормальних і аварійних режимах СЕП.

Експлуатаційні показники. Найважливішими експлуатаційними показниками є тривалість відновлення електропостачання після ліквідації пошкоджень, тривалість поточних і капітальних ремонтів СЕП, припустимі перевантаження елементів електроустановок, зручність експлуатації, величина витрат потужності, кількість і кваліфікація обслуговуючого персоналу.

Економічні показники. Найважливішим економічним показником при порівнянні варіантів СЕП є річні приведені витрати, що включають капітальні вкладення і експлуатаційні витрати, а також вартість збитку. Для більш детальної економічної оцінки як окремих елементів, так і СЕП в цілому використовують додаткові показники: надійність електропостачання споживачів, капітальні вкладення в СЕП, витрата матеріалів (особливо кольорових матеріалів), вартість витрат енергії та кількість обслуговуючого персоналу. Економічна оцінка проектування і технологічної підготовки проводиться з урахуванням показників продуктивності праці.

4.2. ЕФЕКТИВНІСТЬ ВЖИВАННЯ МАТЕРІАЛІВ І ЕНЕРГІЇ

Постановка мети економічної оцінки визначена в загальних задачах техніко-економічних розрахунків. Кожне технічне рішення повинно бути економічно мотивованим і обґрунтованим, тому економічну оцінку і технічне рішення слід опрацьовувати як єдине ціле.

Цілі і принципи рішень

Оцінка ефективності капітальних вкладень при проектуванні як для нових установок, так і для СЕП, що реконструюються і розширюються, повинна відповідати вимогам розвитку економіки країни; для цього служать економічні показники, приведені, відповідно до яких особливо необхідно обґрунтувати введення в дію матеріалів і енергії.

У порівнюваних варіантах економічні показники є вирішальними. Що стосується технічних і експлуатаційних показників порівнюваних варіантів, то вони повинні відповідати вимогам, проте не обов'язково бути рівноцінними. З рівноцінних варіантів за показниками їх експлуатаційних витрат вибирається варіант з більш вигідними технічними і експлуатаційними показниками.

Правильний вибір економічних показників і методів дії на ті параметри, які роблять найістотніший вплив на економічну ефективність електропостачання. До них відносяться: зменшення витрат електроенергії, підвищення надійності та якості електроенергії, вживання компенсуючих і регулюючих пристроїв, поліпшення коефіцієнта потужності в електроустановках тощо.

При проектуванні слід використовувати практичний досвід і новітні наукові досягнення в області СЕП для забезпечення ефективності капіталовкладень. Для урахування перспектив розвитку СЕП необхідно брати до уваги:

- приріст нових споживачів і навантажень, можливості почергового спорудження системи, територіальне розширення, подальші підключення до енергосистеми, що реконструюється, тощо;
- систему апаратури, включаючи вибір модернізованого устаткування і нових положень.

Економічні розрахунки виконують по єдиних методиках і правилах, які засновані на положеннях загальнодержавних стандартів і керівних вказівок.

Враховуючи, що матеріальні ресурси суспільства обмежені, вони повинні так використовуватися, щоб з можливо меншими витратами в суспільній праці можна було досягти максимальної ефективності. Будь-які витрати на спорудження, реконструкцію або раціоналізацію установок виробництва, розподіли і споживання електроенергії повинні забезпечити високий економічний ефект. Ефективність здійснюваного рішення повинна бути як якісною, так і кількісною.

Якісний ефект використання оцінюється на підставі можливих комплексних господарських міркувань, виходячи з соціально-економічних, психологічних, оборонно-стратегічних, моральних та інших задач.

Кількісний ефект розраховується за основними методами з урахуванням спеціальних стандартів на електроенергетичні установки і встановлених вимог до СЕП. Початковою базою є структура витрат (рис. 4.1).

Принципи кількісного визначення ефективності

Головний показник "Загальні витрати" під час загальної тривалості використання СЕП визначає вирішальний критерій. Оцінка ефективності СЕП лише за капітальними витратами, експлуатаційними витратами або вартості збитку є недостатньою. Ефект від капітальних вкладень повинен бути ясно доведений з погляду народногосподарської користі (з включенням матеріалів і енергії) і враховувати:

- витрати суспільства до введення в експлуатацію СЕП;
- щорічні експлуатаційні витрати;
- витрати під час експлуатації СЕП;
- значення очікуваного збитку.

Слід брати до уваги подальше відтворення як важливу передумову для зростання господарства; за законом накопичення частину поступаючих засобів спрямовують для розширення виробництва. Надійність живлення СЕП виражається через очікуваний збиток у споживачів; вона є важливою обмежуючою умовою.

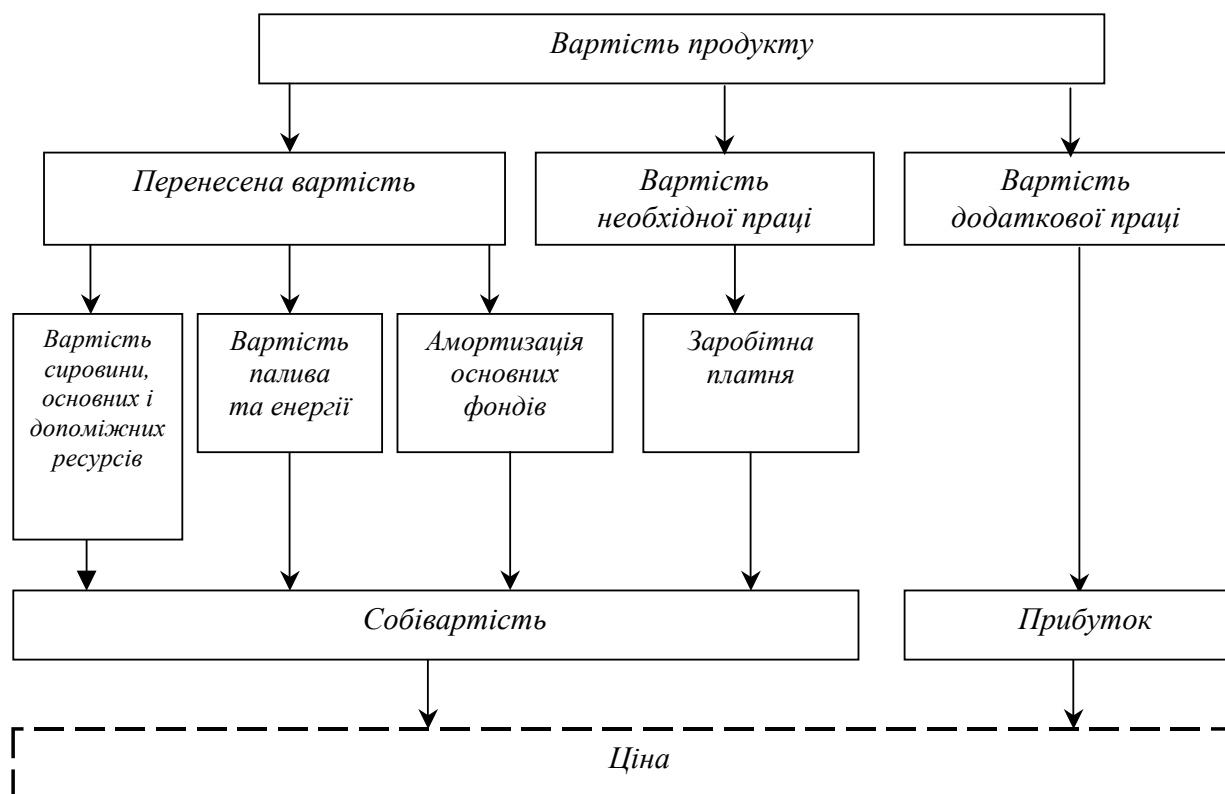


Рис. 4.1. Структура виробничих витрат

Порівняння щорічних загальних витрат для різних технічно рівноцінних варіантів є найважливішим методом оцінки ефективності. Для реалізації вибирається, як правило, варіант з найменшими загальними витратами.

На різні техніко-економічні розрахунки можуть робити вплив технічні умови обмеження, до яких відносяться:

- вимоги безпеки і якості;
- державні стандарти, вимоги виробництва;
- заборона на вживання дефіцитних матеріалів і енергоносіїв;
- вплив навколишнього середовища, безпечні відстані, обмеження приміщень;
- специфіка роботи споживачів, особливо вимоги надійності.

Слід порівнювати варіанти з об'єктивно необхідними обмеженнями, які дозволяють визначати максимально можливу ефективність за рівноцінних технічних умов обмеження.

Додаткові показники визначають для часткового аналізу, оскільки загальні витрати в грошовому вираженні не можуть достатньо повно характеризувати спеціальні аспекти. До таких слід віднести:

1. Енергетичні показники: потреба електроенергії, енергетичний ККД, коефіцієнт потужності комплексів живлення і споживання, теплові витрати тощо.
2. Показники матеріалів: витрата міді, свинцю, алюмінію тощо.
3. Показники технічного будівництва: спорудження будівель і відкритих майданчиків, земляні роботи, використання площ чужих територій тощо.
4. Показники обслуговуючого персоналу: число і кваліфікація обслуговуючого персоналу, ступінь автоматизації, підтримання в справності, коефіцієнт готовності.
5. Частина імпорту як вид і важливість імпортованого устаткування і установок.

Шляхом відповідних порівнянь з існуючими установками і оцінки вказаних показників необхідно прагнути при оцінці власних проектних рішень знаходити конкретні економічно слабкі місця.

4.3. МЕТОДИКА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ РОЗРАХУНКІВ

При виконанні техніко-економічних розрахунків в електропостачанні керуються структурою виробничих витрат (рис. 4.1) і застосовують типову методику визначення економічної ефективності капітальних вкладень. В основу порівнюваної оцінки варіантів для вирішення різних технічних задач СЕП покладена економічна ефективність. Показниками цієї ефективності є: річні загальні приведені витрати, термін окупності, питомий показник приведених витрат.

Річні загальні приведені витрати

$$Z = E_n \cdot K_e + K_e + K_z, \quad (4.1)$$

де K_e — капітальні вкладення, включаючи вартість проектування; K_e — річні експлуатаційні витрати;

$$K_e = K_a + K_n, \quad (4.2)$$

де K_a — витрати на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування; K_n — вартість витрат електроенергії; K_z — витрати на покриття вірогідного народно-

господарського збитку від порушень електропостачання протягом року; E_n — нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень порівнюваних варіантів.

Коефіцієнт E_n характеризує ефективність, з якою вкладаються засоби для розвитку народного господарства. Він дозволяє приводити капітальні вкладення K_e до розмірності річних експлуатаційних витрат K_e . Якщо, наприклад, в СЕП вкладається K_e грн, то до кінця року повинен бути прибуток у розмірі $E_n K_e$ грн/рік.

Показник витрат по формулі (4.1) містить суму всіх витрат протягом даних T років, віднесених до одного року. Цільова функція є економічною при умові, якщо приведені витрати $З$ будуть мінімальними.

Період окупності

Якщо необхідно порівняти лише два варіанти для виявлення переваг одного з них, не беручи до уваги тривалості будівництва і вважаючи величини очікуваного збитку однаковими, більш сприятливий варіант може бути визначений вельми просто за допомогою терміну окупності

$$T = \frac{\Delta K_e}{\Delta K_e} = \frac{K_{e2} - K_{e1}}{K_{e1} - K_{e2}}, \quad (4.3)$$

де ΔK_e — додаткові капіталовкладення для варіанту 2 в порівнянні з варіантом 1; ΔK_e — зменшення експлуатаційних витрат для варіанту 2 в порівнянні з варіантом 1.

Період окупності T — це той період часу, протягом якого додаткові капітальні вкладення за одним з варіантів повністю окупаються за рахунок економії на річних експлуатаційних витратах. Величина, зворотна нормативному коефіцієнту ефективності капітальних вкладень

$$T_n = \frac{1}{E_n}, \quad (4.4)$$

називається нормативним терміном окупності.

При $E_n = 0,12$ нормативний термін окупності $T_n = 8$ років. Доцільність прийнятого значення T_n пояснюється тим, що при подальшому збільшенні терміну окупності експлуатаційні витрати на кожну одиницю додаткових капітальних вкладень знижуються вельми незначно. Якщо фактичний термін окупності $T_\phi < T_n$ або $E_\phi > E_n$, економічним є більш капіталомісткий варіант за рахунок зменшення річних експлуатаційних витрат. Якщо ж $T_\phi > T_n$ або $E_\phi < E_n$, більш економічним буде менш капіталомісткий варіант. При $T_\phi = T_n$ або $E_\phi = E_n$ обидва варіанти економічно рівноцінні.

Питомий показник приведених витрат

Економічність порівнюваних варіантів може також оцінюватися не показниками приведених витрат, а сумарними витратами

$$3_{\Sigma} = K_{\varepsilon} + \frac{K_e}{E_n},$$

які представляють відношення річних витрат до нормативного коефіцієнта ефективності капітальних вкладень. При порівнянні варіантів, в яких електроустаткування та структура СЕП залежать від річної продуктивності підприємств, зручно користуватися питомими приведеними витратами на одиницю продукції

$$3 = \frac{3_{\Sigma}}{\Pi}, \quad (4.5)$$

де Π — річний обсяг продукції при нормальній експлуатації.

Надалі під збитком маються на увазі щорічні очікувані збитки підприємства від порушень електропостачання й зниження якості електроенергії. Оскільки надійність електропостачання і якість електроенергії мають імовірнісний характер, збиток є імовірнісною величиною, визначаємою на підставі аналізу статистичних спостережень.

Зупинимося на збитку від порушень електропостачання. Як показують дослідження, для кожного споживача електроенергії існує мінімально припустима тривалість t_0 перерви живлення, що не впливає на роботу споживача. Цей час визначається інерційністю механізмів і технологічних процесів і коливається в дуже широких межах (від 1 с до 30 хв і більше). Очевидно, що для споживачів 1-й категорії застосуванням резервування й автоматики повинна бути забезпечена тривалість перерви живлення, що не перевищує мінімально припустиму тривалість перерви t_0 . При перевищенні мінімально припустимої тривалості перерви живлення тривалість фактичного простою $t_{np.\phi}$ споживача складається із часу перерви електропостачання t_e й часу t_{mex} , необхідного для налагодження й доведення технологічного процесу до номінального режиму:

$$t_{i\partial .\phi} = t_a + t_{\partial\partial\phi}$$

Наслідком простою споживача є збиток, що складається із прямого (безпосереднього) і додаткового (непрямого). У прямий збиток входять збитки від розладу технологічного процесу або від погіршення його техніко-економічних показників, збитки від браку продукції, псування сировини, матеріалів і напівфабрикатів, виходу з ладу або скорочення терміну служби обладнання, простою робочої сили.

Додатковим збитком є збитки від скорочення випуску продукції в результаті простою устаткування. Для визначення додаткового збитку від перерви електропостачання споживачі по способах заповнення недовипущеної продукції можна розділити на чотири групи:

- 1) заповнення недовипущеної продукції не здійснюється;

2) заповнення недовипущеної продукції здійснюється надалі за рахунок організації понаднормових робіт;

3) заповнення недовипущеної продукції здійснюється надалі за рахунок форсування режиму роботи споживача;

4) недовипуск продукції відсутній або несуттєво залежить від перерв електропостачання.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Що таке приведені витрати? З яких елементів вони складаються?
2. Технічні, експлуатаційні та економічні показники систем електропостачання.
3. Що таке період окупності в енергетиці?
4. Оцінка ефективності систем електропостачання.
5. Показники економічної ефективності капіталовкладень.
6. Що таке прямий збиток від перерви в електропостачанні?
7. Що таке непрямий збиток від перерви в електропостачанні?

Теми рефератів

1. Елементарні та інтегральні показники техніко-економічних розрахунків.
2. Вплив рівня напруги на техніко-економічні показники систем електропостачання.

5. КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ У СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1. УШКОДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І УСТАНОВОК

Порушення нормальної роботи електричних установок і системи електропостачання обумовлені переважно короткими замиканнями й замиканнями на землю. Коротким замиканням (КЗ) називається всяке непередбачене нормальним режимом замикання між струмоведучими частинами, що належать до різних фаз. Замиканням на землю називається всяке непередбачене нормальним режимом замикання на землю струмоведучих частин.

Основними причинами виникнення КЗ і замикань на землю є: природне зношування або механічне ушкодження ізоляції, перекриття голих струмоведучих частин, комутаційні й атмосферні перенапруги. При КЗ зменшується загальний опір проводів і струмоведучих частин системи електропостачання, що призводить до збільшення струмів і зниженню напруги, особливо в точці КЗ. Як правило, у точці КЗ виникає електрична дуга, що утворює перехідний опір. Безпосереднє КЗ без перехідного опору називається металевим КЗ. Зневага перехідним опором спрощує розрахунки й забезпечує максимальне значення струму КЗ при тих самих вихідних умовах, що вкрай важливо для вибору апаратури.

Струми КЗ в електричних установках можуть досягати значних величин. Ці аварійні струми становлять небезпеку для апаратури й струмоведучих частин електричних установок, тому що останні можуть перегріватися понад припустиму температуру й піддаватися великим механічним діям.

При трифазній системі електропостачання можливі три основних види КЗ: трифазне, двофазне й однофазне (рис. 5.1). При трифазному КЗ три фази з'єднуються між собою (рис. 5.1, *а*). Струм, напруга, потужність і точка трифазного КЗ позначаються: $I^{(3)}$, $U^{(3)}$, $S^{(3)}$, $K^{(3)}$. Двофазне КЗ характеризується замиканням двох фаз між собою (рис. 5.1, *б*), умовні позначки: $I^{(2)}$, $U^{(2)}$, $S^{(2)}$, $K^{(2)}$. При однофазному замиканні спостерігається замикання однієї з фаз на землю (рис. 5.1, *б*) або на нульовий провід (рис. 5.1, *г*). Умовні позначки наступні: $I^{(1)}$, $U^{(1)}$, $S^{(1)}$, $K^{(1)}$. Трифазні КЗ є симетричними, тому що при цьому всі фази виявляються в однакових умовах, і симетрія струмів і напруг не порушується. Всі інші види КЗ несиметричні. Найчастіше виникають однофазні (до 65% загального числа замикань) і значно рідше – трифазні (5%).

Який вид КЗ є найбільш важким для системи електропостачання - передбачити важко. Тому залежно від призначення розрахунку звичайно визначають значення струмів КЗ як для симетричних, так і несиметричних КЗ. Практика розрахунків показує, що найбільш важким режимом для системи електропостачання є трифазні й двофазні КЗ.

Зазначені ушкодження характеризуються появою аварійних струмів, які значно перевищують струми нормального режиму. Однофазні замикання на землю в мережах з ізолюваною або заземленою через дугогасний реактор (котушку) нейтралю не є короткими, не супроводжуються істотною зміною струмів

у струмоведучих частинах системи електропостачання. Такі ушкодження, як правило, не представляють небезпеки для елементів розподільної мережі.

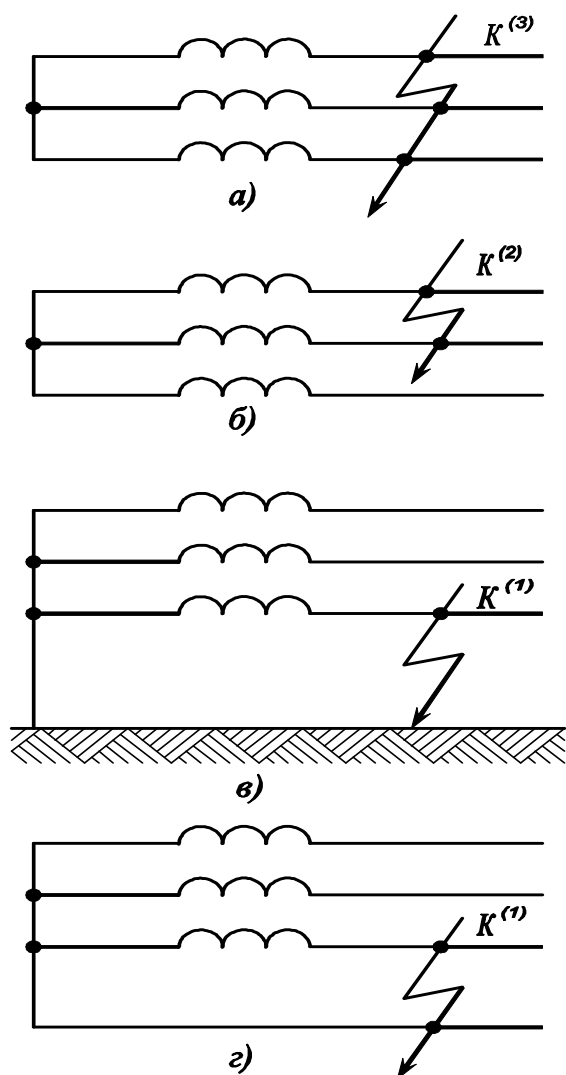


Рис. 5.1. Види коротких замикань:

a – трифазне; *б* – двофазне;
в – однофазне на землю;
г – однофазне на нульовий провід

Який вид КЗ є найбільш важким для системи електропостачання - передбачити важко. Тому залежно від призначення розрахунку звичайно визначають значення струмів КЗ як для симетричних, так і несиметричних КЗ. Практика розрахунків показує, що найбільш важким режимом для системи електропостачання є трифазні й двофазні КЗ.

Зазначені ушкодження характеризуються появою аварійних струмів, які значно перевищують струми нормального режиму. Однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою або заземленою через дугогасний реактор (котушку) нейтралю не є короткими, не супроводжуються істотною зміною струмів у струмоведучих частинах системи електропостачання. Такі ушкодження, як правило, не представляють небезпеки для елементів розподільної мережі.

На шинах електроустановок КЗ виникають: через забруднення або ушкодження шинних ізоляторів, втулок вимикачів і вимірювальних трансформаторів; при помилкових діях персоналу із шинними роз'єднувачами; від поломок ізоляторів роз'єднувачів і вимикачів під час операцій з ними. Імовірність ушко-

дження на шинах відносно невелика, але може привести до досить важких наслідків для системи електропостачання в цілому.

Більшість ушкоджень в електричних мережах, і особливо на лініях, супроводжується появою електричної дуги. Протягом кожного півперіоду опір дуги значно змінюється і впливає на значення струму та форму напруги, особливо при міжфазових замиканнях. Для оцінки роботи деяких захистів варто враховувати опір дуги, особливо для захистів, що працюють із витримкою часу, тому що в цьому випадку можлива зміна опору дуги за рахунок подовження дуги під впливом вітру, конвекції повітря і електродинамічних зусиль.

Міжфазові КЗ, з огляду на значення їхніх струмів, при таких ушкодженнях повинні існувати мінімально можливий час. Варто мати на увазі, що збільшення існування міжфазових КЗ (наприклад, за рахунок збільшення витримок часу у пристроїв захисту) приводить не тільки до порушення роботи споживачів, але й викликає перегорання провідників у точці КЗ, руйнування апаратури, неприпустимі перегріву ізоляції й т.д.

Для оцінки роботи релейного захисту варто враховувати різний вплив трифазних і двофазних КЗ на значення і фазу залишкових напруг по довжині лінії. На рис. 5.2 наведені спрощені векторні діаграми для залишкових фазних і міжфазових напруг у лінії при металевих замиканнях наприкінці лінії (джерело нескінченної потужності). З рис. 5.2 видно, що в міру видалення від точки КЗ $K^{(3)}$ і $K^{(2)}$ міжфазові напруги зростають і змінюються їхні фазові співвідношення (при двофазних КЗ (точка $K^{(2)}$). При міжфазових КЗ через перехідні опори, неоднакові для різних фаз, відбувається перекручування залишкових напруг (а також і струму КЗ) по величині й по фазі, і з'являються складові зворотної послідовності, що може бути використано релейним захистом для розпізнавання ушкодження.

До основних видів ушкоджень у силових трансформаторах і автотрансформаторах варто віднести: замикання між фазами усередині кожуха трансформатора і на зовнішніх виводах обмоток, в обмотках між витками однієї фази, на корпус обмоток або їхніх зовнішніх виводів; ушкодження магнітопроводу, що приводять до локального нагрівання й "пожежі сталі", бака маслонаповнених трансформаторів.

Міжфазові КЗ усередині трансформаторів малоймовірні внаслідок великої електричної міцності міжфазової ізоляції. У трансформаторних групах, складених із трьох однофазних трансформаторів, замикання між обмотками фаз практично виключені.

При виткових замиканнях в обмотках електричних машин значення аварійного струму від джерела живлення та місця ушкодження теоретично може бути визначено вираженням

$$I_K = W_K I_{K.в} / W, \quad (5.1)$$

де W_K і W — число витків відповідно закорочених і всього в даній фазі трансформатора; $I_{K.в}$ — струм у закорочених витках.

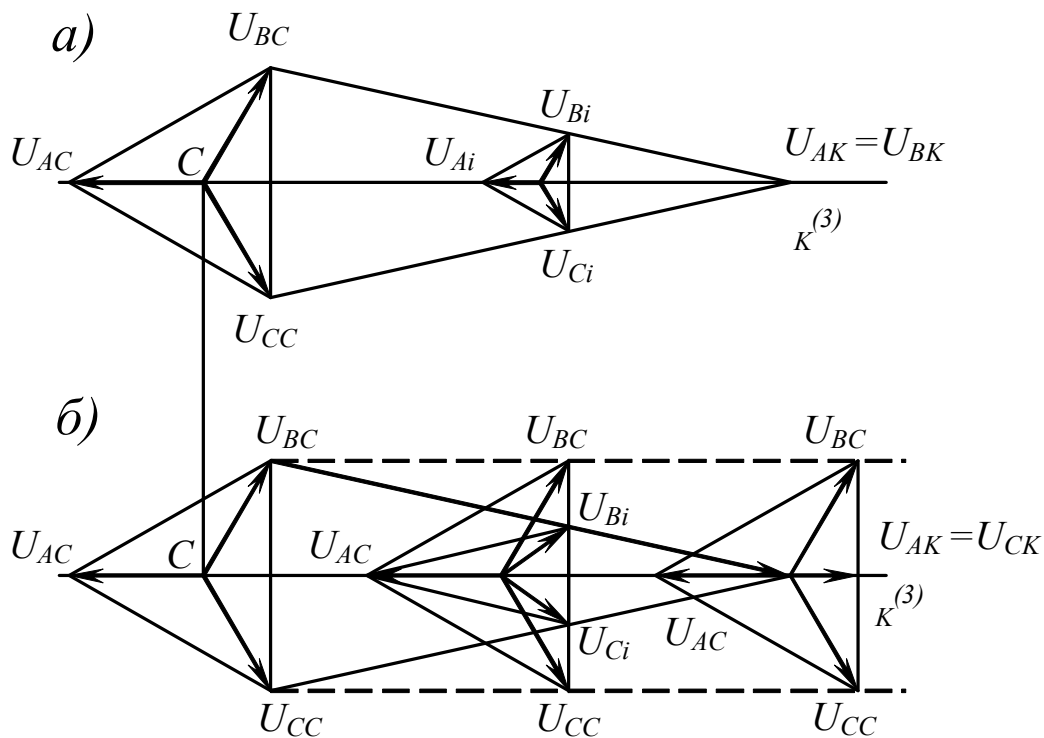


Рис. 5.2. Спрощена векторна діаграма залишкових напруг на затискачах джерела (системи), у точці КЗ і в проміжних точках при металевих КЗ:

а - трифазні КЗ; б - двофазні КЗ між фазами В и С

З формули (5.1) видно, чим менше число закорочених витків, тим менше струм I_K , що приходить із мережі, у той час, як значення струму $I_{к.в}$ порівняно зі струмами міжфазових КЗ. При малому числі закорочених витків аварійний струм незначно відрізняється від струмів нормального режиму й практично не сприймається пристроями захисту.

Ушкодження магнітопроводу й ушкодження бака маслонаповнених трансформаторів не супроводжуються змінами струмів в обмотках і від джерела, однак експлуатація трансформаторів із зазначеними ушкодженнями неодмінно приводить до більш важких електричних ушкоджень і виходу з ладу силових трансформаторів.

Для трифазних електродвигунів характерні такі ушкодження, як багатофазні КЗ в обмотці статора й на її затискачах. Замикання на корпус (на землю), виткові замикання в обмотці однієї фази. Міжфазові КЗ можуть не тільки викликати значні руйнування в самому двигуні, але й супроводжуються зниженням напруги в живильній мережі та можуть привести до порушення роботи інших електроприймачів. Однофазні замикання в обмотках статора на корпус, з огляду на те, що розподільчі мережі працюють із ізольованою нейтраллю, супроводжуються невеликими струмами замикання (до 30 А) і безпосередньої не-

безпеки для двигунів не представляють. Спеціальні захисти від виткових КЗ в обмотках статора для електродвигунів, з огляду на складність їхнього виконання, а також захист синхронних двигунів від ушкоджень в обмотці ротора, як правило, не передбачають. У деяких окремих випадках для потужних синхронних двигунів передбачають окремий захист від обриву кола збудження.

З огляду на конструктивне виконання конденсаторних установок, основними видами їхнього ушкодження варто вважати електричний пробій ізоляції між обкладками або на корпус, тобто двофазні короткі й однофазні замикання на землю. При живленні конденсаторних установок кабельними лініями, в останніх можливі всі види ушкоджень, включаючи й двофазні КЗ.

Короткі замикання виникають у результаті порушень ізоляції електроустановок, що є наслідком різних причин:

- старіння ізоляції в процесі експлуатації електроустаткування;
- перенапруг; прямих ударів блискавки; механічних ушкоджень; накидів сторонніх предметів на струмоведучі частини; незадовільного догляду за електроустаткуванням; помилкової дії обслуговуючого персоналу.

Наслідками КЗ є:

- неприпустиме нагрівання електроустаткування і його термічне ушкодження через значне збільшення струмів (у 10-15 разів і більше);
- поява значних зусиль між струмоведучими частинами, які можуть привести до їхнього механічного ушкодження й руйнування;
- зниження напруги і спотворення її симетрії, що негативно позначається на роботі споживачів. Так, при зниженні напруги на 30-40 % протягом часу не менш 1с зупиняються електродвигуни, у результаті чого можливі порушення технологічного циклу на підприємствах, поява браку продукції та інших наслідків, пов'язані з народногосподарським збитком;
- наведення при несиметричних КЗ ЕРС у сусідніх лініях зв'язку та сигналізації, небезпечних для обслуговуючого персоналу і використовуваної апаратури;
- порушення стійкості окремих елементів і режиму СЕП у цілому, що приводить до виникнення аварійних ситуацій з відключенням великої кількості споживачів електричної енергії;
- загоряння електроустановок.

Найнебезпечніші наслідки проявляються звичайно в елементах системи, що прилягають до місця виникнення КЗ. Якщо КЗ з'явилося на великій електричній віддаленості від джерела живлення, то збільшення струму сприймається генераторами як деяке підвищення навантаження, а сильне зниження напруги відбувається тільки поблизу місця трифазного КЗ.

Щоб забезпечити безаварійне електропостачання всіх споживачів, необхідно проектувати й споруджувати СЕП з обліком можливих КЗ, строго дотримувати правил технічної експлуатації електроустановок, безупинно підвищувати технічний рівень і якість виготовлення застосовуваного електроустаткування. Для виключення небезпечних наслідків від КЗ у СЕП і забезпечення стійкості навантаження вводять швидкодіючі релейні захисти окремих елементів, застосовують спеціальні схеми системної автоматики, передбачають поділ

у часі процесів самозапуску різних груп двигунів, установлюють регулюючі пристрої і ін.

5.2. ПРИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКІВ АВАРІЙНИХ СТРУМІВ

Розрахунок електромагнітних перехідних процесів у СЕП при КЗ передбачає визначення струмів і напруг у тому або іншому короткозамкненому колі при заданих (розрахункових) умовах. Він має важливе значення для проектування й експлуатації СЕП. Відповідно до цільового призначення розрахунку знаходять зазначені параметри для моменту часу, що цікавить, або обчислюють їхні зміни протягом перехідного процесу залежно від поставленого завдання. При цьому розраховують струми КЗ в окремих гілках або точках кола з метою визначення найбільш характерного для того або іншого електроустаткування розрахункового аварійного режиму.

Розрахунки струмів КЗ необхідні для наступних кінцевих цілей:

- виявлення умов роботи споживачів при можливих КЗ і визначення допустимості того або іншого режиму;
- вибору електричних апаратів електроустановок за умовами термічної та електродинамічної стійкості;
- проектування та налаштування засобів релейного захисту і автоматики СЕП;
- зіставлення, оцінки і вибору схем електричних з'єднань СЕП;
- координації й оптимізації значень струмів КЗ;
- оцінки стійкості роботи СЕП і її вузлів навантаження;
- проектування заземлюючих пристроїв;
- визначення впливу струмів КЗ на лінії зв'язку;
- аналізу аварій в електроустановках.

Точність розрахунку КЗ залежить від його цільового призначення. Для вибору й перевірки електричних апаратів точність розрахунку може бути нижче, ніж для рішення інших завдань. Так, при виборі засобів релейного захисту і автоматики точність розрахунку аварійних режимів повинна бути значно вище. У цьому випадку необхідно визначити найбільші й найменші значення струмів і напруг, можливий зсув між ними в окремих фазах або між їх симетричними складовими й т.п.

5.3. ДОПУЩЕННЯ ПРИ РОЗРАХУНКАХ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струмів КЗ у сучасних великих СЕП являє собою складне й трудомістке завдання навіть із застосуванням засобів обчислювальної техніки. При рішенні більшості практичних завдань, пов'язаних з розрахунками струмів КЗ, приймають ряд допущень, що не вносять істотних погрешностей у точність розрахунків. Стосовно до мереж напругою вище 1 кВ основні допущення наступні:

- зневажають насиченням магнітних систем всіх елементів кола КЗ (гене-

раторів, трансформаторів і електродвигунів);

- всі навантаження представляють постійними індуктивними опорами;
- зневажають активними опорами елементів схеми, якщо відношення результуючих опорів від джерела до точки КЗ $r_{рез}/x_{рез} \leq 1/3$ (активні опори враховують тільки при визначенні ступеня загасання аперіодичних складових струмів КЗ);
- зневажають ємнісними провідностями на землю ПЛ напругою до 220 кВ (для КЛ напругою 110 кВ і вище ємнісні провідності необхідно враховувати);
- не враховують зсув по фазі ЕРС джерел енергії, що входять у розрахункову схему;
- вважають, що всі елементи СЕП симетричні, а порушення симетрії відбувається тільки в місці КЗ;
- враховують у вигляді узагальнених навантажень центрів живлення всі електроприймачі, за винятком потужних електродвигунів, підключених безпосередньо в місці КЗ або на невеликому електричному видаленні від нього;
- зневажають розходженням значень зверхперехідних індуктивних опорів по поздовжній і поперечній осях синхронних машин;
- зневажають струмами намагнічування трансформаторів і автотрансформаторів.

Електричні мережі напругою до 1 кВ є в основному розподільними, розгалуженими, містять значну кількість силових елементів, пристроїв, апаратів контролю й керування. Як правило, вони живляться від одного потужного джерела, для якого в аварійних режимах (КЗ) можна припустити $U_c = const$.

5.4. ПРОЦЕС ПРОТІКАННЯ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Джерелами живлення місця КЗ є: турбо- і гідрогенератори електростанцій; високовольтні синхронні двигуни й компенсатори, які при визначенні струмів КЗ розглядаються як синхронні генератори для часу $t = 0$. Вплив асинхронних двигунів урахується в тих випадках, коли вони підключені безпосередньо до місця КЗ. Всі джерела електричної енергії умовно розділяють на джерела необмеженої потужності й джерела обмеженої потужності. В електричній системі необмеженої потужності ($S_c = \infty$) напруга на шинах практично незмінна при КЗ у будь-якій точці системи. Індуктивний опір такої системи прийнято вважати рівним нулю. У системі обмеженої потужності ($S_c \neq \infty$) при КЗ напруга на шинах зменшується. Опір такої системи відрізняється від нуля. Віддаленість точок КЗ характеризується сумарним опором у колі від джерела енергії до розглянутої точки.

При виникненні КЗ починається перехідний процес. Цей процес протікає при наявності двох складових струмів КЗ: аперіодичної та періодичної (коливальної). Частина процесу КЗ, що характеризується зміною амплітудних значень струму КЗ, прийнято називати несталим. У сталому режимі амплітуди струмів КЗ постійні.

При КЗ струм у колі зростає (рис. 5.3,а). Однак миттєвого збільшення струму (крива i_k) відбутися не може через те, що коло має індуктивний опір. У початковий момент КЗ в обмотці статора генератора електростанції і в індуктивних опорах кола наводиться ЕДС самоіндукції, що перешкоджає зміні струму. У той же час індукується струм самоіндукції зустрічного напрямку. Цей струм носить назву аперіодичного (крива i_a , рис. 5.3). Тому з моменту виникнення КЗ струм можна представити складеним з двох складових: вільного аперіодичного струму, тобто аперіодичної складової струму, і періодичного струму, тобто вимушеного періодичного струму, створюваного ЕДС генераторів. У результаті взаємної дії цих складових струмів у колі, для початкового моменту КЗ дорівнює миттєвому значенню струму нормального режиму:

$$i_{n0} = i_{n0} + i_{a0}, \quad (5.2)$$

де i_{a0} — початкове значення аперіодичної складової струму КЗ; i_{n0} — початкове значення періодичної складової струму КЗ; i_{n0} — миттєве значення струму навантаження.

Початкове значення аперіодичної складової струму КЗ

$$i_{a0} = i_{n0} - i_{n0}. \quad (5.3)$$

З формули (5.3) випливає, що початкове значення аперіодичного струму буде максимальним при значенні струму навантаження рівному нулю ($i_{n0}=0$) і виникненні КЗ у той момент, коли періодична складова повинна мати найбільше (амплітудне) значення:

$$i_{a \text{ макс}} = -I_{n \text{ макс}}. \quad (5.4)$$

На рис. 5.3,а наведені криві зміни струму КЗ у системі необмеженої потужності. Періодичний струм i_n протікає під дією напруги джерела та змінюється за гармонійною кривою синхронної частоти. Тому що напруга джерела незмінна, значення періодичного струму протягом усього процесу постійні й рівні $I'' = I_{nt} = I_{\infty}$.

При КЗ у системі, що живиться від електростанції обмеженої потужності, періодичний струм при незначному віддаленні точки КЗ від джерела електроенергії змінюється за гармонійною кривою з загасаючими за часом амплітудами від найбільшого значення до сталого, рівного $\sqrt{2}I_{\infty}$ (рис. 5.3,б). Зменшення амплітуд струму i_k обумовлено зменшенням у процесі короткого замикання ЕРС генератора внаслідок розмагнічуючої дії реакції якоря.

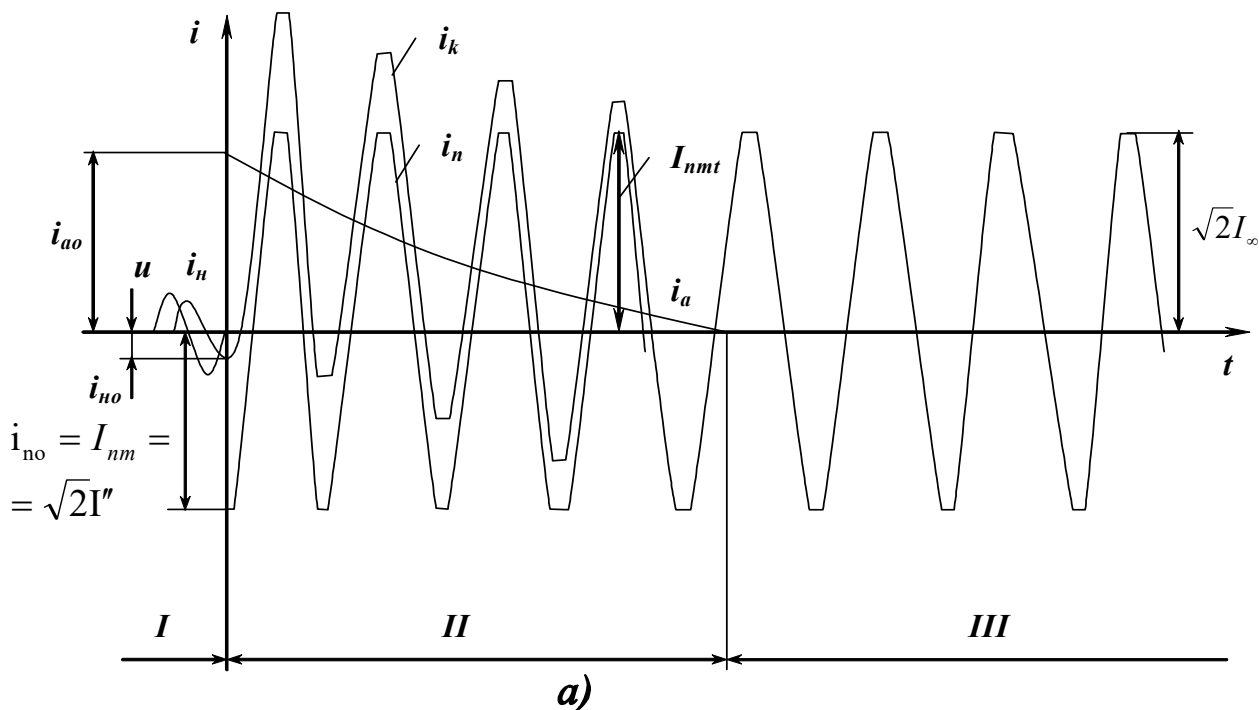


Рис. 5.3. а) Процес протікання струмів трифазного короткого замикання у системі необмеженої потужності:

i_{Π} , $I_{\Pi \text{ макс}}$ — миттєве й максимальне значення періодичної складової струму КЗ; I'' — діюче значення періодичної складової струму КЗ; i_a — миттєве значення аперіодичної складової струму КЗ; i_k — миттєве значення струму КЗ; i_{∞} — діюче значення сталого струму КЗ

Генератори на сучасних електростанціях обладнані системами автоматичного регулювання напруги (АРН). Наявність АРН відображається на характері зміни періодичного струму КЗ (рис. 5.3,в). Внаслідок зменшення напруги на генераторах електростанції система АРН вступає в дію приблизно через 0,2с після початку КЗ. Це приводить до збільшення струму збудження та напруги на генераторах. У результаті амплітуда періодичного струму КЗ зростає.

У процесі КЗ аперіодична складова загасає. З урахуванням умов, при яких отримане рівняння (5.4), аперіодична складова змінюється за законом

$$i_a = i_{a \text{ макс}} e^{-\frac{t}{T_a}} = I_{n \text{ макс}} e^{-\frac{t}{T_a}} = I_{n \text{ макс}} \alpha_t, \quad (5.5)$$

де $T_a = \frac{L}{R} = \frac{X}{314R}$ — постійна часу загасання; L - індуктивність кола КЗ; R , X — активний і індуктивний опір кола КЗ; α_t — коефіцієнт загасання.

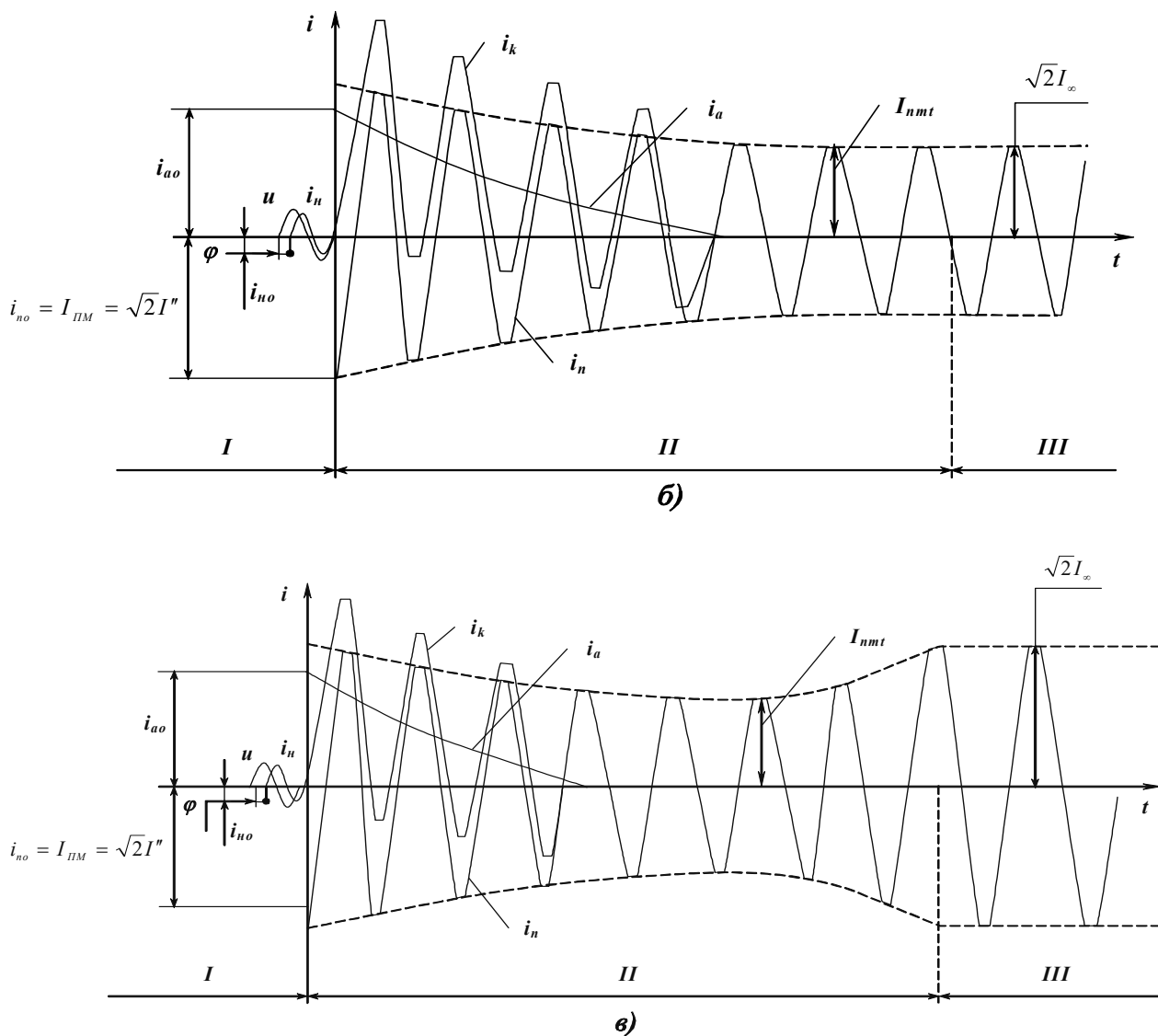


Рис. 5.3. б-в. Процес протікання струмів трифазного короткого замикання у системі обмеженої потужності без автоматичного регулювання напруги синхронних генераторів (б) і з синхронними генераторами, обладнаними автоматичним регулюванням напруги (в):

Величина динамічного впливу струму КЗ визначається значенням ударного (найбільшого) струму. Ударний струм проявляється приблизно через півперіоду (0,01с) від початку КЗ і дорівнює сумі значень аперіодичного і періодичного струмів. Для практичних розрахунків величину ударного струму КЗ i_y визначають за співвідношенням

$$i_y = K_y \sqrt{2} I'', \quad (5.6)$$

де $K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ — ударний коефіцієнт струму КЗ.

Ударний коефіцієнт враховує участь аперіодичного струму в утворенні ударного струму. Граничні значення ударного коефіцієнта залежать від значень активного та індуктивного опорів кола КЗ. Для кіл, що містять лише індуктив-

ний опір ($R=0$), $K_y = 2$, тобто у таких ланцюгах періодичний струм не загасає. У ланцюгах тільки з активним опором ($X = 0$) $K_y = 1$, і періодичний струм не виникає. У практичних розрахунках приймають $K_y = 1,8$ (тобто $T_a = 0,05$ с і $t = 0,01$ с), а величину ударного струму $i_y = 2,55I''$.

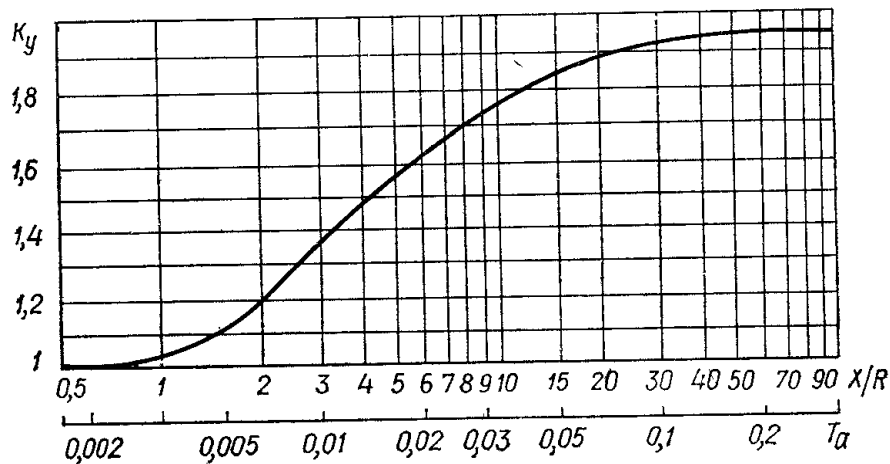


Рис. 5.4. Крива для визначення ударного коефіцієнту.

При розрахунку i_y для точок, віддалених від джерела живлення, значення ударного коефіцієнта визначається за кривою $K_y = \varphi(T_a)$ (рис. 5.4). Діюче значення струму КЗ для довільного моменту часу

$$I_{kt} = \sqrt{I_{nt}^2 + I_{at}^2}. \quad (5.7)$$

Діюче значення ударного струму КЗ для моменту часу $t = 0,01$ с після початку КЗ

$$I_y = \sqrt{I_{nt=0,01}^2 + I_{at=0,01}^2}, \text{ або } I_y = I'' \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}. \quad (5.8)$$

При $K_y = 1,8$ значення ударного струму КЗ буде: $I_y = 1,52I''$.

5.5. РОЗРАХУНКОВІ СХЕМИ

На першому етапі розрахунку аварійних режимів з КЗ на основі принципової схеми СЕП складають розрахункову схему. Принципова схема СЕП повинна відповідати попередньому нормальному режиму експлуатації з найбільшим числом включених джерел живлення і підживленням точок КЗ у можливих аварійних режимах.

Розрахункова схема відповідає аварійним режимам СЕП і на ній в однолінійному зображенні показують джерела СЕП, точки КЗ і всі силові елементи, якими можливе протікання струму КЗ або його складових, тобто генератори, синхронні компенсатори, статичні джерела реактивної потужності, маловідда-

лені від точок КЗ узагальнені навантаження, силові трансформатори і автотрансформатори, реактори, повітряні (ПЛ) і кабельні (КЛ) лінії, що зв'язують джерела живлення із точками КЗ. У розрахунковій схемі враховують електродвигуни як джерела підживлення точок КЗ при їх невеликій електричній віддаленості та сумарній потужності (або кожного окремо) 1000 кВ·А та більше.

Під електричною віддаленістю точки КЗ від джерела живлення або підживлення розуміють наведений до номінальної потужності та номінальної напруги джерела сумарний опір короткозамкненого кола у відносних одиницях (при його значенні, більшому трьох, КЗ вважається віддаленим, а при значенні, меншому або рівному трьом,— маловіддаленим). Віддаленість точки КЗ можна оцінити відношенням струму джерела в початковий момент часу КЗ до його номінального струму. КЗ маловіддалене, якщо це відношення дорівнює або більше одиниці. У противному разі КЗ є віддаленим.

Залежно від постановки завдання на схемі намічають кілька розрахункових точок КЗ і вказують види КЗ. Кінцевою метою розрахунків може бути визначення як максимальних (для перевірки електроустаткування на стійкість до струмів КЗ), так і мінімальних (для перевірки релейного захисту) значень аварійних струмів, а також залишкових напруг у різних точках мережі. Тому на етапі складання розрахункової схеми з'ясовують розрахункові умови: які її елементи повинні бути включені; де повинні бути розташовані точки КЗ; який вид КЗ і яким повинен бути прийнятий розрахунковий момент часу КЗ для одержання відповідних значень параметрів розрахункового аварійного режиму. Розрахунковому режиму надається змістове значення, виходячи з кінцевої мети розрахунку струму КЗ. При перспективних розрахунках СЕП максимальні режими КЗ варто визначати з урахуванням розвитку мережі.

Кожний елемент розрахункової схеми характеризується відповідними параметрами. Для синхронного генератора — це номінальна повна $S_{ном}$ або активна $P_{ном}$ потужність; номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{ном}$; номінальна напруга $U_{ном}$; зверхперехідний реактивний опір x''_d реактивний опір зворотної послідовності x''_2 ; постійна часу загасання аперіодичної складової струму трифазного КЗ T_d . Значення цих параметрів у випадку турбо- і гідрогенераторів приводяться в паспортних даних. Еквівалентне джерело живлення може бути отримане об'єднанням декількох генераторів із сумарною номінальною потужністю $S_{\Sigma ном}$ і результируючим зверхперехідним опором x''_c .

Якщо СЕП живиться від потужної ЕЕС, то зв'язок з нею може бути задано струмом або потужністю КЗ. При відсутності цих даних наближений розрахунок виконують за граничним струмом відключення вимикачів, установлених на шинах зв'язку з ЕЕС, вважаючи, що струм або потужність при трифазному КЗ безпосередньо за вимикачем рівні відповідно до його номінального відключаемого струму $I_{откл.ном}$ або номінальної відключаємої потужності $S_{откл.ном}$ при заданій напрузі. Якщо в розглянутому вузлі перебуває місцева станція, що створює при КЗ струм $I''_{ст}$ або потужність $S''_{ст}$, варто виходити зі значення струму $I_{откл.ном} - I''_{ст}$ або потужності $S_{откл.ном} - S''_{ст}$. На основі цих параметрів знаходять опір енергетичної системи x_c .

5.6. СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ І ЇХ ПЕРЕТВОРЕННЯ

Схему заміщення СЕП становлять на основі її розрахункової схеми для початкового моменту перехідного процесу (джерела заміщаються зверперехідними ЕРС і опорами). Її компонують для кожної точки КЗ і в неї включають елементи розрахункової схеми, за якими можливе протікання струму КЗ або його складових до даної точки КЗ. Перехід від розрахункової схеми до схеми заміщення зводиться до заміни розрахункової схеми еквівалентним електричним колом, що включає в себе джерела ЕРС і незмінні опори, та до приведення параметрів елементів і ЕРС різних ступіней СЕП до базисних умов (до одної ступені напруги, обраної за основну).

Схема заміщення СЕП являє собою сукупність схем заміщення її окремих елементів, з'єднаних між собою у тій же послідовності, що й на розрахунковій схемі. При цьому трансформаторні зв'язки в розрахунковій схемі заміняють електричними - елементи з магнітозв'язаними колами вводять у схему заміщення у вигляді відповідних еквівалентних електричних опорів. Доцільно позначати опори у вигляді дробу: у чисельнику - арабськими цифрами порядковий номер елемента, у знаменнику - значення його опору. На схемі заміщення вказують всі джерела живлення і точку КЗ.

Для віддалених станцій, схеми яких невідомі, варто приймати схему блоку генератор - трансформатор, вважаючи потужність такого блоку рівною потужності всієї станції. Потужні джерела рекомендується вводити в схему як джерела необмеженої потужності.

Опори електроапаратів (вимикачів, роз'єднувачів та ін.), а також сполучних кабелів і шин у розподільних пристроях не враховують внаслідок їх невеликого значення. Активний опір кола КЗ доцільно враховувати при дотриманні умови

$$r_{рез} \succ \frac{1}{3} x_{рез},$$

де $x_{рез}$, $r_{рез}$ - результуючі індуктивний і активний опори кола КЗ.

На розрахунковій схемі намічають розрахункові точки КЗ. Якщо струм КЗ визначають для перевірки електроустаткування на стійкість при КЗ, то розрахункові точки повинні бути намічені так, щоб по обираному електроустаткуванню протікав найбільший можливий струм КЗ при заданому режимі роботи установки. При цьому виходять з одночасної паралельної роботи всіх генераторів (станцій) системи як працюючих, так і резервних.

За розрахунковою схемою складають в однолінійному зображенні схему заміщення для обраної точки КЗ. Поступовим перетворенням схему заміщення приводять до одного еквівалентного елемента, що має результуючий опір $x_{рез}$ або $z_{рез}$ від джерела (джерел) живлення до точки КЗ.

Основні способи спрощення схеми заміщення:

1. Заміна паралельно, послідовно або змішано включених опорів елементів одним еквівалентним.

2. Перетворення трикутника в еквівалентну зірку або навпаки (рис. 5.5).
Формули перетворення:

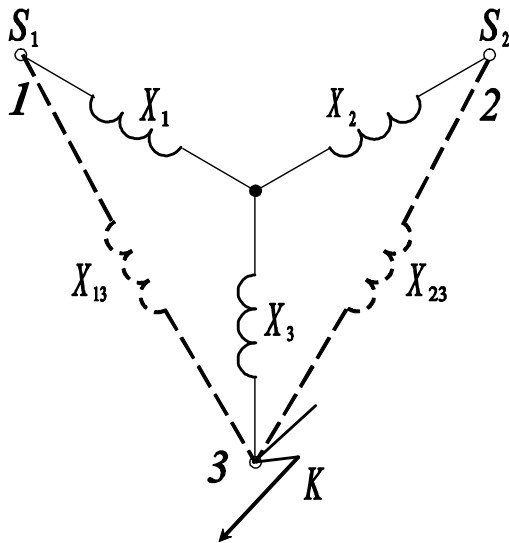


Рис. 5.5. Перетворення схеми заміщення із двома джерелами

а) для переходу від трикутника з'єднання опорів до зірки:

$$x_1 = \frac{x_{12}x_{13}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}; \quad x_2 = \frac{x_{12}x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}; \quad x_3 = \frac{x_{13}x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}; \quad (5.9)$$

б) для переходу від зірки з'єднання опорів до трикутника:

$$x_{13} = x_1 + x_3 + \frac{x_1x_3}{x_2}; \quad x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_2x_3}{x_1}; \quad (5.10)$$

3. Заміна двох або декількох джерел живлення одним еквівалентним (наприклад, об'єднання двох електростанцій). Така заміна можлива лише у випадку, коли джерела живлення перебувають приблизно в однакових умовах стосовно місця КЗ. Для систем електропостачання потужних підприємств характерна схема спільного живлення від системи S_1 і електростанції підприємства S_2 . Об'єднання однойменних джерел живлення припустимо за умови, що $K_s = 0,4 \div 2,5$. Величина K_s визначається виразом

$$K_s = \frac{S_1x_1}{S_2x_2},$$

де x_1, x_2 — опори від джерел S_1 і S_2 до точки КЗ.

Якщо в кожному з поєднаних кіл розрахунковий опір кола КЗ $x_{расч}^* > 3$, то об'єднання кіл джерел припустимо у всіх випадках. Не можна поєднувати гілку джерела живлення з незмінною ЕРС і гілку джерела живлення з розрахун-

ковим опором $x_{расч}^* < 3$, тому що методи розрахунку струмів КЗ цих джерел різні.

4. Зневага малопотужними віддаленими джерелами живлення (синхронні компенсатори, синхронні або асинхронні двигуни). Джерелом живлення меншої потужності можна зневажити якщо одночасно виконуються умови

$$\frac{x_2}{x_1} \geq 20 \quad \text{і} \quad \frac{S_2}{S_1} \leq 0,05,$$

де S_2 - потужність меншого джерела живлення.

При спрощенні схеми варто дотримуватися певного порядку послідовності операцій і запису результатів розрахунку. До початку перетворень рекомендується встановити наявність у схемі точок однакового потенціалу, при сполученні яких схема значно спрощується.

Складання схеми заміщення в практичних розрахунках зводиться до приведення параметрів всіх елементів різних ра7 Щ7 х а

конкретному випадку, виходити з міркувань скорочення обчислень. Звичайно за базисну потужність приймають потужність живильної системи, електростанції, трансформаторів підстанції або зручне для розрахунків число, кратне 10 (100 кВ·А, 1000 кВ·А и т.д.). Базисні величини зв'язані умовою

$$S_{\bar{o}} = \sqrt{3} U_{\bar{o}} I_{\bar{o}}.$$

Опори елементів кола, приведені до базисної потужності $S_{\bar{o}}$:

а) опір заданий у відносних одиницях або у відсотках

$$x_{*\bar{o}} = x_{*н} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n} \quad \text{або} \quad x_{*\bar{o}} = \frac{x_n}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}; \quad (5.13)$$

б) опір заданий в омах

$$x_{*\bar{o}} = x \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}. \quad (5.14)$$

5.7. ОПОРЫ ЭЛЕМЕНТОВ КОЛА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Опори генераторів, синхронних компенсаторів, синхронних і асинхронних двигунів

$$x_{*2} = x''_d \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n} \quad \text{або} \quad x_{*2} = \frac{x''_d S_{\bar{o}}}{100 S_n}, \quad (5.15)$$

де x''_d й x''_d — зверперехідний реактивний опір у поздовжній осі; S_n — номінальна потужність машини.

Значення x''_d для різних машин:

турбогенератор потужністю до 100 МВт - 0,125;

те ж, потужністю 100-500 МВт - 0,2;

гідрогенератор із заспокійливими обмотками - 0,2;

те ж, без заспокійливих обмоток - 0,27;

синхронні компенсатори, синхронні й

асинхронні двигуни - 0,2

Активні опори цих елементів не враховують.

Опори силових трансформаторів і автотрансформаторів. Для двообмоткових трансформаторів (при $S_n \geq 630$ кВ·А) відносний опір x^* відповідає напрузі КЗ, віднесеного до номінальних умов ($U_{*к} = 0,01 U_k$). Тому

$$x_{*m} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}. \quad (5.16)$$

При номінальній потужності трансформаторів $S_H < 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, для яких ураховується відносний активний опір r_{*m} ,

$$x_{*m} = \sqrt{U_{*к}^2 - r_{*mn}^2} \frac{S_{\delta}}{S_H}, \quad r_{*mn} = \frac{\Delta P_M}{S_H},$$

де ΔP_M — втрати в міді трансформатора.

Активний опір трансформатора, віднесений до базисної потужності

$$r_{*m} = r_{*mn} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}. \quad (5.17)$$

На схемі заміщення трансформатор зображується у вигляді послідовно з'єднаних індуктивного та активного (якщо враховується) опорів. Для триобмоткових трансформаторів напруги КЗ, приведені до номінальної потужності трансформатора, дані для кожної пари обмоток $U_{кв-н}$, $U_{кв-с}$, $U_{кс-н}$. Відносні опори променів схеми заміщення, зображеної на рис. 5.6:

$$\left\{ \begin{aligned} x_{*в} &= \frac{0,5}{100} (U_{кв-с} + U_{кв-н} - U_{кс-н}) \frac{S_{\delta}}{S_{H.в}}; \\ x_{*с} &= \frac{0,5}{100} (U_{кв-с} + U_{кс-н} - U_{кв-н}) \frac{S_{\delta}}{S_{H.с}}; \\ x_{*н} &= \frac{0,5}{100} (U_{кв-н} + U_{кс-н} - U_{кв-с}) \frac{S_{\delta}}{S_{H.н}}; \end{aligned} \right. \quad (5.18)$$

де $S_{H.в}$, $S_{H.с}$, $S_{H.н}$ — номінальні, потужності обмоток вищої, середньої й нижчої напруг.

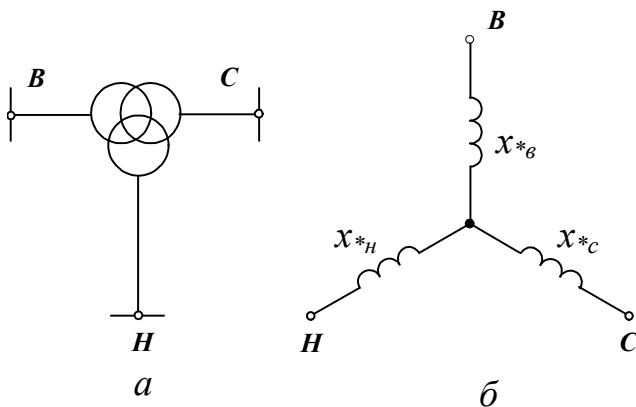


Рис.5.6. Триобмотковий трансформатор (а) та його схема заміщення (б)

Для автотрансформаторів звичайно відомі напруги КЗ між обмотками вищої й середньої напруг $U_{кв-з}$, віднесені до номінальної потужності автотрансформатора $S_{ан}$, і напруги КЗ між обмотками вищої й нижчої напруг $U'_{кв-н}$, середньої та нижчої напруг $U'_{кс-н}$, віднесені до типової потужності автотрансформатора $S_{ат}$:

$$S_{am} = \alpha S_{an}; \quad \alpha = 1 - \frac{U_c}{U_\delta}.$$

Відомі напруги КЗ приводять до номінальної потужності:

$$U_{кв-н} = U'_{кв-н} \cdot \frac{S_{an}}{S_{am}}; \quad U_{кc-н} = U'_{кc-н} \cdot \frac{S_{an}}{S_{am}}.$$

Схема заміщення має вигляд трипроменевої зірки, відносні опори променів схеми визначаються за допомогою рівняння (5.18).

У трансформаторах або автотрансформаторах з розщепленими n обмотками потужність кожної обмотки дорівнює $1/n$ номінальної потужності трансформатора. Однофазний або трифазний двообмотковий трансформатор, у якого обмотка нижчої напруги розщеплена на n , показаний на рис. 5.7,а. При паралельній роботі обмоток $H_1, H_2 \dots H_n$ трансформатор має наскрізний реактивний опір $x_{*скв} \frac{u_{кв-н}}{100}$ (рис. 5.7,б, ліворуч). При роздільній роботі обмоток параметри елементів схеми заміщення (рис. 5.7,б, праворуч):

$$x_{*б} = \left(\frac{u_{кв-н}}{100} - \frac{x_{*расц}}{2n} \right) \frac{S_\delta}{S_n}; \quad x_{*H_1} = x_{*H_2} = \dots = x_{*H_n} = \frac{x_{*расц}}{2} \cdot \frac{S_\delta}{S_n}, \quad (5.19)$$

де $x_{*расц}$ — реактивний опір розщеплення, що визначається за напругою КЗ між двома розщепленими обмотками, тобто

$$x_{*расц} = \frac{u_{кн1-н2}}{100} \quad \text{або} \quad x_{*расц} = K_{расц} \cdot \frac{u_{кв-н}}{100}. \quad (5.20)$$

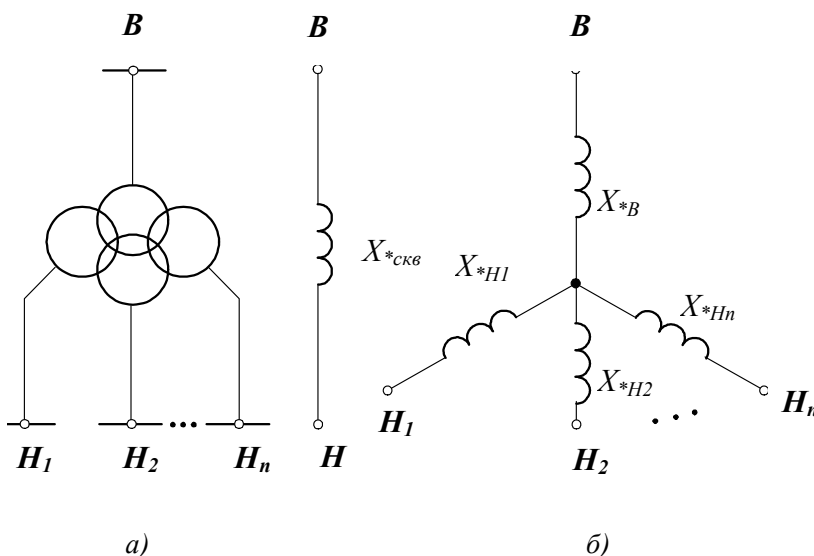


Рис.5.7. Двообмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою (а) та його схема заміщення (б)

Для однофазних двообмоткових трансформаторів коефіцієнт розщеплення $K_{расц} = 2n$; тоді

$$x_{*g} = 0; \quad x_{*n1} = x_{*n2} = \dots = x_{*nn} = n \cdot \frac{u_{кв-н}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}.$$

Для трифазних двообмоткових трансформаторів коефіцієнт розщеплення $K_{расц} \approx 3,5$. Схема заміщення трифазного трансформатора при $n = 2$ має вигляд трипроменевої зірки з параметрами

$$x_{*g} = 0,125 \frac{u_{кв-н}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}; \quad x_{*n1} = x_{*n2} = 1,75 \frac{u_{кв-н}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}. \quad (5.21)$$

Для триобмоткового трансформатора або автотрансформатора опорі елементів схеми заміщення (рис. 5.7):

$$x'_{*n} = \left(x_{*n} - \frac{x_{*расц}}{4} \right) \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}; \quad x_{*n1} = x_{*n2} = \dots = x_{*nn} = \frac{x_{*расц}}{2} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n}; \quad (5.22)$$

$$x_{*расц} = 4 \left(x_{*n} + \frac{x_{*g} x_{*c}}{x_{*g} + x_{*c}} \right).$$

Опори реакторів. Схема заміщення звичайного реактора - реактивний опір, включений у короткозамкнене коло. Відносний опір реактора, приведений до базисних умов,

$$x_{*p} = \frac{x_p}{100} \cdot \frac{I_{\bar{o}}}{I_{н.р}} \cdot \frac{U_{н.р}}{U_{\bar{o}}}, \quad (5.23)$$

де x_p - індуктивний опір реактора, віднесене до номінальних умов; $U_{н.р}$ - номінальна напруга реактора; $I_{н.р}$ - номінальний струм реактора. Значення x_p , $U_{н.р}$ і $I_{н.р}$ наведені в каталогах.

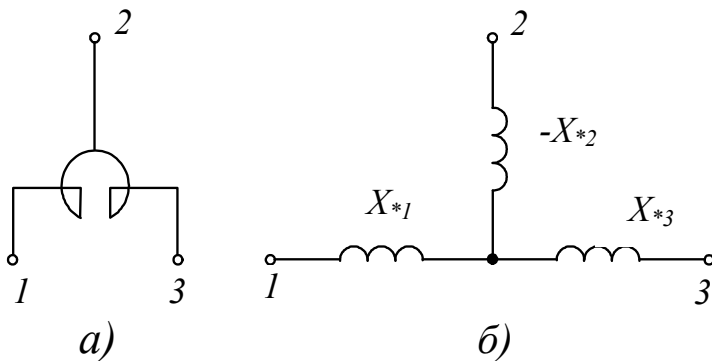


Рис. 5.8. Здвоєний реактор та його схема заміщення

Параметрами здвоєного реактора (рис. 5.8) є індуктивний опір його гілок і коефіцієнт зв'язку ($K_{зв} = 0,4 - 0,6$) між гілками, які наведені в каталогах. Від-

носний опір реактора, наведений до базисних умов, визначається залежно від місця КЗ і розташування реактора в розрахунковій схемі. Якщо джерела живлення підключені з боку виводу 2, а КЗ відбудеться з боку 1 або 3, то відносний опір реактора визначають так само, як і звичайного реактора. При підключенні джерела живлення з боку 1 або 3 і КЗ на виводах 3 або 1 відносний опір реактора

$$x_{*p} = \frac{2(1 + k_{ce})x_p}{100} \cdot \frac{I_{\bar{o}}}{I_{n.p}} \cdot \frac{U_{n.p}}{U_{\bar{o}}}. \quad (5.24)$$

Якщо джерела живлення підключені з боку 1 і 3, а КЗ відбулося на виводах 2, відносний опір реактора

$$x_{*p} = \frac{(1 - k_{ce})x_p}{200} \cdot \frac{I_{\bar{o}}}{I_{n.p}} \cdot \frac{U_{n.p}}{U_{\bar{o}}}. \quad (5.25)$$

У цих випадках схема заміщення реактора - у вигляді одного опору. При КЗ за межами виводів 1, 2, 3, до яких підключені джерела живлення (рис. 5.8), відносні опори променів схеми заміщення реактора

$$x_{*1} = x_{*3} = \frac{(1 + k_{ce})x_p}{100} \cdot \frac{I_{\bar{o}}}{I_{n.p}} \cdot \frac{U_{n.p}}{U_{\bar{o}}}; \quad x_{*2} = -\frac{k_{ce}x_p}{100} \cdot \frac{I_{\bar{o}}}{I_{n.p}} \cdot \frac{U_{n.p}}{U_{\bar{o}}}. \quad (5.26)$$

Опори повітряних і кабельних ліній, шинопроводов. Відносний активний і індуктивний опори ліній

$$r_{*l} = r_0 l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}; \quad x_{*l} = x_0 l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}, \quad (5.27)$$

де r_0 , x_0 — активний і індуктивний опори 1 км лінії (шинопроводу), Ом/км; l — довжина лінії (шинопроводу), км.

Величину r_0 знаходять з довідкових матеріалів або визначають за формулами: для лінії й шинопровода відповідно:

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma s}, \quad r_{0ш} = \frac{1000}{\gamma s} [1 + \alpha t(\theta_1 - \theta_2)](k_{\partial.n} + k_{\kappa}) \quad (5.28)$$

де γ - розрахункова питома провідність проводів (для шинопроводу при $\theta_l = 20^\circ\text{C}$); для мідних проводів $\gamma = 53 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$; для алюмінієвих — $\gamma = 32 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$; s - переріз провода (шини) однієї фази; α_t - температурний коефіцієнт зміни опору (для міді й алюмінію $\alpha_t = 0,004$); θ_2 — температура, за якою визначається опір провідника; $k_{\partial.n}$ - коефіцієнт додаткових втрат, що враховує

вплив поверхневого ефекту й ефекту близькості; k_k - коефіцієнт, що враховує збільшення опору шинопроводу за рахунок втрат у металевих конструкціях.

Середні значення $X_{0л}$ (в Ом/км) становлять:

для одноланцюгової повітряної лінії 6-220 кВ	- 0,4;
те ж, до 1 кВ	- 0,3;
для одноланцюгової повітряної лінії 220-500 кВ	
при розщепленні на два проведення у фазі	- 0,32;
для трижильного кабелю 35 кВ	- 0,12;
те ж, 6-10 кВ	- 0,08;
те ж, до 1 кВ	- 0,07.

При розташуванні осей шин за рівностороннім трикутником реактивний опір

$$x_{0ш1} = x_{0ш2} = x_{0ш3} = 628 \left(\ln \frac{d}{g} \right) 10^{-4}, \quad (5.28)$$

де d - відстань між осями фаз; g - середньгеометрична відстань площі поперечного переріза пакета шин.

При розташуванні осей шин в одній площині (вертикально або горизонтально) і відстанях між осями фаз 1-2 і 2-3, рівних d , а між осями 1-3, рівних $2d$:

$$x_{0ш1} = x_{0ш3} = 628 \left(\ln \frac{d}{g} + 0,346 \right) 10^{-4}, \quad x_{0ш2} = 628 \left(\ln \frac{d}{g} \right) 10^{-4}. \quad (5.29)$$

Опір до шин понижувальної підстанції (*опір системи*) при відомій потужності КЗ S_k на шинах знижувальної підстанції, що входить у загальне коло КЗ

$$x_{*n} = \frac{S_{\sigma}}{S_k} \quad \text{або} \quad x_n = \frac{U_{cp.k}^2}{S_k}, \quad (5.30)$$

де $U_{cp.k}$ - середня напруга того ступіня, де відома потужність S_k .

За цим опором вважають підключеним джерело необмеженої потужності.

5.8. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струмів КЗ необхідний: для вибору й перевірки електроустаткування та струмоведучих частин, для вибору засобів обмеження аварійних струмів, для проектування й налаштування пристроїв захисту й автоматики. Точність розрахунку струмів КЗ залежить від його призначення. Так, для вибору електричних апаратів досить наближене визначення струмів КЗ. Для вибору й налаштування захисту й автоматики точність розрахунків значно вище.

При розрахунках струмів КЗ визначають: початковий зверхперехідний струм КЗ I'' ; ударний струм КЗ i_y - для перевірки електричних апаратів, шин і ізоляторів на динамічну стійкість; найбільше діюче значення повного струму

КЗ I_y - для перевірки електричних апаратів на стійкість протягом першого періоду процесу КЗ; сталий струм КЗ I_∞ , - для перевірки електричних апаратів шин, ізоляторів і кабелів на термічну стійкість; діюче значення повного струму КЗ I_{kt} - для вибору вимикачів високої напруги й налаштування релейного захисту; потужність короткого замикання S_{kt} - для перевірки вимикачів за гранично припустимою потужністю, що відключається.

Порядок розрахунку струмів КЗ:

- на основі принципової схеми електропостачання складають розрахункову схему і вказують точки КЗ;
- складають еквівалентні схеми заміщення (для кожної точки КЗ окремо);
- вибирають базисні величини;
- визначають опори всіх елементів схеми заміщення;
- послідовним спрощенням схеми заміщення визначають результуючий опір до точки КЗ;
- розраховують струми КЗ з урахуванням потужності джерела.

Порядок розрахунку струмів КЗ:

- на основі принципової схеми електропостачання складають розрахункову схему і вказують точки КЗ;
- складають еквівалентні схеми заміщення (для кожної точки КЗ окремо);
- вибирають базисні величини;
- визначають опори всіх елементів схеми заміщення;
- послідовним спрощенням схеми заміщення визначають результуючий опір до точки КЗ;
- розраховують струми КЗ з урахуванням потужності джерела.

Розрахунок струмів КЗ від джерела необмеженої потужності.

Діюче значення періодичного струму трифазного КЗ для будь-якого моменту часу

$$I^{(3)} = I_{nt}^{(3)} = I_\infty^{(3)} = \frac{U_\delta}{\sqrt{3} Z_{рез}}, \text{ або } I^{(3)} = I_{nt}^{(3)} = I_\infty^{(3)} = \frac{I_\delta}{Z_{*рез}}, \quad (5.32)$$

де $Z_{рез}$, $Z_{*рез}$ — відповідно повний результуючий опір кола КЗ в іменованих і відносних одиницях, приведений до базисних умов і отриманий в результаті спрощення схеми заміщення. Базисний струм I_δ визначають, виходячи з обраної базисної потужності S_δ

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} U_\delta}.$$

При $r_{*рез} \prec \frac{1}{3} x_{*рез}$ струм КЗ

$$I^{(3)} = I_{nt}^{(3)} = I_\infty^{(3)} = \frac{I_\delta}{x_{*рез}}. \quad (5.33)$$

Потужність КЗ

$$S''^{(3)} = S_{nt}^{(3)} = S_{\infty}^{(3)} = \frac{U_{\delta}^2}{x_{рез}} \quad \text{або} \quad S''^{(3)} = S_{nt}^{(3)} = S_{\infty}^{(3)} = \frac{S_{\delta}}{x_{*рез}}$$

Розрахунок струмів КЗ від джерела обмеженої потужності.

Якщо точка КЗ перебуває поблизу джерела живлення (на шинах електростанції або на лінії), то періодичний струм КЗ визначають за розрахунковими кривими, побудованими для типових гідрогенераторів (рис. 5.9,а) і турбогенераторів (рис. 5.9,б).

Розрахункові криві представляють залежність зміни відносної величини періодичної складової струму I_{*nt} у місці КЗ для довільного моменту від різного розрахункового опору схеми $x_{*расч}$. Значення струму й опору виражені при номінальних умовах генератора. Розрахункові криві враховують вплив навантаження джерела, умовно віднесеного до його затискачів. Тому у величину $x_{*расч}$ навантаження не входить, що дозволяє в схемі заміщення виключити навантаження та урахувувати тільки елементи кола КЗ. У міру віддаленості КЗ (збільшення розрахункової реактивності) розходження між струмами в часі стає, менше. Тому при $x_{*расч} > 3$ періодична складова струму дорівнює своєму початковому значенню. Слід також зазначити, що при $x_{*расч} > 1$ розрахункові криві для генераторів різних типів майже збігаються.

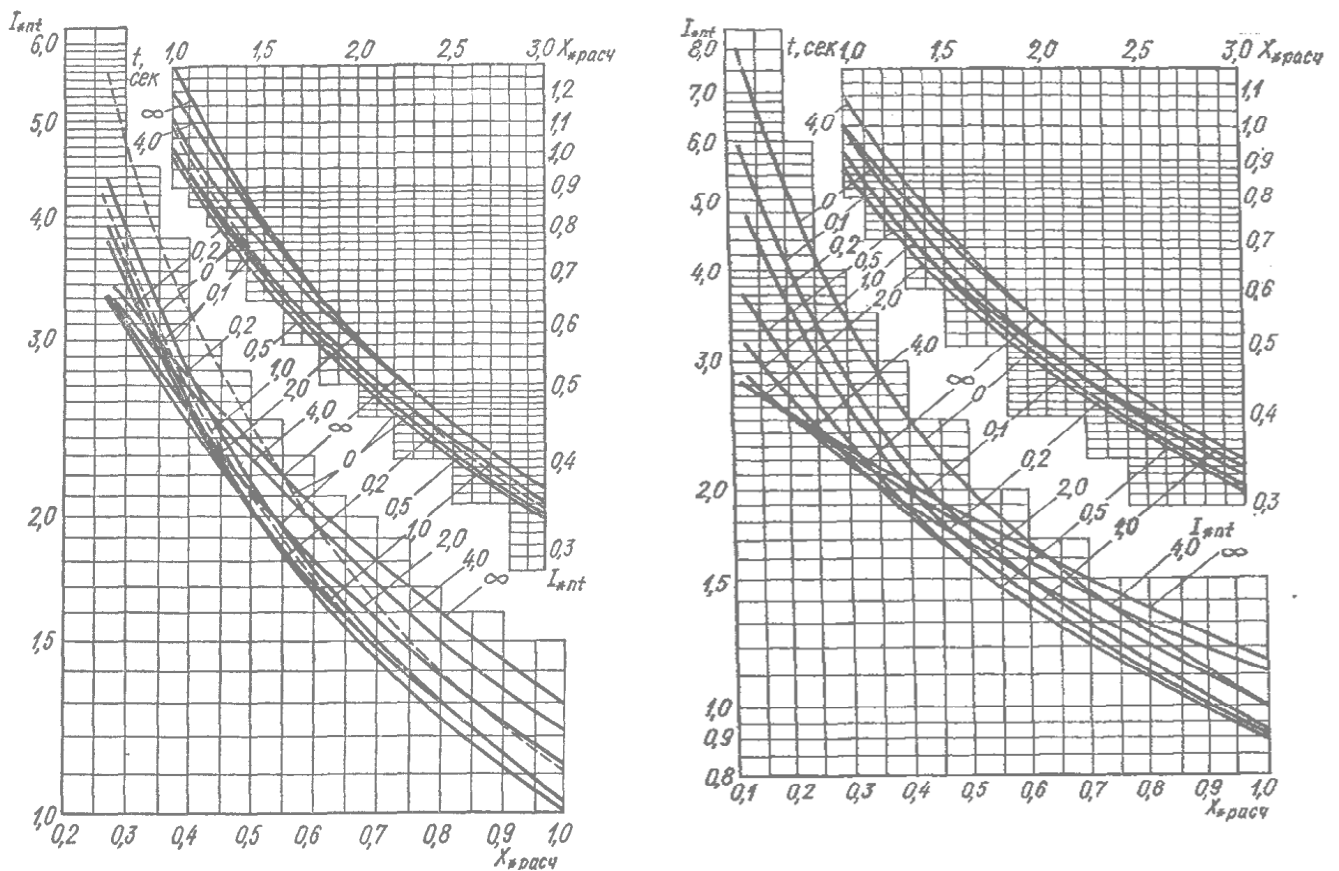


Рис. 5.9. Розрахункові криві для типового: а) гідрогенератора с АРЗ; б) турбогенератора с АРЗ

Розрахунковий опір визначається по значенню вже розрахованого результуючого опору до точки КЗ, тобто результуючий опір приводять до потужності джерела живлення $S_{ном.\Sigma}$:

$$x_{*расч} = x_{*рез} S_{ном.\Sigma} / S_{\delta}.$$

Далі по кривим (рис.5.7) визначають відповідні відносні значення аварійних струмів (I_{*nt}) для потрібного моменту часу t та розраховують їх значення в іменованих одиницях:

$$I^{(3)} = I_{*nt=0} \cdot I_{ном.\Sigma}, \quad I_{\infty}^{(3)} = I_{*nt=\infty} \cdot I_{ном.\Sigma}, \quad I_{nt}^{(3)} = I_{*nt} \cdot I_{ном.\Sigma}, \quad (5.34)$$

$$S^{(3)} = I_{*nt=0} \cdot S_{ном.\Sigma}, \quad S_{\infty}^{(3)} = I_{*nt=\infty} \cdot S_{ном.\Sigma}, \quad S_{nt}^{(3)} = I_{*nt} \cdot S_{ном.\Sigma},$$

де $I_{nt}^{(3)} = I_{*nt} \cdot I_{ном.\Sigma} = S_{ном.\Sigma} / (\sqrt{3} U_{\delta}).$

5.9. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ ВІД ДВИГУНІВ

У розподільній мережі поряд з основними джерелами живлення місця КЗ можуть бути місцеві джерела - синхронні компенсатори, синхронні й асинхронні двигуни, які виділяють в окремі генеруючі гілки. Їх вплив на величину початкового струму КЗ проявляється, якщо двигуни підключені до місця КЗ, а основні джерела мають більшу електричну віддаленість.

Вплив підживлення від асинхронних двигунів не враховують при їх потужності до 100 кВт в одиниці, якщо двигуни відділені від місця замикання однією трансформацією, а також при будь-якій потужності, якщо вони відділені від місця замикання двома й більше трансформаціями. Підживлення не враховується також, якщо струм від двигунів може надходити до місця КЗ тільки через ті елементи, через які протікає основний струм КЗ від мережі і які мають великий опір (лінії, реактори, трансформатори й т.п.).

Підживлення від двигунів варто враховувати при перевірці апаратів і провідників розподільних пристроїв напругою 6-10 кВ за умовами КЗ, а також при розрахунку релейного захисту. З цією метою треба визначити зверхперехідний струм двигуна I''_{δ} , ударний струм $i_{y\delta}$, періодичну $I_{n.\delta t}$ і аперіодичну $i_{a.\delta t}$ складові струмів в довільний момент t перехідного процесу й у момент відключення КЗ t_o , тобто $I_{n.o.\delta}$ і $i_{a.o.\delta}$ буд.

Зверхперехідні струми для асинхронного та синхронного двигунів рівні:

$$I''_{a.\delta} = I_{*пуск} I_{н.а.\delta}; \quad I_{с.\delta} = 1,2 I_{*пуск} I_{н.с.\delta}, \quad (5.35)$$

де $I_{*пуск} = I_{пуск} / I_n$ — кратність пускового струму.

Періодична складова для тих же двигунів:

$$I_{n.\partial t} = I_{a.\partial}'' e^{-t/T_{n.a.\partial}}; \quad I_{n.\partial t} = (I_{c.\partial}'' - I_{c.\partial\infty}) e^{-t/T_{n.c.\partial}} + I_{c.\partial\infty}, \quad (5.36)$$

де $T_{n.a.\partial}$; $T_{n.c.\partial}$, — розрахункові постійні часу періодичного струму двигунів;
 $I_{c.\partial\infty} = E_{\infty}/x_d$ — сталий струм синхронного двигуна. Синхронна ЕРС E_{∞} пропорційна струму збудження в попередньому режимі $E_{*\infty} \approx I_{f*0}$.

Аперіодичні складові струму синхронного й асинхронного двигуна визначають за вираженням

$$i_{a.\partial t} = \sqrt{2} I_{\partial}'' e^{-t/T_{a.\partial}}, \quad (5.37)$$

де $T_{a.\partial}$ — розрахункова постійна часу аперіодичного струму двигунів.

При оцінці результуючого впливу декількох двигунів на струм КЗ доцільно групи двигунів замінити еквівалентним двигуном. У випадку малої тривалості КЗ (до 0,2с) допускається об'єднання в одну групу синхронних і асинхронних двигунів. Складові струму КЗ від групи двигунів визначають підсумовуванням струмів окремих двигунів.

Ударний струм КЗ від двигунів

$$i_{y.\partial} = K_{y.\partial} \sqrt{2} I_{\partial}'' . \quad (5.38)$$

Значення ударного коефіцієнта для асинхронних двигунів можна приблизно визначити за рис. 5.4. Для синхронних двигунів ударний коефіцієнт перебуває в межах 1,75 - 1,9, причому верхнє значення ставиться до найбільш потужних двигунів (по 10 - 12 МВт в одиниці).

Статичні конденсатори, розташовані поблизу місця короткого замикання, принципово також є додатковими джерелами. При порівняно малій довжині ділянки між батареєю конденсатора й точкою КЗ розряд батареї має характер високочастотних коливань. Тому що ці коливання загасають швидко, то при розрахунку струмів КЗ впливом статичних конденсаторів зневажають.

5.10. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ ДЛЯ ВИБОРУ ВИМИКАЧІВ

Для вибору або перевірки вимикачів РУ необхідно знати наступні розрахункові струми КЗ: початковий періодичний струм I'' , ударний i_y , періодичний $I_{n.o}$ та аперіодичний $i_{a.o}$ струми, що відключаються на момент відключення t_o . Знаючи величину струмів, що відключаються, можна визначити потужність відключення S_o . Розрахунок струмів, що відключаються, залежить від положення розрахункової точки КЗ у схемі електропостачання:

а) при віддаленому КЗ

$$I_{n.o} = I_c''; \quad i_{a.o} = \sqrt{2} I_{\Sigma}'' e^{-t_o/T_a}, \quad (5.39)$$

де I_{Σ}'' — сумарний зверхперехідний струм у місці КЗ;

б) при КЗ поблизу генератора або синхронного компенсатора

$$I_{n.o} = I_{n.o \Sigma z} + I_c''; \quad (5.40)$$

$$i_{a.o} = i_{a.o \Sigma z} + i_{a.o.c} \quad \text{або} \quad i_{a.o} = \sqrt{2} \left(I_{\Sigma z}'' e^{-t_o/T_{a.z}} + I_c'' e^{-t_o/T_{a.c}} \right),$$

де $I_{n.o \Sigma z}$; $i_{a.o \Sigma z}$ — відповідно сумарний періодичний і аперіодичний струм генераторів (синхронних компенсаторів) у момент відключення; I_c'' ; $i_{a.o.c}$ — відповідно те ж для системи; $T_{a.z}$; $T_{a.c}$ - відповідно постійні часу аперіодичного струму кола генератора та системи.

в) при КЗ поблизу шин напругою 6-10 кВ, до яких підключені потужні двигуни

$$I_{n.o} = I_c'' + I_{n.o \Sigma d}; \quad (5.41)$$

$$i_{a.o} = i_{a.o.c} + i_{a.o \Sigma d} \quad \text{або} \quad i_{a.o} = \sqrt{2} \left(I_c'' e^{-t_o/T_{a.c}} + I_{\Sigma d} e^{-t_o/T_{a \Sigma d}} \right).$$

Розрахункова потужність відключення

$$S_o = \sqrt{2} I_{n.o} U_{\phi}. \quad (5.42)$$

5.11. НЕСИМЕТРИЧНІ КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ

При несиметричних КЗ явища у фазах різні, не однакові струми у фазах і кути між струмами. Тому розрахунок на одну фазу, як при трифазних КЗ, виконати не можна. Розрахунок струмів несиметричного КЗ робиться за допомогою методу симетричних складових, що дозволяє будь-яку несиметричну систему величин однозначно розкласти на три симетричні складові: прямої, зворотної та нульової послідовностей. Для кожної з цих систем явища у фазах подібні. Тому представляється можливим застосувати однолінійні схеми заміщення й розрахунок виконати для однієї фази.

Опори елементів струмам різної послідовності.

Реактивний опір прямої послідовності x_1 будь-якого елемента кола дорівнює опорі, що враховують при розрахунку струмів трифазного КЗ. Для кабельних і повітряних ліній, реакторів і трансформаторів опори прямої і зворотної послідовностей однакові: $r_1 = r_2$; $x_1 = x_2$. У наближених розрахунках для турбогенераторів і машин з повздожно-поперечними заспокійливими обмотками $x_2 \approx x_d$. Для асинхронних двигунів вважають $x_2 \approx x_{s=1}$. Реактивний опір зворотної послідовності узагальненого навантаження, що містить у собі мережу, знижувальні трансформатори і асинхронні двигуни, у практичних розрахунках приймають $x_2 = 0,35 x_1$.

Реактивний опір нульової послідовності x_0 синхронних машин $x_0 = (0,15 - 0,6)x_d''$. Для реакторів $x_0 = x_1$; для трижильних кабелів $r_0 \approx 10 r_1$; $x_0 \approx (3,5 \div 4,6) x_1$, для шин $r_0 \approx (5 \div 14,7)r_1$; $x_0 \approx (7,5 \div 9,4) x_1$. Для повітряних ліній (при $x_1 = x_2 = 0,4$ Ом/км) середні значення x_0 в Ом/км наступні: для ліній без тросів або зі сталевими тросами: - одноланцюгових 1,4; дволанцюгових - 2,2; для ліній зі сталевими тросами: - одноланцюгових 0,8; - дволанцюгових 1,2. Реактивний опір нульової послідовності трансформаторів залежить від їхньої конструкції й схеми з'єднання обмоток. В обмотках трансформаторів, з'єднаних у зірку або в трикутник без заземлення нейтралі або без нульового проводу, струми нульової послідовності не виникають, і реактивний опір нульової послідовності $x_0 = \infty$. Для всіх двообмоткових трансформаторів незалежно від типу й конструкції при з'єднанні обмотки в зірку із заземленою нейтраллю $x_0 = x_1$.

Схеми заміщення для симетричних складових.

При несиметричному КЗ розрахунок ведуть за еквівалентними однолінійними схемами заміщення прямої, зворотної й нульової послідовностей. Схеми заміщення окремих послідовностей складають звичайним способом (див. § 5.6). Елементи схем виражають в іменованих або відносних одиницях, приводячи відповідно до обраних базисних умов (рис. 5.10).

Схема прямої послідовності (рис. 5.10,б) аналогічна схемі заміщення для розрахунку струмів трифазного КЗ. У схемі заміщення вказують е. р. с. прямої послідовності джерел живлення E_ϕ і симетричну складову напруги в місці КЗ $U_{\kappa 1}$. Схема зворотної послідовності (рис. 5.10,в) складається з тих же елементів, що й схема заміщення прямої послідовності. ЕРС зворотної послідовності всіх джерел живлення умовно приймають рівною нулю. Початком схеми заміщення є точка, що поєднує початок всіх гілок, що генерують. Між кінцями схеми прикладена напруга $U_{\kappa 2}$ у місці замикання. Схема нульової послідовності (рис. 5.10,г) відмінна від схем заміщення прямої і зворотної послідовностей, тому що шляхи циркуляції струмів нульової послідовності й струмів прямої й зворотної послідовностей різні. Струм нульової послідовності є однофазним струмом, розгалуженим між трьома фазами й повертається через землю та паралельні їй кола. При складанні цієї схеми встановлюють можливі контури протікання струму нульової послідовності. Для утворення контурів необхідно, щоб у колі, електрично пов'язаному з місцем короткого замикання, були заземлені нейтралі.

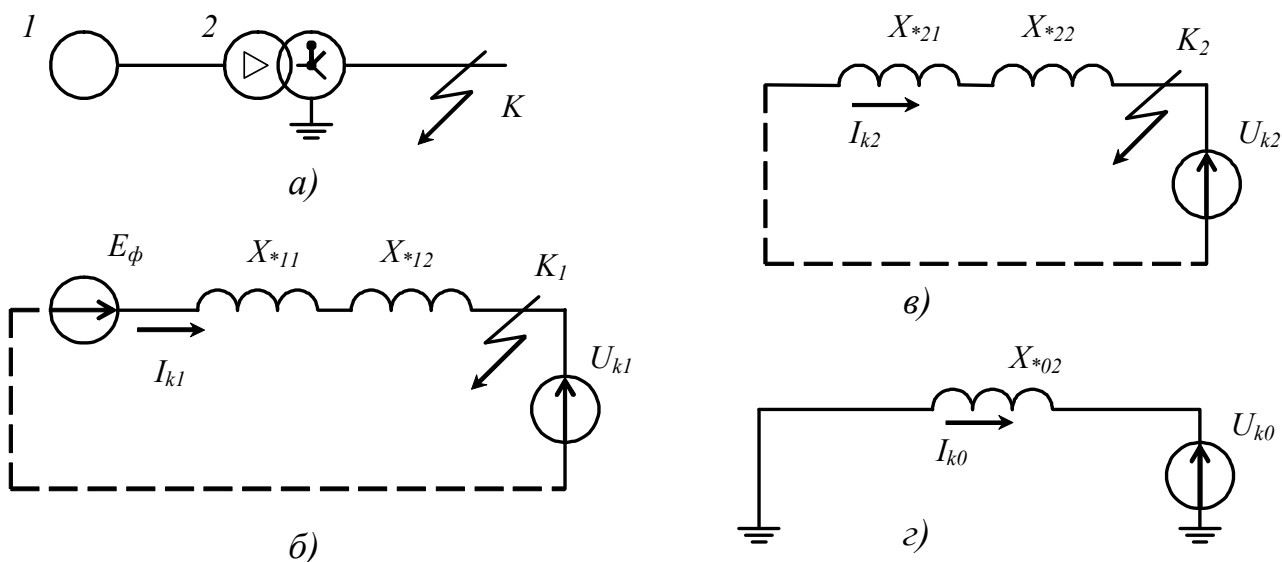


Рис. 5.10. Приклад складання схем окремих послідовностей

Схему починають становити від точки короткого замикання, де виникла несиметрія. У цій точці при поперечній несиметрії прикладена напруга нульової послідовності U_{k0} щодо землі. Якщо нейтраль заземлена через опір, то його вводять у схему заміщення потроєною величиною. Початок схеми - точка, у якій об'єднані галузі з нульовим потенціалом, а її кінець - точка в місці замикання.

У результаті перетворень схем заміщення різних послідовностей визначають їх результуючий опір щодо крапки несиметрії x_{1pez}^* , x_{2pez}^* і x_{0pez}^* .

Розрахунок струмів несиметричного короткого замикання.

Періодичний струм ушкоджених фаз у місці КЗ для джерел необмеженої потужності або при замиканні у віддаленій точці

$$I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3}x_{pez}^{(n)}} \quad \text{або} \quad I_{\kappa}^{(n)} = m^{(n)} \cdot \frac{I_{\delta}}{x_{pez}^{(n)}}, \quad (5.43)$$

де n — індекс виду КЗ; $m^{(n)}$ — коефіцієнт пропорційності. Значення $m^{(n)}$ і результуючого опору $x_{pez}^{(n)}$ або $x_{pez}^{(n)}$ становлять:

при трифазному КЗ $- m^{(3)} = 1; x_{pez}^{(3)} = x_{1pez}^*$;

при двофазному $- m^{(2)} = \sqrt{3}; x_{pez}^{(2)} = x_{1pez}^* + x_{2pez}^*$;

при однофазному $- m^{(1)} = 3; x_{pez}^{(1)} = x_{1pez}^* + x_{2pez}^* + x_{0pez}^*$;

$$\text{при двофазному на землю} \quad - \quad m^{(1,1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_{*2\text{pez}} x_{*0\text{pez}}}{(x_{*2\text{pez}} + x_{*0\text{pez}})^2}};$$

$$x_{*\text{pez}}^{(1,1)} = x_{*1\text{pez}} + \frac{x_{*2\text{pez}} x_{*0\text{pez}}}{x_{*2\text{pez}} + x_{*0\text{pez}}}.$$

5.12. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ У МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ДО 1000 В

Електричні установки напругою до 1000 В характеризуються великою електричною віддаленістю щодо джерел живлення, які, як правило, потужні. Тому при КЗ за понижувальним трансформатором напругу у точці мережі, де він приєднаний, вважають незмінною, а періодичний струм КЗ - незмінним у часі. При розрахунках аварійних струмів у мережах напругою до 1000 В поряд з індуктивними опорами основних елементів кола істотну роль грають активні опори трансформаторів струму, котушок автоматів, контакторів і шин. Помітно також вплив опорів різних контактних з'єднань. Значення активних опорів цих елементів можуть бути взяті з довідників.

При складанні схеми заміщення варто керуватися положеннями, викладеними в § 5.4. Оскільки опори елементів звичайно задаються в іменованих одиницях (їх виражають у міліомах), то розрахунок виконується також в іменованих одиницях. Середні номінальні напруги (U_6) для відповідних ступіней трансформації рівні 690; 400; 230 і 133 В. Приведення опорів кола КЗ до базисних умов здійснюють за допомогою залежностей (5.14) або (5.15). Для перевірки апаратів і струмоведучих пристроїв за умовами короткого замикання роблять розрахунок трифазного КЗ, струм якого досягає найбільшого значення:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\text{pez}}^2 + x_{\text{pez}}^2}}. \quad (5.40)$$

Для настроювання захисту від замикань на землю розраховують струми при однофазному КЗ:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_6}{\sqrt{(2r_{1\text{pez}} + r_{0\text{pez}})^2 + (2x_{1\text{pez}} + x_{0\text{pez}})^2}}. \quad (5.41)$$

При перевірці трансформаторів струму, що перебувають у двох фазах, за умовами КЗ варто виходити з величини двофазного КЗ:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{(2r_{\text{рез}} + r_{T.T})^2 + (2x_{\text{рез}} + x_{T.T})^2}}, \quad (5.42)$$

де $r_{T.T}$, $x_{T.T}$ — опори трансформатора струму.

Ударний струм КЗ визначається аналогічно, як і в мережах вище 1000 В. Значення K_y при малих величинах $x_{\text{рез}}/r_{\text{рез}}$ зручніше знаходити, використовуючи залежність рис. 5.3.

5.13. ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ СТРУМІВ КЗ ДЛЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ Й АВТОМАТИКИ

Необхідна точність розрахунків струмів КЗ для пристроїв релейного захисту й системної автоматики багато в чому визначається ступенем вірогідності вихідних даних і призначенням розрахунків. На стадії проектного завдання й часто на стадії технічного проекту вихідні дані параметрів генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі, необхідні для розрахунку струмів КЗ, — орієнтовні. При цьому розрахункові струми КЗ використовуються тільки для вибору обсягу й принципів релейного захисту і системної автоматики та орієнтовного визначення параметрів їх спрацьовування. У зв'язку з цим при проектуванні допускають спрощення розрахунків струмів КЗ за рахунок складання схем окремих послідовностей, обліку складових навантажувального режиму. Для забезпечення необхідної точності розрахунків струмів КЗ і вибору характеристик релейного захисту рекомендується приймати мінімальну кількість допущень, пов'язаних зі спрощенням або скороченням обчислень.

При обчисленні струмів КЗ для вибору параметрів спрацьовування пристроїв релейного захисту важливо оцінити вплив змін опорів силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням на значення струмів КЗ. У довідковій літературі наведені значення U_{κ} , % для середнього та двох крайніх відпайок обмотки трансформаторів. Для проміжних відгалужень можна приблизно прийняти U_{κ} , виходячи з лінійної інтерполяції між значеннями при середньому і відповідному крайньому відгалуженні.

При розрахунку струмів КЗ у відносних одиницях ураховуються безпосередньо відповідні міжобмоткові значення U_{κ} трансформаторів. При розрахунку в іменованих одиницях міжобмоткові реактивні опори трансформатора, наведені до сторони з регулюванням і без регулювання, можуть бути виражені відповідно:

$$x_{m(p)} = x_{*m} U_{n.(p)}^2 / S_n \quad (5.47)$$

$$x_{m(np)} = x_{*m} U_{n.(np)}^2 / S_n \quad (5.48)$$

де $x_{*m} = U_{\kappa}/100$ — опір у відносних одиницях трансформатора при відповідному

відгалуженні; $U_{н.(p)}$ і $U_{н.(нр)}$ - номінальна напруга трансформатора відповідно на стороні з, та без регулювання напруги.

Зміна реактивних опорів трансформаторів при регулюванні може бути оцінена відношенням опорів при деякому робочому й середньому положенні перемикача відгалужень, з урахуванням виразів (5.47) і (5.48) одержимо:

$$x_{m(p)}/x_{m.сер(p)} = x_m^* \alpha^2 / x_{m.сер}^*; \quad (5.49)$$

$$x_{m(нр)}/x_{m.сер(p)} = x_m^* / x_{m.сер}^*, \quad (5.50)$$

де $U_{н.сер.(p)}$ і $x_{m.сер(p)}$ номінальна напруга й опір трансформатора з боку регульованої обмотки при роботі на середньому відгалуженні; $U_{н(нр)}$ і $x_{m.сер(нр)}$ - те ж з боку нерегульованої обмотки; $\alpha = U_{н(нр)}/U_{н.сер(p)}$.

При уточнених розрахунках струмів КЗ для кіл релейного захисту в ряді випадків варто враховувати перехідні опори в місці КЗ. Правильна оцінка значень перехідних опорів особливо важлива при дослідженні ряду захистів, на дію яких перехідні опори можуть значно впливати (наприклад, дистанційні захисти). При міжфазних КЗ перехідний опір у місці КЗ визначається опором електричної дуги, що супроводжує більшість ушкоджень на лініях і на затискачах електричних машин. Опір електричної дуги - чисто активний

$$r_d = 1050 l_d / I_d, \quad (5.51)$$

де I_d — діюче значення струму в дузі, А; l_d — довжина дуги, м.

При аналізі роботи пристроїв релейного захисту силових трансформаторів виникає необхідність визначення фазних і лінійних струмів при несиметричних КЗ. У випадках, коли первинна й вторинна обмотки силового трансформатора мають однакові схеми з'єднання, рішення подібного завдання не викликає труднощів, тому що наведені струми будь-якого несиметричного режиму для окремих фаз з боку первинної й вторинної обмотки рівні. Однак при різних схемах з'єднання обмоток трифазних трансформаторів визначення згаданих струмів роблять із урахуванням схеми з'єднання.

При включенні первинної обмотки в трикутник (рис. 5.11,а) лінійні струми з боку трикутника визначають за виразами:

$$\begin{aligned} i_{\Delta A} &= i_A - i_B = (i_a - i_b) / \sqrt{3} N; \\ i_{\Delta B} &= i_B - i_C = (i_b - i_c) / \sqrt{3} N; \\ i_{\Delta C} &= i_C - i_A = (i_c - i_a) / \sqrt{3} N, \end{aligned} \quad (5.52)$$

де i_A, i_B, i_C — діючі значення фазних струмів первинної обмотки трансформатора; i_a, i_b, i_c — діючі значення фазних струмів вторинної обмотки; N — коефіцієнт трансформації силового трансформатора із включенням обмоток за схемою Δ/Y .

При включенні обмоток за схемою зірка-трикутник (рис. 5.11,б) струми з боку первинної обмотки визначаються з виразів:

$$\begin{aligned} i_A &= (i_{\Delta a} - i_{\Delta c}) / \sqrt{3} N'; \\ i_B &= (i_{\Delta b} - i_{\Delta a}) / \sqrt{3} N'; \\ i_C &= (i_{\Delta c} - i_{\Delta b}) / \sqrt{3} N', \end{aligned} \quad (5.53)$$

де $i_{\Delta a}$, $i_{\Delta b}$, $i_{\Delta c}$ — діючі значення лінійних струмів з боку трикутника силового трансформатора; N' — коефіцієнт трансформації силового трансформатора із включенням обмоток за схемою Y/Δ.

Практичний інтерес представляє виявлення впливу струмів навантаження на струми двофазного КЗ. Облік впливу струмів навантаження роблять у випадках коли зазначені струми порівнянні по величині зі струмами двофазного КЗ. Для схеми з'єднання обмоток силового трансформатора (див. рис. 5.11,а) при двофазному КЗ між фазами В и С із боку вторинної обмотки на затискачах електроприймача струми КЗ з урахуванням навантаження зі сторін:

- вторинної обмотки:

$$i_a = \dot{U}_a / (Z_\kappa + Z_\eta); \quad i_b = i_c = -\dot{U}_a / (Z_\kappa + Z_\eta); \quad (5.54)$$

- первинної обмотки:

$$\begin{aligned} i_{\Delta A} &= \frac{\dot{U}_A}{2N} \left(\frac{\sqrt{3}}{Z_\kappa + Z_\eta} + j \frac{1}{Z_\kappa} \right); \\ i_{\Delta B} &= -j \dot{U}_A / N Z_\kappa; \\ i_{\Delta C} &= -\frac{\dot{U}_A}{2N} \left(\frac{\sqrt{3}}{Z_\kappa + Z_\eta} - j \frac{1}{Z_\kappa} \right), \end{aligned} \quad (5.55)$$

де $\dot{U}_a$, $\dot{U}_A$ — фазна середня номінальна напруга мережі відповідно з боку вторинної й первинної обмоток силового трансформатора; Z_κ — опір кола КЗ; Z_η — опір навантаження, N — коефіцієнт трансформації силового трансформатора, j — поворотний множник.

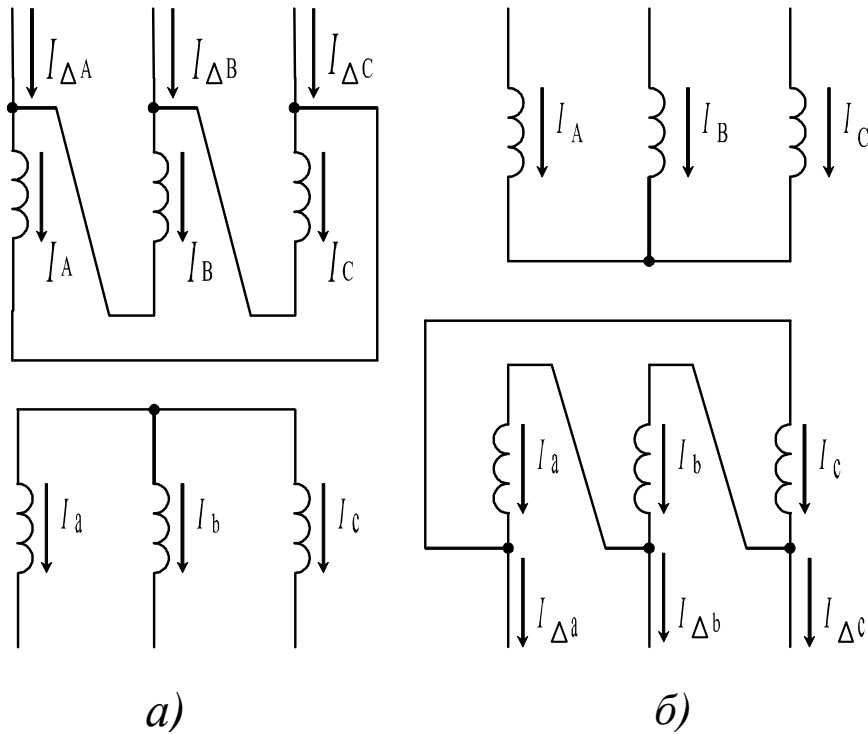


Рис. 5.11. Схеми з'єднання обмоток силового трансформатора:
а — трикутник-зірка; *б* — зірка-трикутник

Для схеми з'єднання обмоток силового трансформатора (рис. 5.11,б) при двофазному КЗ між фазами В і С із боку вторинної обмотки струми КЗ із урахуванням навантаження з боку вторинної обмотки визначаються вираженнями (5.54), а з боку первинної обмотки рівні:

$$\begin{aligned}
 i_{\Delta A} &= \frac{\dot{E}_A}{2N'} \left(\frac{\sqrt{3}}{Z_K + Z_H} - j \frac{1}{Z_K} \right); \\
 i_{\Delta B} &= \frac{\dot{E}_A}{2N'} \left(\frac{\sqrt{3}}{Z_K + Z_H} + j \frac{1}{Z_K} \right); \\
 i_{\Delta C} &= j \dot{E}_A / N' Z_K,
 \end{aligned}
 \tag{5.56}$$

де $\dot{E}_A$ - ЕРС фази А первинної обмотки трансформатора.

Із представлених виражень видно, що при двофазних КЗ струм в одній з фаз з боку первинної обмотки силового трансформатора не залежить від струму навантаження й дорівнює струму трифазного КЗ. У ряді випадків для релейного захисту й автоматики потрібно знати значення залишкової напруги на шинах підстанції, що може бути визначене по одному з наступних виразів:

$$U_{ocm} = \sqrt{3} I_K Z_K; \quad \text{або} \quad U_{ocm} = U_c - \sqrt{3} I_K Z_L,
 \tag{5.57}$$

де Z_k — опір від шин підстанції, для якої визначається залишкова напруга до точки КЗ; Z_Σ — сумарний опір кола живлення від джерела живлення до шин підстанції, для якого визначається залишкова напруга; U_c — номінальна напруга на шинах джерела живлення.

5.14. НАГРІВАННЯ СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН СТРУМАМИ КЗ

В основу розрахунку нагрівання струмоведучих частин при коротких замиканнях покладені наступні допущення:

а) процес нагрівання провідників вважають адіабатним, тобто таким, що протікає без розсіювання тепла в навколишнє середовище, через короткочасність цього режиму;

б) теплову дію аперіодичної складової струму короткого замикання через короткочасність її існування не враховують.

При зазначених умовах диференціальне рівняння теплового балансу має вигляд

$$I^2 \frac{\rho l}{s} [1 + \alpha(\vartheta - 20)] dt = c [1 + \beta(\vartheta - 20)] g s l d\vartheta,$$

де c - питома теплоємність матеріалу при 20°C ; β - температурний коефіцієнт зміни теплоємності; g - щільність матеріалу.

Ліва частина рівняння виражає кількість тепла, виділюваного в провіднику за нескінченно малий проміжок часу dt , а права частина - кількість тепла, затрачуваного за те же час на нагрівання провідника. Після поділу змінних рівняння приймає вид

$$\frac{1}{s^2} I^2 dt = \frac{cg}{\rho} \frac{1 + \beta(\vartheta - 20)}{1 + \alpha(\vartheta - 20)} d\vartheta.$$

Для визначення нагрівання провідника за час існування режиму короткого замикання необхідно проінтегрувати ліву частину рівняння у границі від 0 до t , де t - момент відключення короткого замикання, а праву — у межах від початкової температури ϑ_0 , що провідник мав до короткого замикання, до кінцевої температури ϑ , яку він одержить до моменту відключення короткого замикання:

$$\frac{1}{s^2} \int_0^t I^2 dt = \frac{cg}{\rho} \int_{\vartheta_0}^{\vartheta} \frac{1 + \beta(\vartheta - 20)}{1 + \alpha(\vartheta - 20)} d\vartheta. \quad (5.58)$$

Розглянемо кожну з частин цього рівняння окремо. Інтегрування лівої частини рівняння (5.43) представляє труднощі через відсутність аналітичного ви-

раження залежності величини струму короткого замикання від часу. Тому на практиці користуються спрощеним способом рішення, уводячи поняття про наведений час $t_{n.n}$ протікання короткого замикання.

Наведеним часом короткого замикання називають час, протягом якого сталий струм короткого замикання виділив би стільки ж тепла, скільки його виділяється при дійсному режимі протікання короткого замикання за час його існування. Із цього визначення слідує, що інтеграл у лівій частині формули може бути замінений відповідно до рівності

$$\int_0^t I^2 dt = I_{\infty}^2 t_{n.n}.$$

Звідси наведений час протікання короткого замикання визначається формулою

$$t_{n.n} = \int_0^t \left(\frac{I}{I_{\infty}} \right)^2 dt, \quad (5.59)$$

тобто залежить від характеру зміни струму короткого замикання й тривалості його існування. Як показує дослідження, кожна із кривих протікання короткого замикання характеризується своїм, властивим тільки їй, відношенням початкового значення струму короткого замикання до його сталого значення - $\beta'' = I''/I_{\infty}$. Для практичного визначення наведеного часу за дійсним часом t при різних значеннях β'' служать криві, наведені на рис. 5.12. Ці криві є середніми для турбогенераторів і гідроенераторів. Як слідує з кривих (рис. 5.12,а), наведений час при генераторах з автоматичним регулюванням напруги перевищує дійсний при більших значеннях β'' , оскільки при цих умовах дійсний струм короткого замикання за увесь час існування короткого замикання перевищує сталий струм. При малих значеннях β'' має місце зворотнє явище. При генераторах без автоматичного регулювання напруги наведений час завжди перевищує дійсний (рис. 5.12,б).

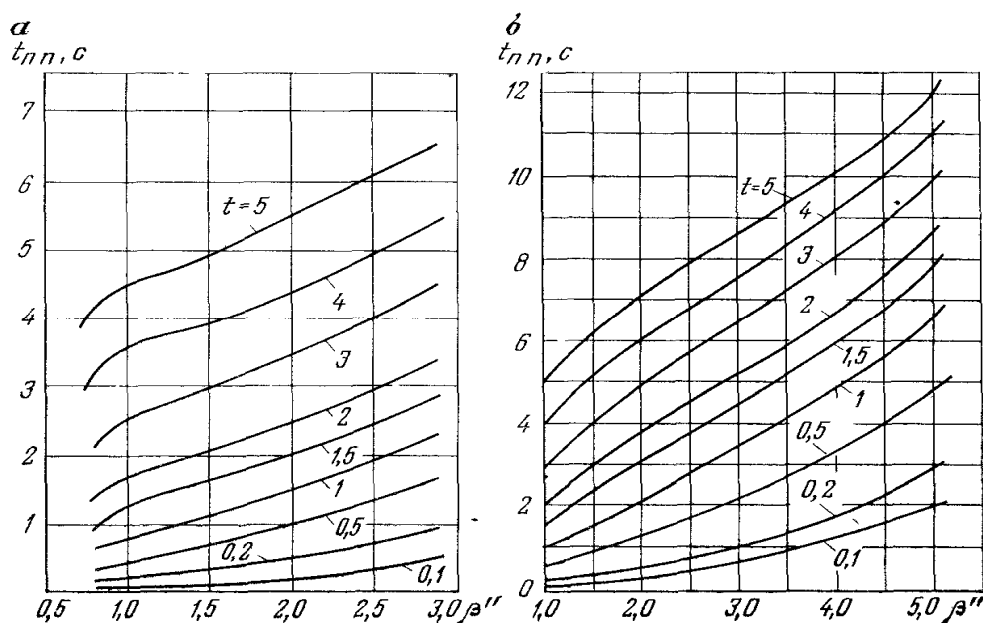


Рис. 5.12. Залежність приведенного часу дії струмів короткого замикання:

a — при живленні від генераторів з автоматичним регулюванням напруги;
б — при живленні від генераторів без автоматичного регулювання напруги.

При $t < 1$ с враховують також теплову дію аперіодичної складової струму короткого замикання, додаючи до приведенного часу періодичної складової наведений час аперіодичної складової, що визначається за формулою

$$t_{n.nD} = 0,05(\beta'')^2.$$

Права частина рівняння (5.59) може бути легко проінтегрована, у результаті чого буде отримана різниця двох виразів, у перше з яких увійдуть постійні струмоведучого матеріалу й кінцева температура, а в друге — ті ж постійні й початкова температура. Таким чином, для кожного з струмоведучих матеріалів обидва члени правої частини рівняння, позначувані надалі A_g й A_{g_0} , є тільки функціями температури. Залежність величини A_g від температури для найбільш уживаних струмоведучих матеріалів дана на рис. 5.13. Підстановка замість лівої й правої частин рівняння (5.59) їхніх значень дає вираз

$$\frac{I_{K\infty}^2}{s^2} t_{n.n} = A_g - A_{g_0}, \quad \text{звідки} \quad s = \frac{I_{K\infty} \sqrt{t_{n.n}}}{\sqrt{A_g - A_{g_0}}}. \quad (5.60)$$

Відповідно до вимог ПУЕ температура нагрівання при коротких замиканнях не повинна перевищувати, °С:

для мідних шин і голих проводів

250

для мідних струмоведучих жил:

кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою до 10 кВ, кабелів і проводів з теплостійкої гумової ізоляцією, проводів з поліхлорвініловою ізоляцією

200

кабелів і проводів зі звичайною гумовою ізоляцією	150
кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою 20 і 35 кВ	125
для алюмінієвих шин і голих проводів, а також струмоведучих жив кабелів і проводів у всіх випадках	150
для сталевих шин і голих проводів: при безпосереднім з'єднанні з апаратами	250
при відсутності безпосереднього з'єднання	350

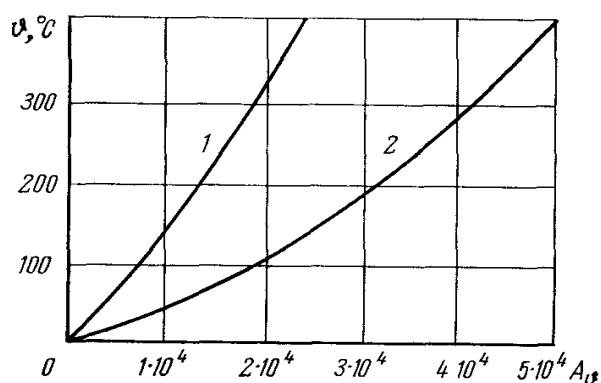


Рис. 5.13. Криві для визначення температури нагрівання проводів при короткому замиканні:
/ — алюміній; 2 — мідь

Початкові значення температур варто приймати відповідно до норм для температури, що допускається довгостроково, провідників при їх повному номінальному навантаженні. На практиці користуватися формулою (5.60) доводиться тільки при розрахунку шинних конструкцій підстанцій і розподільних пристроїв, а також кабельних ліній. Термічну стійкість апаратури характеризують так званим струмом термічної стійкості, під яким мають на увазі струм сталої величини, що витримується апаратом протягом певного часу без неприпустимих підвищень температури. Для виявлення прийнятності того чи іншого апарату з погляду термічної стійкості необхідно порівняти кількість тепла, що виділяється струмом $I_{m.y}$ термічної стійкості за гарантований час $t_{m.y}$, з дійсною кількістю тепла, що виділяється в апараті при короткому замиканні. Тому що кількість тепла пропорційна квадрату величини струму та першого ступеня часу, зазначене порівняння необхідно робити, користуючись формулою

$$I_{m.y}^2 t_{m.y} \geq I_{\infty}^2 t_{n.n} . \quad (5.61)$$

Перевірці за термічною стійкістю не підлягають:

- а) апарати й струмоведучі частини, захищені плавкими запобіжниками;
- б) дроти повітряних ліній;
- в) мережі напругою до 1000 В;
- г) провідники до індивідуальних електроприймачів, у тому числі до цехових трансформаторів потужністю до 1000 кВ·А та вищою напругою до 20 кВ за умов резервування, виконаного таким чином, що відключення струмоприймачів не викликає розладу технологічного процесу, ушкодження провідника при короткому замиканні не може викликати вибуху й заміна провідника можлива без значних утруднень.

5.15. ЕЛЕКТРОДИНАМІЧНА ДІЯ СТРУМІВ КЗ

При протіканні струму провідниками між ними виникають електродинамічні сили. Ці сили, невеликі при нормальному режимі, різко зростають при коротких замиканнях і можуть викликати важкі руйнування, якщо не будуть враховані при виборі електроустаткування. Для надійної роботи електроустаткування необхідно, щоб воно витримувало механічні впливи, що виникають при коротких замиканнях, не піддаючись руйнуванню або деформаціям, або, як говорять, мало електродинамічну стійкість. Необхідність у безпосередньому визначенні величин електродинамічних сил виникає при розрахунку шинних конструкцій підстанцій і струмопроводів.

Сила взаємодії між двома паралельними провідниками, віднесена до 1 м довжини провідника, як відомо з курсу «Теоретичні основи електротехніки», може бути виражена формулою

$$F' = 2i_1i_2 \frac{1}{a} 10^{-7}. \quad (5.62)$$

Цю формулу можна вважати правильною, якщо розміри поперечного переріза провідника малі в порівнянні з відстанню a між провідниками. Для провідників прямокутного перетину у формулу необхідно ввести поправочний коефіцієнт K_ϕ , відмінний від 1. Значення коефіцієнта K_ϕ може бути визначене за кривими рис. 5.14 залежно від розмірів поперечних перерізів провідників і відстані між їх осями. В установках трифазного типу при розташуванні провідників в один ряд у найбільш важких умовах перебуває середній провідник і найбільші динамічні зусилля виникають при трифазному короткому замиканні. Сила, що діє на середню фазу, складається із двох сил:

$$F' = 2K_\phi i_A i_B \frac{1}{a} \cdot 10^{-7} - 2K_\phi i_B i_C \frac{1}{a} 10^{-7} = 2K_\phi i_B (i_A - i_C) \frac{1}{a} 10^{-7}. \quad (5.63)$$

Сили приймають із різними знаками, тому що однойменні сили взаємодії (наприклад, сили притягання) середньої шини із двома крайніми спрямовані в протилежні сторони. Миттєві значення струмів у трьох фазах, рівні за амплітудою і зрушені по фазі на $2\pi/3$, виражаються формулами:

$$i_A = I_m'' \sin \alpha; \quad i_B = I_m'' \sin \left(\alpha - \frac{2\pi}{3} \right); \quad i_C = I_m'' \sin \left(\alpha - \frac{4\pi}{3} \right).$$

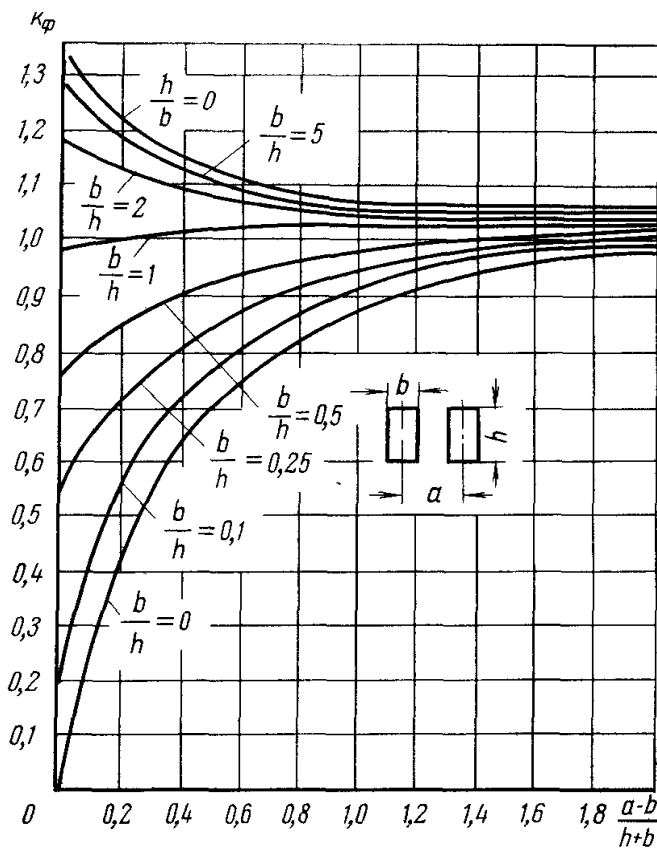


Рис. 5.14. Криві залежності поправкового коефіцієнту від розмірів поперечного перерізу провідників і відстані між осями

Навантаження від електродинамічних сил розподілені рівномірно по довжині шин. Тому розрахунок шин роблять, розглядаючи їх як багатопрогонову балку, і обчислюють згинальний момент (Н·м) за формулою

$$M_{\phi\tilde{a}} = \frac{F l^2}{10}.$$

Напруги, що допускаються, приймають відповідно до ПУЕ рівними 0,7 тимчасового опору розриву за ДСТ, тобто: для міді 13 кН/см, для алюмінію 6,5 кН/см, для сталі 16 кН/см. Напругу в шинах можна знизити, збільшуючи відстань a між шинами окремих фаз, зменшуючи відстань l між опорними ізоляторами або розташовуючи поставлені на ребро шини одна над одною.

Електродинамічну стійкість апаратів характеризують струмом, що *максимально допускається*, $i_{\text{д.у}}$, установлюваним заводом-виготовлювачем. Для надійної роботи апарата необхідно, щоб цей струм не був перебільшений ні при яких умовах, тобто необхідно, щоб

$$i_{\text{д.у}} \geq i_{\text{макс.у}}.$$

5.16. ОБМЕЖЕННЯ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

При невеликих установках (підстанціях і т.п.), що живляться від потужних енергетичних систем, апаратура, обрана за умовами короткого замикання, виходить дуже громіздкою й дорогою. Тому струми короткого замикання в

установках малої потужності напругою вище 1000 В знижують за допомогою включення додаткових індуктивних опорів (реакторів), додаткових активних опорів (резисторів), шляхом відмови від паралельної роботи трансформаторів на стороні нижчої напруги або шляхом застосування трансформаторів з розщепленими обмотками.

Необхідно відзначити, що всі заходи щодо збільшення опору короткозамкненого кола з метою зниження потужності (струму) короткого замикання спричиняють збільшення відхилень напруги, зростання коливань напруги при пуску й самозапуску електродвигунів і при роботі електродвигунів з різкозмінним ударним навантаженням, утрудняють підтримку необхідних рівнів напруги при різних режимах роботи. З цієї причини не викликане необхідністю надмірне зниження струмів короткого замикання допускати не слід.

У необхідних випадках оптимальні величини струму короткого замикання повинні визначатися техніко-економічним розрахунком за мінімумом витрат на електроустаткування, необхідне для обмеження струму короткого замикання, а також на пристрої й заходи щодо доведення якості електроенергії до нормального рівня. Основні труднощі при виборі оптимального струму короткого замикання виникають, як правило, у мережах з різкозмінним ударним навантаженням, особливо при наявності вентильних перетворювачів.

При виборі реактору необхідно пам'ятати, що він створює додаткову втрату напруги й при нормальній роботі системи. Величина цієї втрати напруги може бути знайдена на підставі векторної діаграми (рис. 5.15), на якій $\vec{U}_1$ і $\vec{U}_2$ напруги до й після реактора, I - струм, що протікає через реактор, φ — кут зрушення фаз між струмом і напругою за реактором. Через малість кута ψ між векторами $\vec{U}_1$ й $\vec{U}_2$ для реальних параметрів ланцюга короткого замикання, величиною відрізка bc можна зневажити й уважати втрату напруги в реакторі рівною відрізку ab :

$$\Delta U_p = \sqrt{3} I x_p \sin \varphi ,$$

де x_p — індуктивний опір реактора.

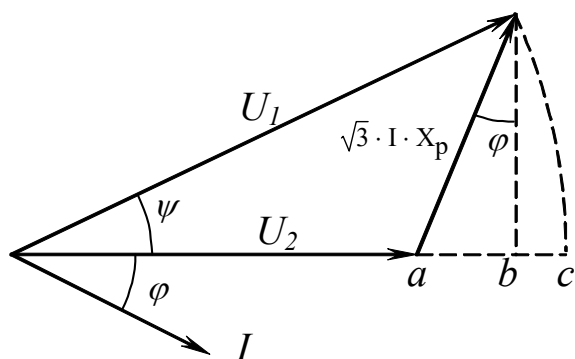


Рис. 5.15. Векторна діаграма реактора

Ділячи обидві частини рівняння на номінальну напругу реактора, одержуємо

$$\frac{\Delta U_p}{U_{ном.р}} = \frac{\sqrt{3} I x_p}{U_{ном.р}} \sin \varphi$$

і, переходячи до відносних одиниць, вираженим у відсотках, маємо втрату напруги в реакторі

$$\Delta U_p \% = x_p \% \sin \varphi. \quad (5.64)$$

При короткому замиканні в мережі за реактором напруга на шинах підстанції не падає до нуля, а дорівнює втраті напруги в реакторі. Цю напругу називають залишковою і виражають формулою

$$U_{\text{зал}} = \sqrt{3} I_{\kappa} x_p.$$

Переходячи до відносних одиниць, останню формулу можна перетворити до виду

$$\Delta U_{\text{зал}} \% = x_{\text{ном.р}} \% \frac{I_{\kappa}}{I_{\text{ном.р}}} \frac{U_{\text{ном.р}}}{U_{\text{ном}}}. \quad (5.65)$$

Для забезпечення роботи споживачів, що живляться від шин підстанції, реактор варто вибирати так, щоб при короткому замиканні на лінії напруга на шинах підстанції знижувалася не більш ніж до 70% номінальної величини.

В електроустановках напругою до 1000 В реактори не застосовуються. Застосування резисторів замість реакторів у силових колах менш ефективно, тому що в короткозамкнених колах переважають індуктивні опори, і геометричне підсумовування індуктивного опору короткозамкненого кола з активним опором резистора значно менше впливає на сумарний опір, чим алгебраїчне підсумовування індуктивних опорів кола й реактора.

При зниженні струму короткого замикання шляхом відмови від паралельної роботи трансформаторів на стороні нижчої напруги необхідно враховувати вплив цього рішення на розподіл навантаження між трансформаторами й на надійність електропостачання. При застосуванні трансформаторів з розщепленими обмотками, що живлять окремі секції шин підстанції, необхідно враховувати утруднення при регулюванні напруги на секціях шин у порівнянні з варіантом живлення секцій шин від окремих трансформаторів.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Які особливості розрахунку струмів КЗ у мережах напругою до 1000 В і чим вони обумовлені?
2. Як визначити початкове значення струму КЗ, створюваного джерелом необмеженої потужності.
3. Як визначити початкове значення струму КЗ, створюваного генератором або двигуном.
4. Яке призначення розрахунків коротких замикань?
5. Які приймають припущення при розрахунку струмів КЗ?
6. Як складається розрахункова схема СЕП при розрахунку струмів КЗ?
7. Як складається схема заміщення СЕП для розрахунку струмів КЗ?
8. Які ви знаєте перетворення схем заміщення до найпростішого виду?
9. Як приймаються базисні умови?
10. Назвіть способи обмеження струмів КЗ.

Теми рефератів

1. Види, причини і наслідки електромагнітних перехідних процесів в СЕП.
2. Розрахунок аварійних струмів при несиметричних КЗ.
3. Джерела живлення місця КЗ та визначення створюваних ними аварійних струмів.

6. НЕСИМЕТРИЧНІ УШКОДЖЕННЯ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 6 – 35 кВ

6.1. ВИДИ НЕСИМЕТРИЧНИХ УШКОДЖЕНЬ І РЕЖИМИ НЕЙТРАЛІ МЕРЕЖ

Основна маса ушкоджень у мережах підприємств зв'язана з ушкодженням ізоляції фаз мережі щодо землі, тобто появою несиметричних ушкоджень.

Несиметричні ушкодження в розподільних мережах напругою 6-35 кВ шахт можна розділити на два основних види:

- 1) замикання однієї фази мережі на землю;
- 2) подвійні замикання на землю (замикання на землю в різних точках розподільної мережі).

Крім приведеної загальної класифікації несиметричних ушкоджень варто розрізняти металеві (глухі) замикання на землю, дугові (через перемежовану дугу) і через перехідні опори в точках ушкодження.

Усі несиметричні ушкодження характеризуються появою складових (струми і напруги) нульової послідовності. Характеристики параметрів нульової послідовності в перехідному й у сталому режимі ушкодження визначаються видом ушкодження, параметрами електричної мережі і місцем ушкодження і, у значній мірі, режимом роботи нейтралі електричної мережі.

Однофазні замикання на землю (на корпус) з'являються внаслідок механічного чи ушкодження електричного пробою ізоляції фази мережі щодо землі. Такі ушкодження в сталому режимі практично не представляють небезпеки для роботи електроприймачів, тому що симетрія міжфазних напруг практично не порушується, а значення струму однофазного замикання, як правило, у багато разів менше струму навантаження. Однак з погляду електробезпеки такі ушкодження становлять значну небезпеку за рахунок появи на корпусах електроустаткування значних потенціалів (особливо в перехідних режимах). Крім того при таких ушкодженнях різко зростає ймовірність появи подвійних замикань на землю.

Подвійні замикання на землю в різних місцях розподільної мережі з'являються в результаті дії внутрішніх перенапруг і є розвитком виниклих однофазних замикань на землю. Подвійні замикання можуть позначатися на режимі роботи електроприймачів і становлять особливу небезпеку з погляду поразки людей електричним струмом. Такі ушкодження за певних умов супроводжуються появою високих потенціалів на корпусах усього заземленого електроустаткування (практично по мережі, що заземлює, розподіляється лінійна напруга). Аварійні струми при подвійних замиканнях на землю можуть досягати значень небезпечних для елементів електричних мереж і устаткування.

Електричні мережі напругою 6 - 35 кВ відповідно до ПУЕ можуть працювати з ізолюваною нейтраллю, з компенсованою нейтраллю (з метою компенсації ємнісного струму замикання на землю) і з включенням у нейтраль мережі резистора (з метою створення додаткової активної складової струму замикання в аварійному режимі).

У загальному випадку оцінка ефективності і вибір режиму роботи нейтралі розподільних і живильних мереж здійснюється на основі техніко-економічного порівняння варіантів. При цьому визначальними критеріями оцінки режимів нейтралі варто вважати: надійність електропостачання; електробезпеку; забезпеченість захистом від однофазних замикань на землю і якість її роботи; економічність системи.

Мережі з цілком ізольованою нейтраллю.

Такий режим нейтралі мережі не завжди є оптимальним з погляду зазначених раніше критеріїв. За інших рівних умов надійність електропостачання електроприймачів чи надійність розподільних мереж в основному визначається пошкоджуваністю елементів мережі і якістю роботи пристроїв релейного захисту. Ступінь впливу зазначених факторів на надійність роботи розподільних мереж залежить від режиму нейтралі, що у свою чергу визначає рівень внутрішніх перенапруг і характер перехідних процесів при однофазних замиканнях на землю. Рівень перенапруг впливає на пошкоджуваність і електробезпеку електричних мереж і їхніх елементів, а характер перехідних процесів – на якість роботи пристроїв захисту від замикань на землю.

Для реальних параметрів розподільних мереж максимальне значення напруги між здоровими фазами і землею може досягати рівня 4,5 фазної напруги. Для цих же мереж теоретичний максимум напруги зсуву нейтралі складає трикратну фазну напругу.

Однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю супроводжуються перехідними процесами, що виникають у момент появи замикання й в момент відключення ушкодженої ділянки (процес відновлення напруги в мережі). Відзначені перехідні процеси забезпечують значну частину помилок у спрацьовуванні пристроїв захисту від замикань на землю в мережах з цілком ізольованою нейтраллю.

Системи електропостачання з цілком ізольованою нейтраллю в порівнянні з мережами з іншими режимами нейтралі не вимагають додаткових капітальних витрат. Однак експлуатаційні витрати в мережах з цілком ізольованою нейтраллю за рахунок більшої пошкоджуваності, а також за рахунок збитку від перерв електропостачання значно більше, ніж у мережах, що працюють з іншими можливими режимами нейтралі.

Слід також зазначити, що можна до деякої міри знизити експлуатаційні витрати і збиток від перерв за рахунок застосування устаткування й електричних мереж з більш високим рівнем ізоляції, що, природно, вимагає додаткових капітальних вкладень.

Мережі з компенсованою нейтраллю.

Компенсація ємнісних струмів замикання на землю здійснюється включенням у нейтраль мережі індуктивності, за допомогою якої при замиканні на землю створюється індуктивна складова струму однофазного замикання на землю, що має в точці замикання напрямок, протилежний ємнісній складовій струму замикання. Ефективність компенсації ємнісних струмів і ефективність роботи електричних мереж з компенсованою нейтраллю в значній мірі залежить від режиму налаштування пристрою, що компенсує. Більшість дослідників при

цьому віддають перевагу резонансному настроюванню індуктивності компенсуючого пристрою, з ємністю мережі щодо землі.

Крім резонансного з ємністю мережі режиму настроювання пристрою, що компенсує, розрізняють також режим недокомпенсації (залишковий реактивний струм замикання на землю носить ємнісний характер) і перекомпенсації (залишковий реактивний струм замикання на землю носить індуктивний характер).

Якщо оцінювати надійність електропостачання електроприймачів пошкоджуваністю елементів мережі і якістю роботи релейного захисту, то необхідно відзначити, що в основному застосування компенсованих мереж, де потрібна дія захисту на відключення, стримується другою умовою. Що стосується пошкоджуваності елементів розподільних мереж, то необхідно відзначити безпосередній зв'язок цього показника з режимом настроювання компенсуючого пристрою, тому що саме настроюванням компенсуючого пристрою визначається рівень перенапруг у мережі при однофазних замиканнях на землю.

На рис. 6.1 показані криві залежності максимальної кратності перенапруг від ступеня розстройки компенсації. Значення коефіцієнта γ , що враховує перенапруги, що знижують, фактори, у загальному випадку залежить від частоти коливань вільних складових струмів замикання, довжин ліній розподільної мережі, розташування місця ушкодження щодо джерела, опору в ланцюзі замикання і для реальних параметрів розподільних мереж зазначений коефіцієнт знаходиться на рівні 0,8...0,9.

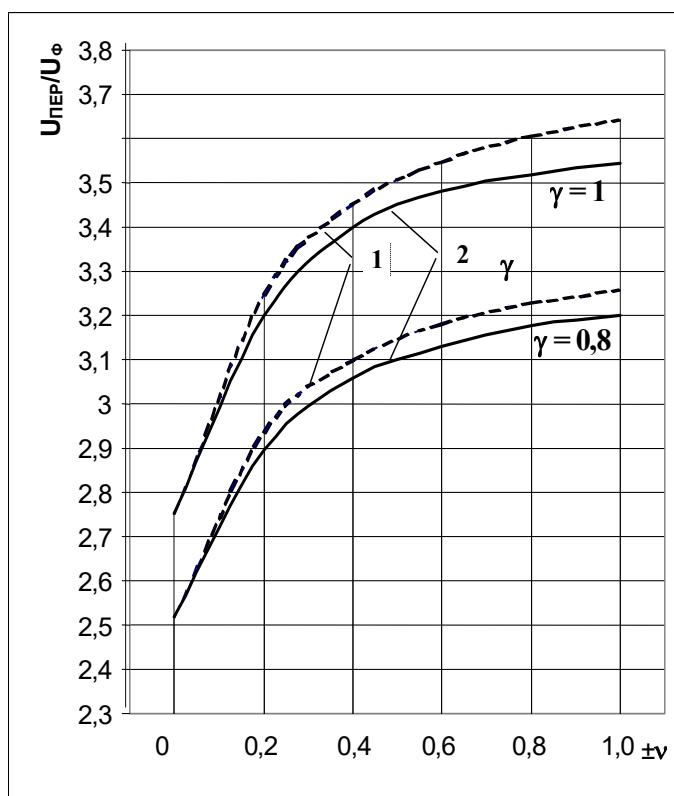


Рис. 6.1. Залежності максимальної кратності перенапруг від ступеня розстройки компенсації в режимі:
1 – перекомпенсації;
2 – недокомпенсації

З рис. 6.1 видно, що при резонансному настроюванні пристрою, що компенсує, а також при його розстройці в межах 5%, навіть теоретичні перенапруги на неушкоджених фазах не можуть перевищити $2,7 U_{\phi}$. Зниження рівня перенапруг обумовлено створенням зручного шляху для стоків статичних зарядів по

фазах за рахунок включення в нейтраль мережі дугогасящого реактора. Збільшення ступеня розстройки компенсації від 5 до 30...40% приводить до швидкого наростання рівня перенапруг. Необхідно відзначити, що при розстройці пристрою, що компенсує, на 20% від резонансної, ефективність пристроїв, що компенсують, у частині обмеження перенапруг при замиканнях на землю практично не відчувається в порівнянні з мережами з цілком ізольованою нейтраллю.

Перенапруга в нейтралі мережі, приблизно в 1,5...2 рази менше кратності перенапруг на неушкоджених фазах, що також сприяє зниженню пошкоджувальності елементів системи електропостачання.

Одним з факторів, що роблять вплив на вибір режиму настроювання компенсуючих реакторів є можливість порушення нормальної роботи мережі за рахунок резонансних явищ у компенсованих мережах. У реальних розподільних мережах спостерігається постійна чи тимчасова несиметрія ізоляції фаз мережі щодо землі. З огляду на те, що в кабельних мережах ємнісний опір ізоляції значно менше активного, можна вважати, що несиметрія створюється ємністю фаз мережі. Максимальна напруга зсуву нейтралі U_{oc} в компенсованих мережах у відповідності з режимом резонансного настроювання від ємнісної несиметрії може бути визначене за співвідношенням сумарного ємнісного струму замикання на землю I_c й активної складової залишкового струму I_a :

$$\dot{U}_{oc} = U_n I_c / I_a$$

Для зменшення напруги зсуву нейтралі варто вживати заходів несиметрії, що приводять до зменшення напруги, чи збільшення залишкового активного струму замикання.

Необхідно нагадати, що ефективність компенсації ємнісних струмів замикання на землю спостерігається при резонансному і близьких до нього режимах настроювання пристроїв, що компенсують. З огляду на можливу зміну параметрів розподільних мереж (оперативні й аварійні переключення, нарощування ЛЕП і т.п.), необхідно орієнтуватися на застосування пристроїв автоматичного настроювання дугогасящих реакторів. При резонансному настроюванні пристрою, що компенсує, і при незначних розстройках компенсації в електричних мережах запаси електричної міцності ізоляції стосовно перенапруг, що впливають, збільшуються до 30%.

Мережі з активним опором у нейтралі.

Основною причиною помилкових спрацьовувань захистів від замикань на землю в мережах з цілком ізольованою і компенсованою нейтраллю варто вважати виникнення в мережі після відключення ушкодженого приєднання (чи після самоліквідації ушкодження) коливального процесу з частотою близької до частоти 50 Гц. Одним з ефективних методів усунення колювання є зменшення добротності коливального контуру, що досягається зменшенням значення активного опору ізоляції мережі щодо землі, що включено паралельно реактивним опорам ізоляції. У результаті з'являється активна складова струму, що накладається на електричну мережу і збільшує активну складову струму однофазного

замикання на землю. Ефективність методу подавлення перехідного процесу істотно виявляється при величині створюваного активного струму замикання на землю на рівні 50 % від ємнісного.

Електричні мережі з резистором у нейтралі, володіють, у порівнянні з мережами з цілком ізольованою чи компенсованою нейтраллю, більш високою надійністю за рахунок поліпшення якості роботи пристроїв захисту від однофазних замикань на землю, виключення ферорезонансних процесів і зменшення пошкоджуваності елементів системи електропостачання. Останнє обумовлено значним зниженням внутрішніх перенапруг, що супроводжують однофазні замикання на землю.

На рис. 6.2 показана залежність максимальної кратності внутрішніх перенапруг у мережі з резистором у нейтралі від співвідношення активної і ємнісний складових струму однофазного замикання на землю $K_a = I_a / I_c$.

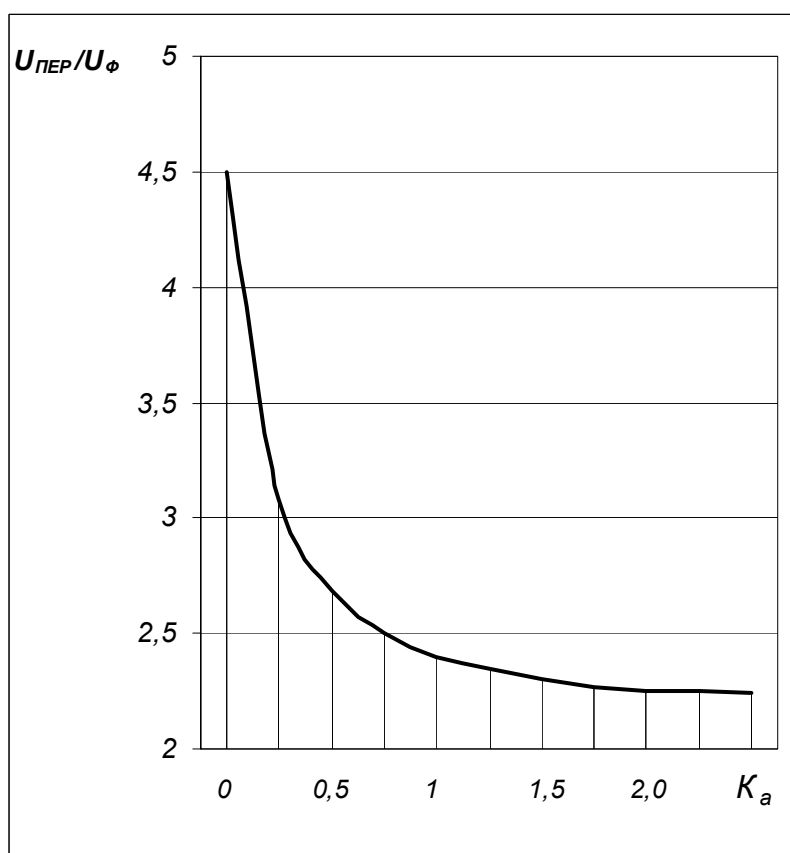


Рис. 6.2. Залежність максимальної кратності перенапруг у мережі з резистором у нейтралі від відношення активної і ємнісний складових струму замикання

За рахунок зниження пошкоджуваності елементів мережі і поліпшення якості роботи пристроїв захисту від однофазних замикань на землю значно зменшуються й експлуатаційні витрати.

6.2. ОДНОФАЗНІ ЗАМИКАННЯ НА ЗЕМЛЮ

Для оцінки характеру процесів у мережах з різними режимами нейтралі і впливу їх на умови електробезпеки і працездатність застосовуваних і створюваних засобів захисту від замикань на землю, необхідно вивчити характер зміни амплітудних і фазових значень напруги і струмів нульової послідовності в ста-

лому і перехідному режимах однофазного замикання.

Найбільш розповсюдженим і доступним методом дослідження аварійних режимів у системах електропостачання є метод математичного моделювання, заснований на формалізації досліджуваних процесів і побудови приватних математичних моделей. Використання для цієї мети активного експерименту в умовах діючої системи електропостачання сполучена з організаційними труднощами і, крім того, зв'язана зі створенням умов підвищеної небезпеки поразки електричним струмом і зі створенням небезпечних для устаткування аварійних режимів. У загальному випадку математичну модель як сукупність математичних виражень, що зв'язують параметри об'єкта з характеристиками досліджуваного процесу, одержують у результаті формалізації досліджуваного процесу і побудови його формалізованої схеми з необхідним ступенем наближення до дійсності.

6.2.1. Струми замикання на землю в сталому режимі

У симетричній трифазній системі лінійні (межфазні) напруги представляють рівносторонній трикутник. При відсутності навантаження вектори фазних напруг $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ при строгій рівності провідностей ізоляції фаз мережі щодо землі утворюють симетричну трипроменеву зірку фазних напруг, а нейтраль мережі має потенціал, що дорівнює потенціалу землі. При порушенні рівності провідностей ізоляції фаз мережі щодо землі точка нульового потенціалу системи зміститься, і нейтраль системи одержить потенціал $\dot{U}_o$ щодо землі, а симетрія фазних напруг щодо землі порушиться.

На підставі загальноприйнятих допущень схема заміщення розподільної мережі для дослідження аварійних струмів буде мати вид представлені на рис. 6.3. Отримана схема враховує у своїй структурі лише ті елементи і зв'язки, що впливають на досліджувані аварійні струми при замиканнях однієї фази на землю. На рисунку прийняті наступні позначення: Y_n – провідність нейтральної точки мережі щодо землі; Y_A, Y_B, Y_C – провідності відповідно фаз А, В і С щодо землі; y – провідність перехідного опору в точці замикання; $\dot{U}_o$ – напруга зсуву нейтралі мережі або напруга нульової послідовності; $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ – фазні напруги живильного трансформатора (напруги фаз мережі відносно нейтралі системи); $\dot{I}_n$ – струм через провідність нейтральної точки мережі щодо землі; $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ – струми через провідності щодо землі відповідних фаз; $\dot{I}_3$ – струм однофазного замикання на землю.

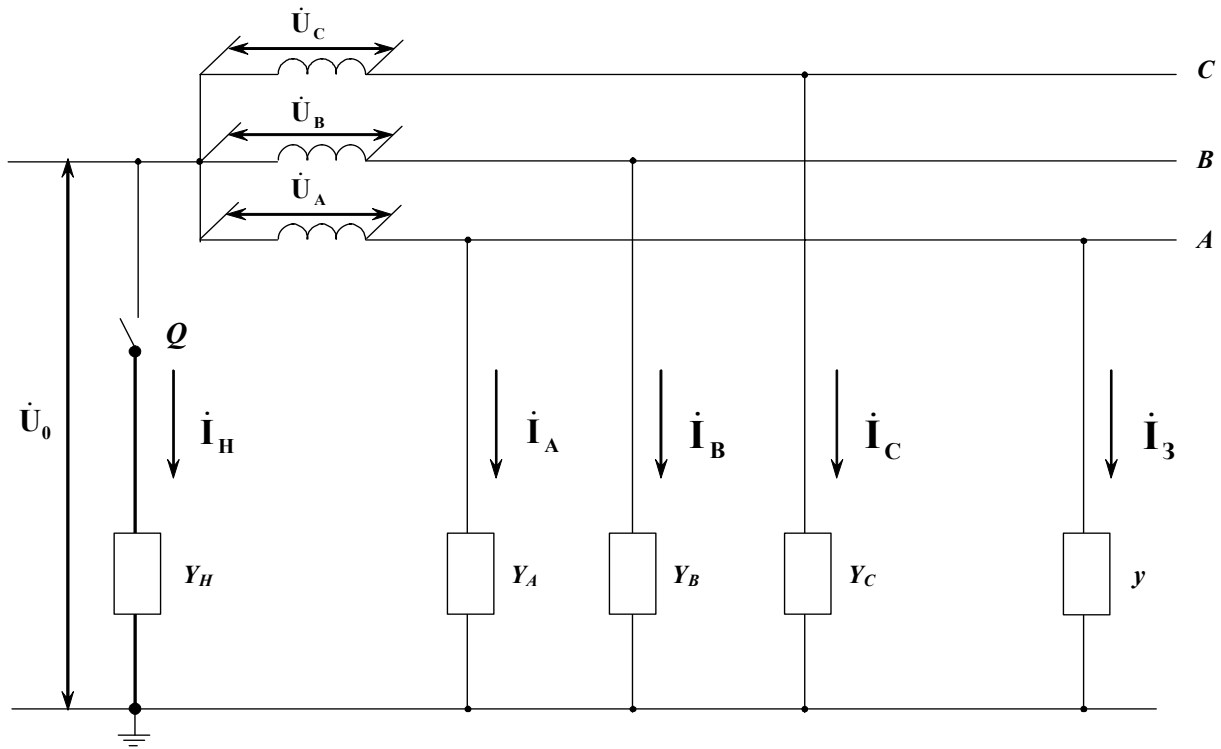


Рис. 6.3. Схема заміщення розподільчої мережі

Мережа з цілком ізольованою нейтраллю.

З врахуванням того, що

$$\dot{I}_3 = \dot{U}'_A y; \dot{I}_A = \dot{U}'_A Y_A; \dot{I}_B = \dot{U}'_B Y_B; \dot{I}_C = \dot{U}'_C Y_C$$

$$\dot{U}'_A = \dot{U}_A + \dot{U}_0; \dot{U}'_B = \dot{U}_B + \dot{U}_0; \dot{U}'_C = \dot{U}_C + \dot{U}_0$$

і приймаючи в увагу, що система є симетричною, для якої справедливе співвідношення

$$Y_A = Y_B = Y_C = Y,$$

після відповідних підстановок і перетворень одержимо в загальному виді вираження для струму однофазного замикання на землю в мережі з цілком ізольованою нейтраллю

$$\dot{I}_3 = -3\dot{U}_0 Y = 3\dot{U}_\phi Y \frac{y}{3Y + y}, \quad (6.1)$$

де $Y = \frac{1}{R} + j\omega C$ і $y = \frac{1}{r}$, $\dot{U}'_A, \dot{U}'_B, \dot{U}'_C$ - напруги фаз мережі щодо землі R і C - відповідно активний опір ізоляції і ємність усієї електрично зв'язаної мережі щодо землі; r - перехідний опір у точці замикання фази на землю.

Діюче значення струму однофазного замикання на землю, що враховує всі складові ізоляції щодо землі мережі з цілком ізольованою нейтраллю:

$$I_3 = 3U_\phi \frac{\sqrt{(R+3r+3\omega^2 C^2 R^2 r)^2 + j(\omega C R^2)^2}}{(R+3r)^2 + (3\omega C R r)^2}. \quad (6.2)$$

У реальних мережах напругою 6-35 кВ систем електропостачання підприємств активна складова опору ізоляції щодо землі більш ніж на порядок перевищує ємнісну складову і, природно, впливає на значення струму замикання на землю. Можна, без врахування названого опору, одержати спрощену формулу для струму замикання:

$$I_3 = 3U_\phi \frac{\omega C}{\sqrt{1 + (3\omega C r)^2}} \quad (6.3)$$

Мережа з компенсованою нейтраллю.

Прийнявши на схемі заміщення, представленій на рис. 6.3 провідність нейтральної точки мережі щодо землі рівною провідності пристрою, що компенсує ($Y_H = Y_K$), і вважаючи вимикач Q , що знаходиться у включеному положенні, провівши необхідні перетворення одержимо в загальному виді вираження для струму однофазного замикання на землю в мережі з компенсованою нейтраллю:

$$\dot{I}_3 = -\dot{U}_0(3Y + Y_K) = \dot{U}_\phi y \frac{3Y + Y_K}{3Y + Y_K + y}, \quad (6.4)$$

де $Y_K = \frac{1}{R_K} - j\frac{1}{\omega L}$ - провідність пристрою, що компенсує.

Для випадку повної компенсації ємнісної складової струму однофазного замикання на землю, тобто резонансного настроювання компенсуючого пристрою з ємністю мережі щодо землі ($I_c = I_L$ чи $k = I_C / I_L = 3\omega^2 CL = 1$), струм однофазного замикання на землю в сталому режимі буде

$$I_3 = 3U_\phi \frac{3r + R}{3R_K r + Rr + R R_K}. \quad (6.5)$$

З виразу (6.5) видно, що в резонансному режимі настроювання дугогасячого реактора струм однофазного замикання на землю в сталому режимі є чисто активним і визначається практично тільки активними опорами ізоляції мережі щодо землі і пристрою, що компенсує. Якщо зневажити активними втратами в сердечнику компенсуючого пристрою $R_K = \infty$, одержимо

$$I_3 = 3U_\phi \frac{I}{R+3r}; \quad \text{та при } r=0, \quad I_{3M} = 3U_\phi \frac{I}{R}.$$

Загальний вираз для струму однофазного замикання на землю електричної мережі з компенсованою нейтраллю (6.5) можна записати по іншому:

$$\dot{I}_3 = \dot{U}_\phi \frac{3Yy}{3Y+Y_K+y} + \dot{U}_\phi \frac{Y_K y}{3Y+Y_K+y} = \dot{I}_{3C} + \dot{I}_{3K}. \quad (6.6)$$

З останнього вираження видно, що струм однофазного замикання на землю в мережі з компенсованою нейтраллю в загальному випадку за іншими рівними умовами складається з двох складових:

- I_{3C} – струм обумовлений провідністю ізоляції щодо землі всієї електрично зв'язаної мережі;

- I_{3K} – струм обумовлений провідністю компенсуючого пристрою.

Мережа з резистором у нейтралі.

Прийнявши на схемі заміщення провідність нейтральної точки мережі щодо землі рівною провідності резистора включеного в нейтраль $Y_H = Y_R$, після перетворень одержимо в загальному виді вираз для струму однофазного замикання на землю для мережі з резистором у нейтралі:

$$\dot{I}_3 = -\dot{U}_0(3Y+Y_R) = \dot{U}_\phi y \frac{3Y+Y_R}{3Y+Y_R+y}, \quad (6.7)$$

чи

$$I_3 = U_\phi y \frac{3Y}{3Y+Y_R+y} + U_\phi y \frac{Y_R}{3Y+Y_R+y} = I_{3C} + I_{3R}. \quad (6.8)$$

З останнього виразу видно, що струм однофазного замикання на землю в мережі з резистором у нейтралі в загальному випадку за інших рівних умов складається з двох складових:

- I_{3C} – струм обумовлений провідністю ізоляції щодо землі всієї електрично зв'язаної мережі;

- I_{3R} – струм обумовлений провідністю включеного в нейтраль резистора.

Діюче значення другої складової, або струм, що протікає через включеного в нейтралі резистора при однофазному замиканні на землю, виражений через параметри мережі і резистора буде дорівнювати

$$I_{3R} = U_{\phi} \frac{R}{\sqrt{(3R_a r + R R_a + R r)^2 + (3\omega C R R_a r)^2}}. \quad (6.9)$$

Без обліку активного опору ізоляції мережі щодо землі, що більш ніж на порядок перевищує ємнісне, одержимо спрощений вираз для струму однофазного замикання на землю в мережі з резистором у нейтралі

$$I_3 = U_{\phi} \frac{\sqrt{(9\omega^2 C^2 R_a r + R_a + r)^2 + (3\omega C R_a^2)^2}}{(R_a + r)^2 + (3\omega C R_a r)^2}. \quad (6.10)$$

Максимальне значення струму, чи струм металевого ($r = 0$) однофазного замикання на землю для тих же умов буде дорівнювати

$$I_{3M} = U_{\phi} \frac{\sqrt{1 + 9\omega^2 C^2 R_a^2}}{R_a}. \quad (6.11)$$

6.2.2. Струми замикання на землю в перехідному режимі

Перехідний процес характеризує зміну електричних величин відповідних переходу системи з одного стійкого стану в інше і стосовно до систем електропостачання являє собою результат накладення змін електричних величин, що представляють собою перехідні аварійні складові, на електричні величини нормального режиму. Для оцінки дії пристроїв захисту від замикань (витоків) на землю важливо мати уяву про перехідні процеси як на початку аварійного режиму, так після його завершення, тобто, після відключення або самоліквідації замикання на землю.

Перехідний процес у початковій стадії аварійного режиму.

У мережах з ізолюваною нейтраллю ушкодження ізоляції щодо землі однієї з фаз приводить до повного перерозподілу напруг фазних проводів у всій системі і джерелом зміни є місце ушкодження. Перехідний процес характеризується в цьому випадку стіканням заряду з провідників ушкодженої фази і розряду їх до потенціалу землі та переносом додаткового заряду неушкодженим фазам для надання їм нового потенціалу щодо землі. Відповідно до спрощеної схеми заміщення мережі, представленої на рис. 6.4, запишемо вираз для максимальних значень трьох складових струму металевого замикання на землю, що створюють струм замикання в перехідному режимі.

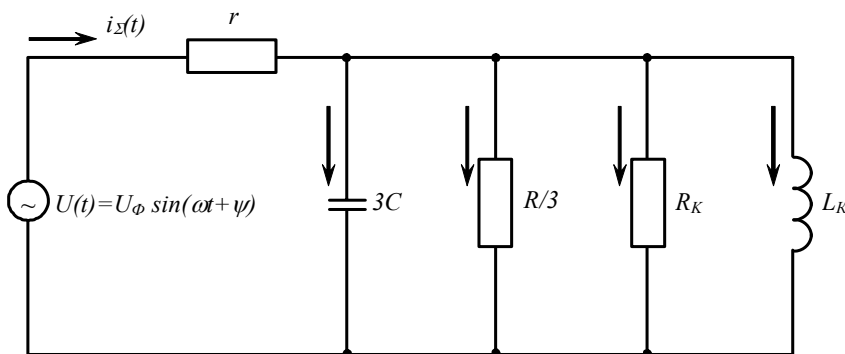


Рис. 6.4. Схема заміщення розподільної мережі для дослідження перехідних процесів, виникаючих при замиканні фази на землю

1. Стала складова перехідного струму

$$I_3 = 3U_\phi \omega C. \quad (6.12)$$

2. Перехідна складова, залежна від моменту замикання фази на землю й обумовлена стрибкоподібною зміною потенціалу нейтралі при виникненні замикання на землю при напрузі ушкодженої фази відмінної від нуля:

$$i_{a1} = -\frac{2}{3} I_{3M} \frac{C}{C + C_M} \sin \omega t_0 \quad (6.13)$$

3. Перехідна складова, обумовлена зміною напруг неушкоджених фаз:

$$i_{a1} = -\frac{2}{3} I_{3M} \frac{C}{C + C_M} \cos \omega t_0, \quad (6.14)$$

де C_M – міжфазна ємність усієї електрично зв'язаної мережі; t_0 – початок відліку часу, що відповідає моменту позитивного максимуму напруги ушкодженої фази; $\omega_{св}$ – кутова частота вільних коливань системи в режимі однофазного замикання на землю.

З вираження (6.12) – (6.14) видно, що амплітудне значення перехідної складової i_{a1} в порівнянні зі значенням сталої складової струму замикання I_3 , визначається в основному відносними значеннями фазної і міжфазної ємностей мережі. Максимальне значення перехідної складової i_{a2} в порівнянні зі сталим струмом замикання залежить, крім співвідношення фазної і міжфазної ємностей, від відношення частоти вільних коливань і примусових коливань (промислової частоти). З огляду на те, що

$$\omega_{св} = \sqrt{\frac{1}{3 L_\phi (c + c_m)}}$$

і для реальних параметрів розподільних мереж у 2,5...22 рази перевищує промислову, максимальне значення перехідної складової i_{a2} може перевищувати значення сталого струму замикання, приблизно, від 1,4 до 14 разів.

У мережі з ізольованою нейтраллю перехідний струм при виникненні замикання на землю з урахуванням перехідного опору в точці замикання і без обліку індуктивного опору фаз мережі визначиться виразом (рис. 6.4, R_k, L_k приймаються рівними нескінченності):

$$i_{\Sigma}(t) = 3 U_{\phi} \sqrt{\frac{(\omega CR)^2 + 1}{(3\omega CRr)^2 + (3r + R)^2}} \left[\sin(\omega t + \psi - \varphi) + \frac{R}{3r \sqrt{(\omega CR)^2 + 1}} \cdot \sin(\psi + \gamma) \cdot e^{-\frac{3r+R}{3R\omega C} t} \right], \quad (6.15)$$

де r – перехідний опір у точці ушкодження; ψ – початкова фаза напруги ушкодженої фази; $\gamma = \arctg[-3\omega CRr / (3r + R)]$; φ – фазова характеристика загального опору ланцюга, що дорівнює

$$\varphi = \arctg \frac{-\omega C R^2 r}{r(3r + R) + (\omega CRr)^2}.$$

Максимальна амплітуда вільної складової перехідного струму буде мати місце за умовами $\psi + \gamma = \pm \pi / 2$ і визначиться як

$$i_{a.cв} = U_{\phi} \frac{R}{r \sqrt{(3\omega CRr)^2 + (3r + R)^2}} \quad (6.16)$$

Спільний аналіз виразів (6.15) і (6.16), після перетворень, дозволяє одержати вираження для вільної складової перехідного струму через максимальне значення сталого струму замикань на землю

$$i_{a.cв} = I_{3M} \frac{y}{3Y} = I_{3M} \frac{z}{r} = I_{3M} \frac{R}{3r \sqrt{1 + (\omega CR)^2}} \quad (6.17)$$

і зробити висновок, що кратність кидка вільної складової струму замикання визначається відношенням повного опору ізоляції всієї мережі щодо землі

$$Z = \frac{R}{3 \sqrt{1 + (\omega CR)^2}} \quad (6.18)$$

і перехідного опору в точці замикання на землю r .

Вільна складова перехідного струму дорівнює нулю при виконанні умови $\psi + \gamma = 0$. У цьому випадку перехідний процес відсутній, а струм у ланцюзі стає рівним примушеній складовій (сталому значенню).

Аналіз отриманих виразів показує, що кратність перехідного струму при замиканнях на землю в мережах з ізольованою нейтраллю залежить від моменту замикання (від діючого значення фазної напруги), до деякої міри від параметрів ізоляції мережі щодо землі і від значення перехідного опору в точці замикання. З ростом останнього, амплітуда перехідного струму різко зменшується. Параметри ізоляції мережі щодо землі і перехідного опору в місці ушкодження впливають також на тривалість перехідного процесу. При значенні перехідного опору в точці замикання на землю на рівні 100...200 Ом перехідний процес у мережі з ізольованою нейтраллю з періодичного затухаючого переходить в аперіодичний. При металевих замиканнях на землю в мережі з ізольованою нейтраллю можна вважати, що для реальних параметрів мережі перехідний процес практично закінчується за 10...15 мс.

У мережах з компенсованою нейтраллю в залежності від співвідношення параметрів розподільної мережі (включаючи і параметри компенсуючого пристрою) перехідний процес може носити коливальний або аперіодичний характер [9]. Коливальний перехідний процес виникає при виконанні умови

$$\frac{I}{4R_{\Sigma}^2(3C)^2} < \frac{I}{3L_k C} \quad (6.19)$$

аперіодичний перехідний процес настає при

$$\frac{I}{4R_{\Sigma}^2(3C)^2} \geq \frac{I}{3L_k C_{\Sigma}}, \quad (6.20)$$

де R_{Σ} – сумарний активний опір усієї мережі щодо землі в аварійному режимі, з урахуванням перехідного опору визначається виразом

$$R_{\Sigma} = \frac{R R_k r}{R R_k + R r + 3 R_k r}.$$

Найбільше значення вільна складова перехідного струму при замиканні на землю однієї з фаз мережі буде мати в початковий момент при початковій фазі напруги $\psi = \pm \pi / 2$. У цьому випадку

$$i_{c\phi} = U_{\phi} \frac{z}{z_n r} = \frac{I_3 z}{r}, \quad (6.21)$$

де $z = \frac{I}{3Y + Y_k}$, $z_n = z + r$.

З цього виразу видно, що максимум вільної складової перехідного струму в мережі з компенсованою нейтраллю так само, як і в мережі з ізольованою нейтраллю може перевищувати амплітуду сталого струму в кількість раз, що обумовлене відношенням модуля повного опору ізоляції мережі щодо землі до перехідного опору в точці замикання.

Найбільше значення перехідного струму буде мати місце при максимальних значеннях примушеної і вільної складових і при збігу їх по фазі. У момент часу $t = 0$ це здійснено при $\psi = 0$, У цьому випадку перехідний струм

$$i_{\Sigma(t)} = \frac{U_{\phi}}{r} \quad (6.22)$$

Тривалість перехідного процесу в компенсованих мережах складає кілька періодів промислової частоти.

У мережі з резистором у нейтралі перехідний процес по характеру практично не відрізняється від перехідного процесу в мережі з ізольованою нейтраллю. Однак включення резистора в нейтраль мережі R_a , значення якого вибирається за умовою

$$R_a = (1 \dots 2) X_c = (1 \dots 2) \frac{I}{3 \omega C} \quad (6.23)$$

приводить до різкого зменшення активного опору ізоляції мережі щодо землі і відповідно до збільшення коефіцієнта загасання перехідного процесу, чим досягається різке скорочення тривалості перехідного процесу.

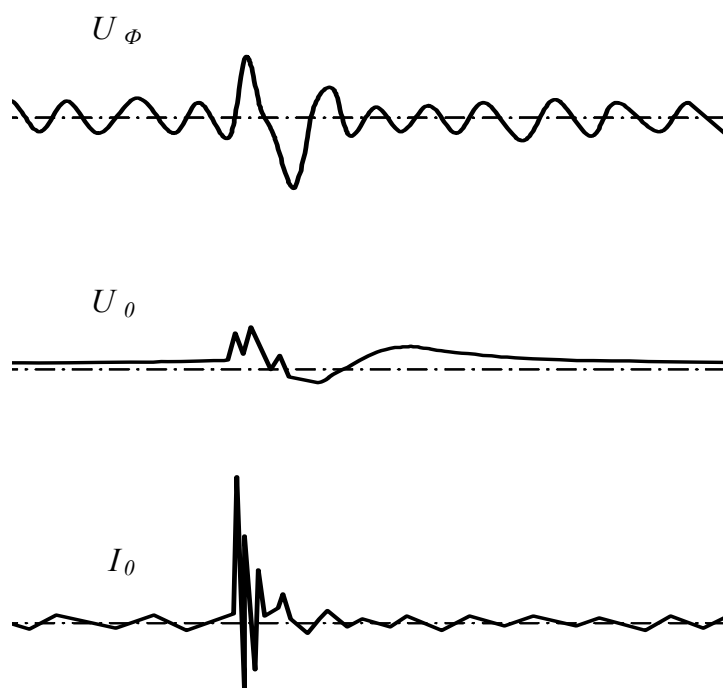


Рис. 6.5. Осцилограми перехідного процесу при замиканні на землю в мережі з ізольованою нейтраллю

Для приклада на рис. 6.5 наведена осцилограма зміни струму нульової послідовності в ушкодженному приєднанні I_0 , напруги нульової послідовності U_0 і напруги неушкодженої фази при нетривалому однофазному замиканні на землю в мережі з ізольованою нейтраллю. На рис. 6.5 дуже чітко просліджується перехідний процес у мережі і вплив його на напруги неушкоджених фаз.

Перехідний процес у мережі в після аварійному режимі

При замиканні на землю система електропостачання працює в змушеному режимі і характер ушкодження (металеве замикання або через перехідний опір) визначає значення напруги зсуву нейтралі (у даному випадку і напруга нульової послідовності), що може приймати значення від нуля (перехідний опір у точці ушкодження дорівнює нескінченності) до фазної напруги (перехідний опір дорівнює нулю). З огляду на те, що ушкодження, що самоусуваються, а також примусовий розрив струму замикання, при його відключенні комутаційним апаратом, відбувається при переході значення струму замикання на землю через нуль, можна вважати, що процес відновлення напруги на ушкодженій фазі буде походити від нульового значення (для випадку металевого замикання фази на землю) до фазного за якийсь проміжок часу, тривалість якого і є однією з найважливіших характеристик перехідного процесу. Аналогічно від фазного значення до нуля буде змінюватися значення напруги нульової послідовності (напруга нейтралі). Задачею досліджень даного перехідного процесу є вивчення впливу режимів роботи нейтралі на характер протікання і тривалість перехідного процесу.

Напруга джерела живлення ушкодженої фази буде дорівнювати $U_{(t)} = U_{\phi} \sin(\omega t + \phi)$ й у момент відключення ушкодження визначиться виразом:

$$U_{(t=0)} = U_{\phi} \sin \phi, \quad (6.24)$$

де ϕ – початкова фаза напруги ушкодженої фази (момент розриву струму замикання).

Після відключення ушкодженого приєднання вимикачем у мережі усувається режим створюваний фазною напругою, а індуктивність і ємність мережі утворюють коливальний контур з початковими значеннями струмів і напруги відповідними аналогічним значенням, що передують безпосередньо відключенню ушкодження. Кутова частота вільних коливань, що починаються, буде дорівнювати:

$$\omega'_{cs} = 1 / \sqrt{3 L_p C}, \quad (6.25)$$

де L_p – результуюча індуктивність щодо землі (дугогасних реакторів або вимірювальних трансформаторів напруги).

З огляду на те, що в системі маються активні опори, у яких губиться попередньо запасена в ємності й індуктивності енергія, коливальний перехідний процес носить загасаючий характер. Коефіцієнт заспокоєння коливань у розг-

лянутій системі є величиною зворотної добротності коливального контуру і визначається параметрами ізоляції мережі щодо землі

$$d' = 1 / (3 \omega C R_{\Sigma})$$

або

$$d' = \frac{3 R_n + R}{3 \omega C R R_n}, \quad (6.26)$$

де R_n – активний опір у нейтралі системи (дугогасячого реактора або резистора).

Постійна часу загасання коливань для схеми відповідної рис. 6.4 визначається вираженням:

$$\tau = 2 L_p \frac{3 R_n + R}{R_n R}. \quad (6.27)$$

У загальному виді процес зміни в часі напруги нульової послідовності в системі після відключення або самоусунення ушкодження може бути описаний диференціальним рівнянням

$$\frac{d^2 U_0(t)}{dt^2} + \left(\frac{3 R_n + R}{3 \omega C R_n R} \cdot \frac{d U_0(t)}{dt} \right) - \frac{1}{3 C L_p} U_0(t) = 0, \quad (6.28)$$

рішення якого і аналіз результатів, виконаний з урахуванням реальних параметрів розподільних мереж з різними режимами роботи нейтралі дозволили зробити наступні висновки.

1. У мережах з цілком ізольованою нейтраллю коливальний процес визначається наявністю в мережі вимірювальних трансформаторів напруги з заземленою нульовою точкою первинної обмотки. Характер перехідного процесу (частота власних коливань напруги і струмів нульової послідовності і тривалість процесу) визначається в основному сумарною ємністю мережі щодо землі і кількістю одночасно включених вимірювальних трансформаторів напруги. Для реальних параметрів розподільних мереж тривалість перехідного процесу знаходиться в межах від 2 до 10 періодів промислової частоти, а частота вільних коливань має значення, як правило менше промислової частоти, причому частота вільних коливань безпосередньо в процесі загасання коливань змінюється за рахунок нелінійного характеру реактивного опору вимірювальних трансформаторів напруги (рис. 6.6, а).

2. У мережах з компенсованою нейтраллю характер перехідного процесу за інших рівних умов залежить від режиму настроювання компенсуючого пристрою. Загасання напруги на нейтралі визначається в основному параметрами ізоляції розподільної мережі щодо землі і не залежить від режиму настроювання компенсуючого пристрою. Частота вільних коливань і постійна часу їхнього

загасання в компенсованих мережах значно перевищують аналогічні характеристики в мережах з цілком ізольованою нейтраллю.

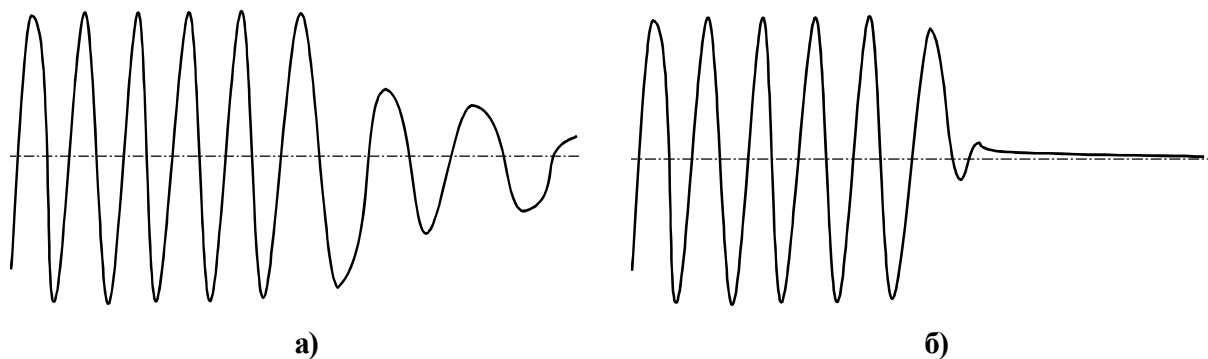


Рис. 6.6. Осцилограми затухання напруги нульової послідовності після відключення ушкодження в мережі з ізольованою нейтраллю (а) і з резистором в нейтралі (б)

3. Перехідний процес у мережах з резистором у нейтралі в значній мірі залежить від значення зазначеного резистора. У випадку установки резистора, опір якого вибирається з умови (6.23), за рахунок різкого збільшення коефіцієнта заспокоєння (загасання) перехідний процес практично закінчується за півперіоду промислової частоти. На рис. 6.6 представлені для порівняння осцилограми зміни напруги нульової послідовності в реальній розподільній мережі напругою 6 кВ після відключення металевого однофазного замикання на землю в мережі без накладення (а) і з накладенням на мережу (б) активної складової струму замикання на рівні 0,6 ємнісного струму.

6.3. АМПЛІТУДНІ І ФАЗОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВАРІЙНИХ СТРУМІВ ПРИ ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАННЯХ НА ЗЕМЛЮ

Для дослідження характеристик напруги і струмів нульової послідовності скористаємося схемою заміщення показаної на рис. 6.7, що представлена у виді двох приєднань, підключених до одного силового трансформатора. При цьому провідності ізоляції відповідних фаз мережі щодо землі контрольованого приєднання ($Y_{A1}=Y_{B1}=Y_{C1}=Y_I$) і всієї частини розподільної мережі, що залишилася, $Y'_A=Y'_B=Y'_C=Y'$ зв'язані співвідношенням:

$$Y_I + Y' = Y$$

Однофазне замикання на землю може відбуватися в контрольованій лінії ($y_I \neq 0$) або в зовнішній мережі ($y \neq 0$).

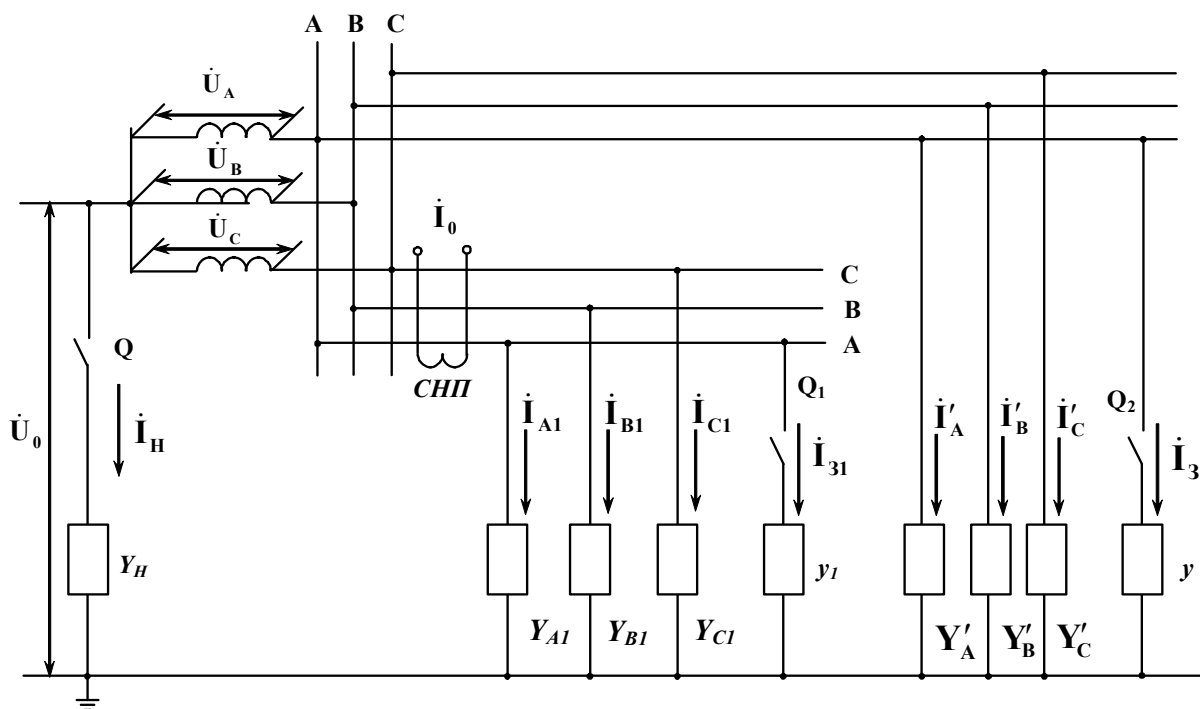


Рис. 6.7. Схема заміщення розподільчої мережі для дослідження напруги і струмів нульової послідовності

Для цієї схеми в загальному випадку для режиму однофазного замикання на землю в контрольованому приєднанні або в зовнішній мережі ми можемо записати вираження:

- для напруги нульової послідовності

$$\dot{U}_0 = -\dot{U}_\phi \frac{y_I}{3Y + Y_H + y_I}; \quad \text{чи} \quad \dot{U}_0 = -\dot{U}_\phi \frac{y}{3Y + Y_H + y}; \quad (6.29)$$

- для струму нульової послідовності при ушкодженні в контрольованій лінії

$$\dot{I}_0 = -\dot{U}_0(3Y + Y'_H) = -\dot{U}_\phi(3Y - 3Y_I + Y_H) \frac{y_I}{3Y + Y_H + y_I}; \quad (6.30)$$

- для власного струму контрольованої лінії (струму нульової послідовності в контрольованій лінії при зовнішньому замиканні однієї фази на землю)

$$\dot{I}_{oc} = 3\dot{U}_0 Y_I = -3\dot{U}_\phi \frac{y}{3Y + Y_H + y} \quad (6.31)$$

де Y_H – провідність нейтральної точки мережі щодо землі.

Виконані дослідження представлених залежностей по оцінці впливу на значення напруги і струмів нульової послідовності параметрів ізоляції і характеру режиму нейтралі мережі та їх аналіз дозволяють констатувати:

1.Мережа з цілком ізольованою нейтраллю.

- напруга нульової послідовності визначається (крім значення фазної напруги мережі) параметрами ізоляції мережі щодо землі і значенням перехідного опору в точці замикання фази на землю;

- струм нульової послідовності в ушкодженій лінії визначається напругою нульової послідовності і параметрами ізоляції зовнішньої мережі щодо землі, тобто, параметрами ізоляції всієї мережі щодо землі за винятком параметрів ізоляції ушкодженого приєднання;

- власний струм контрольованого приєднання (струм нульової послідовності в контрольованій лінії при зовнішніх ушкодженнях) визначається напругою нульової послідовності і параметрами ізоляції щодо землі тільки контрольованого приєднання.

2.Мережа з компенсованою нейтраллю.

- напруга нульової послідовності визначається параметрами ізоляції мережі щодо землі, провідністю компенсуючого пристрою (ступенем розстройки компенсуючого пристрою від резонансного режиму) і значенням перехідного опору в точці замикання фази на землю;

- при металевих (глухих) замиканнях однієї фази на землю режим настроювання компенсуючого пристрою не впливає на значення напруги нульової послідовності, яка при таких ушкодженнях дорівнює фазній напрузі мережі;

- струм нульової послідовності в ушкодженій лінії визначається напругою нульової послідовності, параметрами ізоляції зовнішньої мережі щодо землі, тобто, параметрами ізоляції всієї мережі щодо землі (включаючи і параметри компенсуючого пристрою) за винятком параметрів ізоляції ушкодженого приєднання;

- власний струм контрольованого приєднання (струм нульової послідовності в контрольованій лінії при зовнішніх ушкодженнях) визначається напругою нульової послідовності і параметрами ізоляції щодо землі тільки контрольованого приєднання;

- струм у компенсуючому пристрої при замиканні на землю визначається напругою нульової послідовності і безпосередньо параметрами компенсуючого пристрою.

3.Мережа з резистором у нейтралі.

- напруга нульової послідовності визначається параметрами ізоляції мережі щодо землі, значенням опору резистора в нейтралі і значенням перехідного опору в точці замикання фази на землю;

- струм нульової послідовності в ушкодженій лінії визначається напругою нульової послідовності і параметрами ізоляції зовнішньої мережі та нейтралі щодо землі, тобто, параметрами ізоляції всієї мережі щодо землі за винятком параметрів ізоляції ушкодженого приєднання і значенням опору резистора в нейтралі;

– власний струм контрольованого приєднання (струм нульової послідовності в контрольованій лінії при зовнішніх ушкодженнях) визначається напругою нульової послідовності і параметрами ізоляції щодо землі тільки контрольованого приєднання;

– струм у нейтралі мережі (струм у резисторі в нейтралі) при замиканні на землю визначається напругою нульової послідовності і безпосередньо параметрами самого резистора.

Загальний висновок - власний струм контрольованого приєднання, виражений через напругу нульової послідовності, визначається тільки параметрами ізоляції контрольованої лінії і не залежить від режиму роботи нейтралі електричної мережі.

Фазові характеристики.

Пристрої захисту від замикань на землю, що реагують на параметри сталого аварійного режиму, використовують в основному струми і напруги нульової послідовності. Для спрямованих пристроїв захисту від замикань на землю крім значень потрібно також знати *фазу чи взаємне положення векторів* порівнюваних величин, тобто положення векторів напруги і струмів нульової послідовності для захистів, що реагують на потужність нульової послідовності. З точки зору створення нових методів і засобів спрямованих пристроїв захисту або сигналізації від замикань на землю становлять інтерес також амплітудні і фазові характеристики власного струму захищеної лінії і струму в нейтралі мережі.

Користуючись вираженнями (6.29) ... (6.31) з урахуванням значень провідностей ізоляції мережі і контрольованого приєднання дамо оцінку фазовим характеристикам напруги, струмів нульової послідовності з урахуванням режиму нейтралі мережі [19].

Мережа з цілком ізолюваною нейтраллю.

Кут між вектором напруги нульової послідовності і вектором напруги ушкодженої фази в мережі з цілком ізолюваною нейтраллю визначиться з вираження

$$\varphi_1 = 180^\circ - \arctg \frac{3\omega CRr}{(R+3r)}, \quad (6.32)$$

і змінюється в межах від 180° до 90° при зміні перехідного опору в точці замикання від нуля до нескінченності.

Фази стосовно вектора напруги нульової послідовності:

- вектора струму нульової послідовності

$$\varphi_{02} = 180^\circ + \arctg \frac{\omega (C-C_1)RR_l}{R_l - R}, \quad (6.33)$$

- вектора власного струму контрольованої лінії

$$\varphi_{03} = \arctg \omega C_l R_l . \quad (6.34)$$

Аналіз виражень (6.33) і (6.34) показує, що з урахуванням реальних значень параметрів ізоляції щодо землі всієї мережі й окремого приєднання, а також приймаючи в увагу реальне взаємне співвідношення ємнісного й активного опорів ізоляції, можна зробити наступні висновки:

– кут між векторами струму і напруги нульової послідовності не залежить від повноти замикання (перехідного опору в точці замикання) і складає практично 270 ел. градусів, або мінус 90 ел. градусів;

– кут між вектором власного струму контрольованої лінії і вектором напруги нульової послідовності визначається параметрами ізоляції щодо землі тільки контрольованого приєднання і складає практично 90 ел. градусів.

Мережа з компенсованою нейтраллю.

Кут між вектором напруги нульової послідовності і вектором напруги ушкодженої фази в мережі з компенсованою нейтраллю залежить від параметрів ізоляції мережі, параметрів компенсуючого пристрою, величини перехідного опору в місці замикання та визначається вираженням:

$$\varphi_l = 180^\circ + \arctg \frac{R_k R r v}{\omega L (3 R_k r + R_k R + R r)}, \quad (6.35)$$

де $v = 1 - 3\omega^2 C L_k$ – ступінь розстройки компенсуючого пристрою від резонансного режиму.

У залежності від параметрів мережі, режиму настроювання дугогасної котушки і значення перехідного опору у точці замикання, кут між вектором напруги нульової послідовності і вектором напруги ушкодженої фази може приймати значення в інтервалі від 90 до 270 ел. градусів, тобто теоретично може змінюватися в межах 180 ел. градусів. При настроюванні компенсуючого пристрою у резонанс із ємністю мережі щодо землі зазначений кут практично дорівнює 180 ел. градусів і не залежить від параметрів мережі і значення перехідного опору в точці замикання.

Фази стосовно вектора напруги нульової послідовності:

- вектора струму нульової послідовності

$$\varphi_{02} = 180^\circ - \arctg \frac{R R_l R_k (v - 3\omega^2 C_l L)}{\omega L (3 R_k R_l - 3 R_k R + R R_l)}; \quad (6.36)$$

- вектора власного струму контрольованої лінії

$$\varphi_{03} = \arctg \omega C_l R_l; \quad (6.37)$$

- вектора струму дугогасячого реактора (компенсуючого пристрою)

$$\varphi_{04} = -\arctg \frac{R_K}{\omega L} . \quad (6.38)$$

Аналіз показує, що з урахуванням реальних значень параметрів ізоляції щодо землі всієї мережі й окремого приєднання, а також приймаючи в увагу реальне взаємне співвідношення ємнісного й активного опорів ізоляції, а також з огляду на реальні значення параметрів дугогасячого реактора, можна зробити наступні висновки:

- кут між векторами струму і напруги нульової послідовності не залежить від повноти замикання (перехідного опору в точці замикання) і визначається в значній мірі значенням розстройки компенсуючого пристрою від резонансного режиму і для резонансного настроювання складає практично 180 ел. градусів;
- кут між вектором власного струму контрольованої лінії і вектором напруги нульової послідовності визначається параметрами ізоляції щодо землі тільки контрольованого приєднання і складає 90 ел. градусів;
- кут між вектором струму в дугогасячому реакторі і вектором напруги нульової послідовності визначається тільки параметрами безпосередньо дугогасячого реактора і для їх реальних значень складає 90 ел. градусів.

Мережа з резистором у нейтралі.

Для мережі з резистором у нейтралі кут між вектором напруги нульової послідовності і вектором напруги ушкодженої фази

$$\varphi_1 = 180^\circ - \arctg \frac{3\omega CRR_H r}{(3R_H r + Rr + RR_H)} . \quad (6.39)$$

Вплив значення активного опору в нейтралі мережі на значення і фазу напруги нульової послідовності в порівнянні з мережею з цілком ізолюваною нейтралі можна оцінити як істотне зниження активного опору ізоляції фаз мережі щодо землі.

Фази стосовно вектора напруги нульової послідовності:

- вектора струму нульової послідовності

$$\varphi_{02} = 180^\circ + \arctg \frac{\omega (C - C_l) R R_l R_H}{(3R_H R_l - 3R_H R + RR_l)} ; \quad (6.40)$$

- вектора власного струму контрольованої лінії

$$\varphi_{03} = \arctg \omega C_l R_l ; \quad (6.41)$$

- вектора струму в нейтралі мережі (в резистори в нейтралі)

$$\varphi_{03} = \arctg 0 = 0^\circ . \quad (6.42)$$

Аналіз показує, що з урахуванням реальних значень параметрів ізоляції щодо землі значення опору резистора в нейтралі, можна зробити наступні висновки:

– кут між векторами струму і напруги нульової послідовності не залежить від повноти замикання (перехідного опору в точці замикання) і, на відміну від мереж з цілком ізолюваною нейтраллю, дорівнює значенню в межах від 180 до 270 ел. градусів; для реальних параметрів ізоляції мережі щодо землі і рекомендованого значення

$$R_H = (1 \dots 2) X_C$$

цей кут складає приблизно 225...240 ел. градусів;

– кут між вектором власного струму контрольованої лінії (струму нульової послідовності в контрольованій лінії при зовнішнім замиканні однієї фази на землю) і вектором напруги нульової послідовності визначається параметрами ізоляції щодо землі тільки контрольованого приєднання і складає практично 90 ел. градусів;

– кут між вектором струму в резисторі, включеному в нейтраль мережі і вектором напруги нульової послідовності не залежить від параметрів ізоляції мережі, резистора і режиму замикання та збігається по напрямку з вектором напруги нульової послідовності (кут дорівнює 0 ел. градусів).

Важливо відзначити, що фаза власного струму контрольованого приєднання не залежить від режиму роботи нейтралі, визначається тільки параметрами безпосередньо контрольованого приєднання і практично жорстко прив'язана до напруги нульової послідовності.

Подвійні замикання на землю в різних точках розподільної мережі є, як правило, розвитком однофазних ушкоджень і обумовлені впливом внутрішніх перенапруг, що з'являються при цьому. Варто розрізняти два основних види подвійних замикань на землю: одночасне ушкодження ізоляції щодо землі однієї і тієї ж фази в двох точках розподільної мережі; одночасне ушкодження ізоляції щодо землі різних фаз розподільної мережі. Дослідження показали, що:

1. При подвійних замиканнях на землю діюче значення і положення вектора напруги нульової послідовності визначаються в основному значеннями перехідних опорів у точках ушкоджень та режимом нейтралі.

2. Діюче значення і положення вектора струму нульової послідовності в контрольованій лінії при подвійних замиканнях на землю за інших рівних умов визначаються відносним розташуванням місць ушкодження.

3. Взаємне розташування векторів напруги і струму нульової послідовності при подвійних замиканнях на землю не є фіксованим для заданих параметрів ізоляції мережі, а залежить від виду подвійного замикання .

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Назвіть основні причини замикань на землю в розподільних мережах підприємств.
2. Від чого залежать значення сталих аварійних струмів при замиканнях на землю?
3. Як режим роботи нейтралі електричної мережі впливає на значення напруги й струму нульової послідовності?
4. Як режим роботи нейтралі електричної мережі впливає на фазові характеристики напруги й струму нульової послідовності.?
5. Які негативні наслідки перехідних процесів, що супроводжують однофазні замикання на землю?
6. Як зменшити тривалість перехідних процесів при однофазних замиканнях на землю?

Теми рефератів

1. Види й характеристика замикань на землю в розподільних мережах напругою 6 - 10 кВ.
2. Вплив режиму роботи нейтралі розподільної мережі на внутрішні перенапруги в системах електропостачання.
3. Методи контролю параметрів ізоляції мережі щодо землі в системах електропостачання.

7. ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

7.1. СПОСОБИ ПЕРЕДАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Передача електричної енергії від джерела живлення (електростанції) і розподіл її між споживачами здійснюються за допомогою електричних мереж. Таким чином, електрична мережа поєднує для спільної роботи електростанцію і споживачі електроенергії. Електричні мережі складаються з ліній електропередач (повітряних і кабельних) та підстанцій. До мереж відносяться також електропровідники, виконані ізольованими проводами або кабелями з гумовою ізоляцією малих перерізів (до 16 мм^2), і струмопроводи, виконані оголеними провідниками різного профілю у тунелях, галереях, опорних конструкціях і т.п.

Одним із показників, що характеризує мережі, є рід струму, відповідно до якого розрізняють електричні мережі змінного і постійного струму. Електричні мережі характеризуються номінальною напругою. Розрізняють низьковольтні (з номінальною напругою 1000 В і нижче) та високовольтні мережі (з номінальною напругою, що перевищує 1000 В). Іноді електричні мережі підрозділяють на місцеві (номінальна напруга 35 кВ і нижче) та районні (номінальна напруга 110 кВ і вище). Останнім часом така класифікація замінюється іншою, більш точною: місцеві мережі відносять до числа розподільних, а районні - до числа живильних. Сукупність живильних ліній (ЖЛ) становить живильну мережу (ЖМ), розподільні лінії (РЛ) утворюють розподільну мережу (РМ) (рис. 7.1).

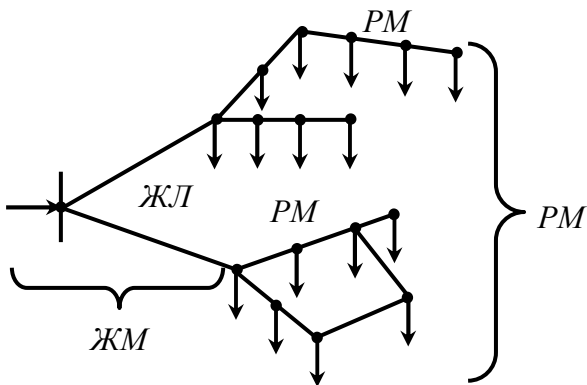


Рис. 7.1. Схема живильних і розподільних ліній

За надійністю електропостачання розрізняють мережі розімкнуті й замкнуті. До розімкнутих відносяться мережі, утворені лініями, навантаження яких можуть одержувати енергію тільки з однієї сторони (рис. 7.2,а). Замкнуті мережі - мережі, по яких можна здійснювати електропостачання споживачів не менш, ніж із двох сторін (рис. 7.2,б). В якості джерел живлення цих мереж (рис. 7.2,в) можуть служити електростанції або шини підстанцій, які у свою чергу зв'язані мережею з електростанціями системи.

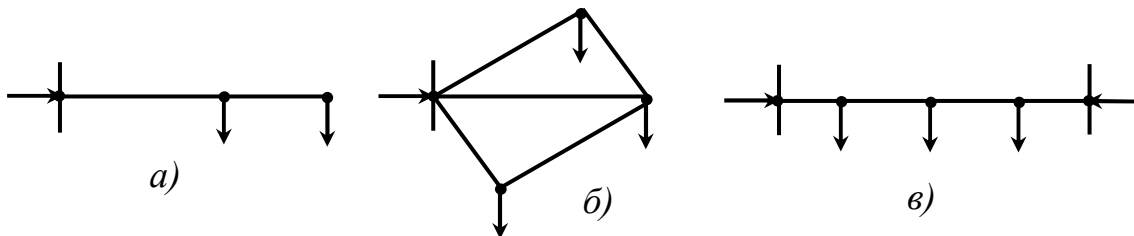


Рис. 7.2. Розімкнуті (а) і замкнуті (б, в) мережі

Крім електричних мереж загального призначення, за допомогою яких здійснюється електропостачання різних електроприймачів, мережі можуть мати спеціалізований характер. Таким чином, є мережі зв'язку, тягові мережі електровозного транспорту, мережі пересувних електроустановок і т.п.

Основними вимогами, що ставляться до електричної мережі, є:

- пожежна безпека - проводи повинні вибиратися відповідно до пропускної здатності за нагріванням при нормальному й аварійному режимах;
- технічна доцільність - проводи повинні вибиратися за припустимою втратою напруги в них при нормальному й аварійному режимах;
- економічність - повинні вибиратися найбільш доцільні з економічної точки зору тип і переріз проводу, що задовольняють першим двом умовам;
- механічна міцність - вплив зовнішніх факторів не повинен викликати появи небезпечних напружень у матеріалі проводів. На механічну міцність розраховують тільки повітряні лінії.

7.2. КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ МЕРЕЖ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Для зовнішнього електропостачання застосовуються повітряні і кабельні лінії. Повітряними лініями електричних мереж називаються лінії електропередачі, розташовані на відкритому повітрі (рис. 7.3). Основні елементи повітряних ліній: 1 - провід; 2 - ізолятори, 3 - грозозахисний трос, 4 - тросостійка, 5 - траверси опори, 6 - стовбур (стійка) опори, 7 - фундаменти опори. Призначення грозозахисного тросу полягає в екрануванні (захисті) проводів від влучання в них розряду блискавки. Конструктивна частина повітряної лінії характеризується довжиною проміжного й анкерного прольотів, типами застосованих для її спорудження опор, їхніми габаритними розмірами, марками проводів і грозозахисного тросу.

Довжиною проміжного прольоту лінії (прольотом лінії) називається виміряна по горизонталі відстань між сусідніми опорами. Анкерний проліт - ділянка лінії, обмежена двома опорами анкерного типу. Відстань від нижчої точки проводу або троса до прямої, яка з'єднує відповідні точки підвісу, називається стрілою прогину проводу або троса. На лініях 10-500 кВ стріли прогину становлять 1-12 м.

Найменші відстані (6-8 м) від нижчої точки проводів до землі, води, або яких-небудь технічних об'єктів, які перерізає лінія, встановлюються нормами згідно умов безпечного пересування людей і транспорту під лініями. Ці відстані

залежать від номінальної напруги електропередачі та від характеру місцевості або типу споруди, над якою проходить лінія.

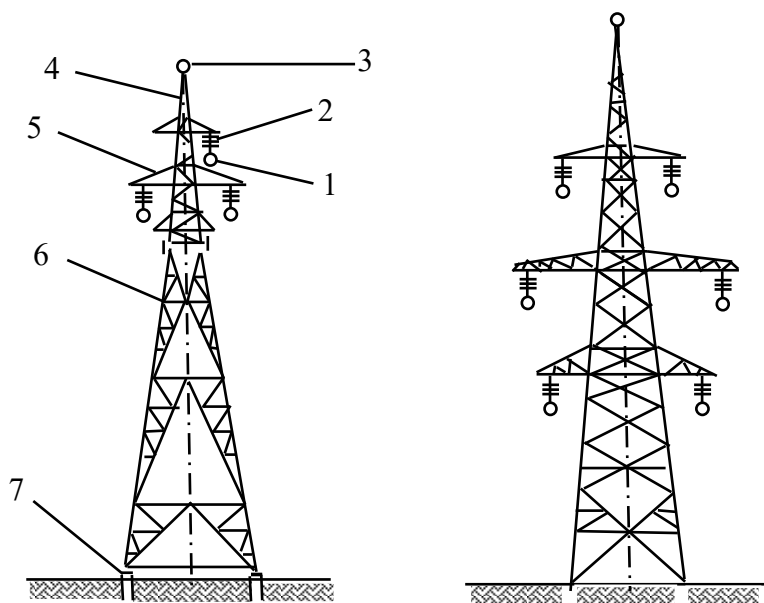


Рис. 7.3. Опори повітряної лінії

Основні конструктивні характеристики повітряної лінії (рис.7.4) наступні: l — проміжний проліт; l_a — анкерний проліт; f_m — стріла прогину грозозахисних тросів; f_n — стріла прогину проводів; h_z — габаритна (найменша) відстань від проводів до землі; λ — довжина гірлянди ізоляторів; D_1 , D_2 — відстані від проводів до осі опори; D — ширина опори; H — висота опори. Довжину прольоту лінії звичайно визначають з економічних міркувань. Зі збільшенням довжини прольоту різко зростає стріла прогину, а отже, і висота опор, що збільшує їхню вартість. Разом з тим зі збільшенням довжини прольоту зменшується число опор і знижується вартість ізоляції лінії (менше ізоляторів і арматури для кріплення проводів).

Проводи повітряних ліній виготовляють в основному з алюмінію, міді та їхніх сплавів, а також зі сталі. Мідь, алюміній та їхні сплави з іншими металами застосовують у вигляді холоднотягнутого дроту, що володіє достатньою механічною міцністю. Застосування мідних проводів вимагає спеціального обґрунтування. Алюміній є найпоширенішим металом для виготовлення проводів у цілому або їхніх струмопровідних частин. Сталеві проводи використовуються рідше через порівняно великий питомий опір і широке застосування алюмінієвих та сталюалюмінієвих проводів. За конструкцією проводу розрізняють: однодротові, багатодротові з одного металу, багатодротові із двох металів (сталюалюмінієві).

Ізолятори повітряних ліній призначені для ізоляції проводів ліній від опор. Основні вимоги до ізоляторів - висока механічна міцність і економічність. Матеріалами для виготовлення ізоляторів служать порцеляна (фарфор) й загартоване скло. Лінійні ізолятори виготовляються двох основних типів: штирового й підвісного. Штировий ізолятор (рис. 7.5,а) для ліній напругою до 10 кВ являє собою монолітну порцеляну спеціальної форми з канавками для укладання проводів.

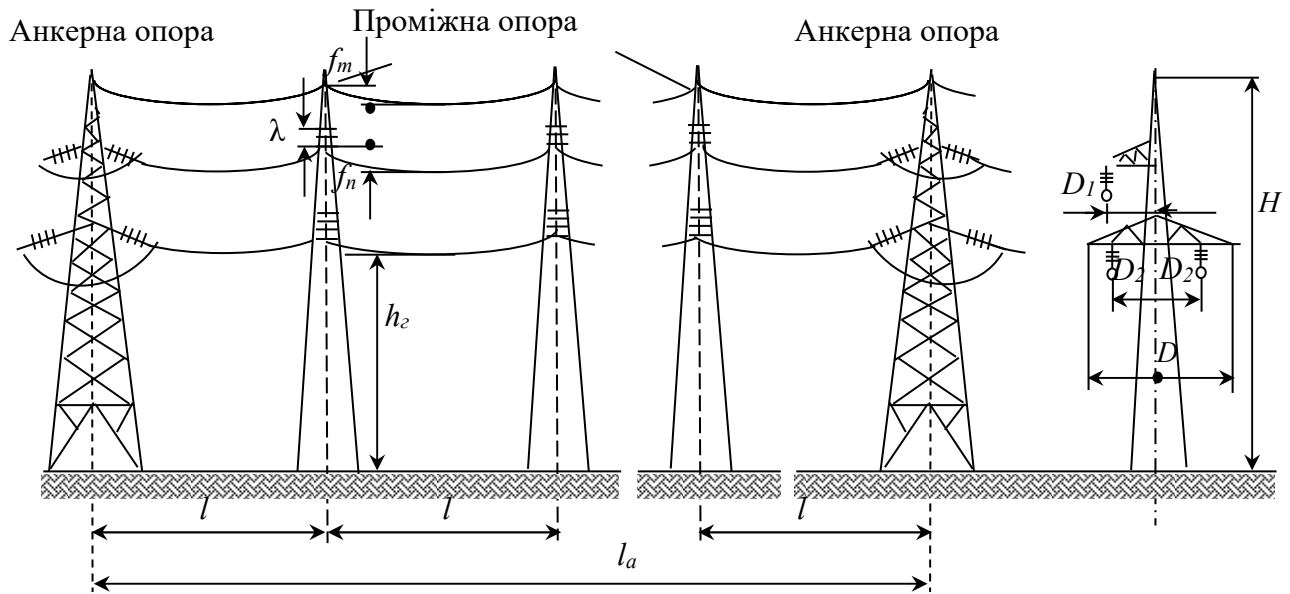


Рис. 7.4. Конструктивні характеристики повітряної лінії

У нижній частині є отвір із гвинтоподібною поверхнею для накручення ізолятора на сталевий штир або гак. Конструкція штирових ізоляторів для ліній напругою 20-35 кВ в основному аналогічна (рис. 7.5,б), різниця у тому, що порцелянове тіло ізолятора складається із двох скріплених цементуючою замазкою частин 1 і 2.

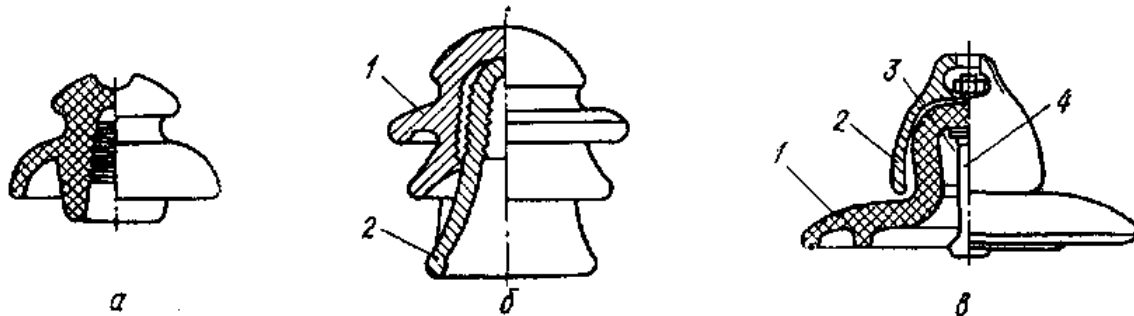
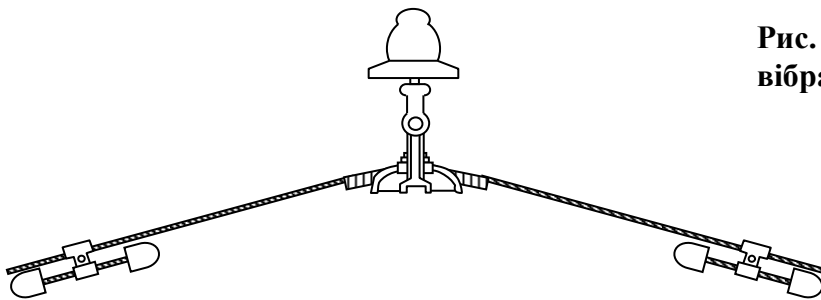


Рис. 7.5. Штирові ізолятори:

1 — порцелянове тіло ізолятора; 2 — «шапка» з ковкого чавуну;
3 — цементуюча замазка; 4 — сталевий стержень.

На лініях напругою 35 кВ і вище застосовують ізолятори підвісного типу (рис. 7.5,в). Кількість ізоляторів у гірлянді залежить від напруги лінії, тобто визначається тим ізоляційним рівнем, який необхідно створити. Так, для ліній напругою 35 кВ у гірлянді повинно бути 2-3 ізолятори, для ліній 110 кВ - 6-7, для ліній 220 кВ - 12-14 і т. д.

Для кріплення проводів до ізоляторів і ізоляторів до опор застосовують лінійну арматуру, що виготовляється зі сталі. На лініях, на яких спостерігається вібрація проводів, підвішуються гасителі вібрації (рис. 7.6), що складаються з відрізка сталевого тросика із двома вантажами. Гасителі вібрації прикріплюються до проводу на відстані 0,5-1 м від затискачів.



**Рис. 7.6. Установка гасителів
вібрації проводів**

Опори повітряних ліній призначені для підтримування проводів на певній відстані від землі, що забезпечує безпеку людей і надійну роботу ліній. Класифікація опор виконується за рядом ознак, основними з яких є: тип (призначення) опори, принципові особливості конструкції та матеріал. Основну частину опор лінії становлять полегшені, так звані проміжні опори, які призначені для підтримки проводів у нормальних режимах роботи лінії. Через кожні 3-5 км установлюють більш міцні анкерні опори, які розраховані на сприйняття значних тяжінь по проводам і тросам при обриві частини із них у прольоті, що приймає. Тому такого типу опори звичайно виконуються у вигляді просторових ферм. Різновидом анкерних є кінцеві опори, установлювані між власне повітряною лінією й конструкціями розподільних пристроїв електричних станцій та підстанцій. Зміна напрямку траси лінії виконується на кутових опорах (рис. 7.4).

При монтажі на опорі проводів трьох фаз однієї лінії опори називаються одноланцюговими (рис.7.3,а), а при кріпленні трьох фаз двох ліній - дволанцюговими (рис. 7.3,б). Опори виготовляють з деревини, металу й залізобетону. Матеріал для виготовлення опор вибирається на підставі техніко-економічних розрахунків. Дерев'яні опори застосовуються для ліній напругою до 110 кВ включно. Металеві опори одержали широке поширення через високу механічну міцність, значний термін служби, можливість створення опори практично будь-якої висоти й міцності. До недоліків цих опор відносять: високу вартість, більшу масу й у деяких випадках складність доставки їхніх частин на трасу лінії. Перевага залізобетонних опор - корозостійкість і стійкість до впливу хімічних реагентів, які перебувають у повітрі.

Кабельні лінії електропередачі отримали поширення через практичну неможливість або недоцільність у деяких випадках здійснення електропостачання повітряними лініями. Вимоги, що ставляться до електропровідності й економічної доцільності матеріалів і конструкцій кабельних ліній, мають ті самі значення, що й для повітряних ліній. До механічної міцності кабелів ставляться менші вимоги, тому що вони укладаються по всій довжині на дно земляних траншей, спеціальних каналів і т.п. Конструкція кабелів повинна мати достатню гнучкість для виконання вигинів трас ліній, для підведення кабелів до шин розподільних пристроїв і т.п. За числом жил кабелі бувають одно-, дво-, три- і чотирижильними.

Кабелі складаються з ізольованих струмопровідних жил і захисних оболонок. Струмопровідні жили кабелів виготовляються з алюмінієвого або відпа-

леного мідного дроту. Необхідна кількість дротів скручується в жили з певним поперечним перерізом. У три- і чотирижильних кабелях скрученим жилам фаз надається секторна форма для зменшення зовнішніх розмірів кабелю й, отже, для меншої витрати матеріалів ізоляції й покривів при заданому поперечному перерізі жил. На рис. 7.7,а показаний застосовуваний у мережах напругою до 1000 В чотирижильний кабель. На рис. 7.7,б зображений трижильний кабель напругою 6-10 кВ з паперовою ізоляцією.

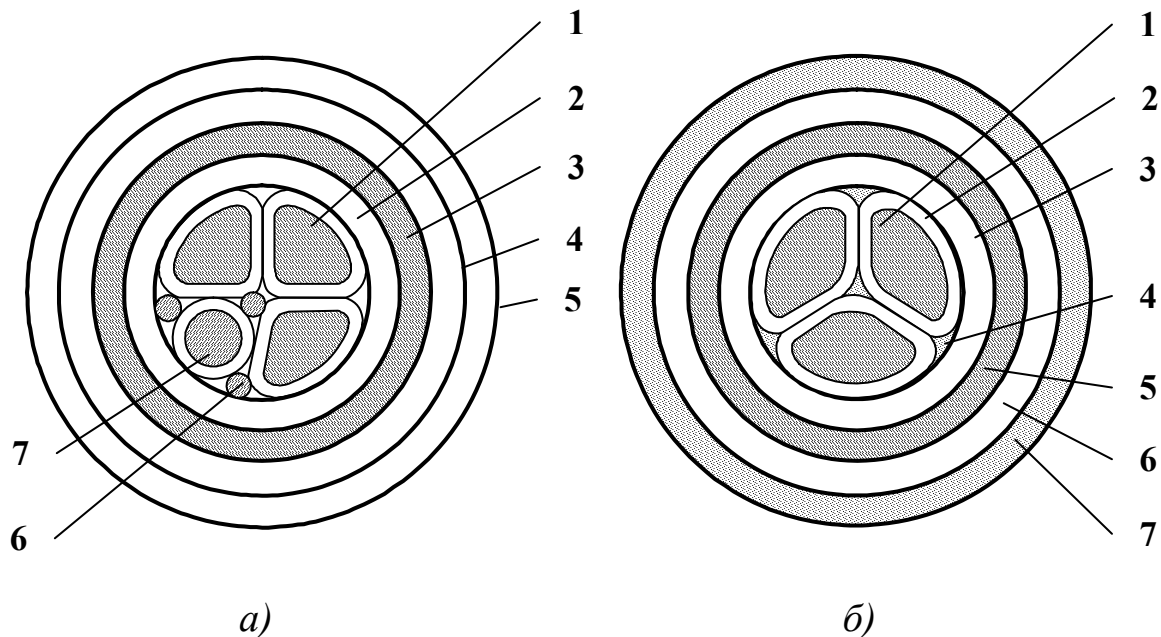


Рис. 7.7. Конструкція кабелів:

а - чотирижильного (1 - струмопровідні фазні жили; 2 - паперова ізоляція; 3 - алюмінієва або свинцева оболонка; 4 - сталева стрічкова броня; 5 - захисний покрив від хімічного впливу; 6 - паперовий наповнювач; 7 - нульова жила);

б - трижильного (1 - струмопровідна жила; 2 - фазна ізоляція; 3 - поясна (загальна) ізоляція; 4 - міжфазове заповнення; 5 - свинцева або алюмінієва оболонка; 6 - захисний покрив під бронею; 7 - броня зі сталевих стрічок; 8 - зовнішній захисний покрив).

Трифазні кабелі з номінальною напругою 20-35 кВ виготовляють із окремо освинцьованими або екранованими жилами. Це дозволяє отримати еквіпотенціальні поверхні навколо ізоляції кожної з фаз і вирівнювання теплового поля в ізоляції фаз, а виходить і краще використання ізоляції. Для напругі 110-500 кВ найпоширенішими є однофазні маслонаповнені кабелі. Необхідний шар ізоляції жили забезпечується паперовою ізоляцією, просоченою маслом малої в'язкості й високого ступеня очищення. В кабель масло подається під тиском спеціальними маслопровідними каналами. Існує конструкція кабелів напругою 10-110 кВ із паперовою ізоляцією та заповненням внутрішнього простору газом, наприклад азотом. У мережах постійного струму застосовують одно- і двожильні кабелі.

Прокладають кабельні лінії в землі (траншеях), тунелях або блоках, а також у каналах зі знімними кришками або плитами. Прокладання кабельних ліній у траншеях (рис. 7.8,а) найбільш економічне за капітальними витратами. Незважаючи на дешевизну, застосування траншей у місцях частих розкопок є недоцільним.

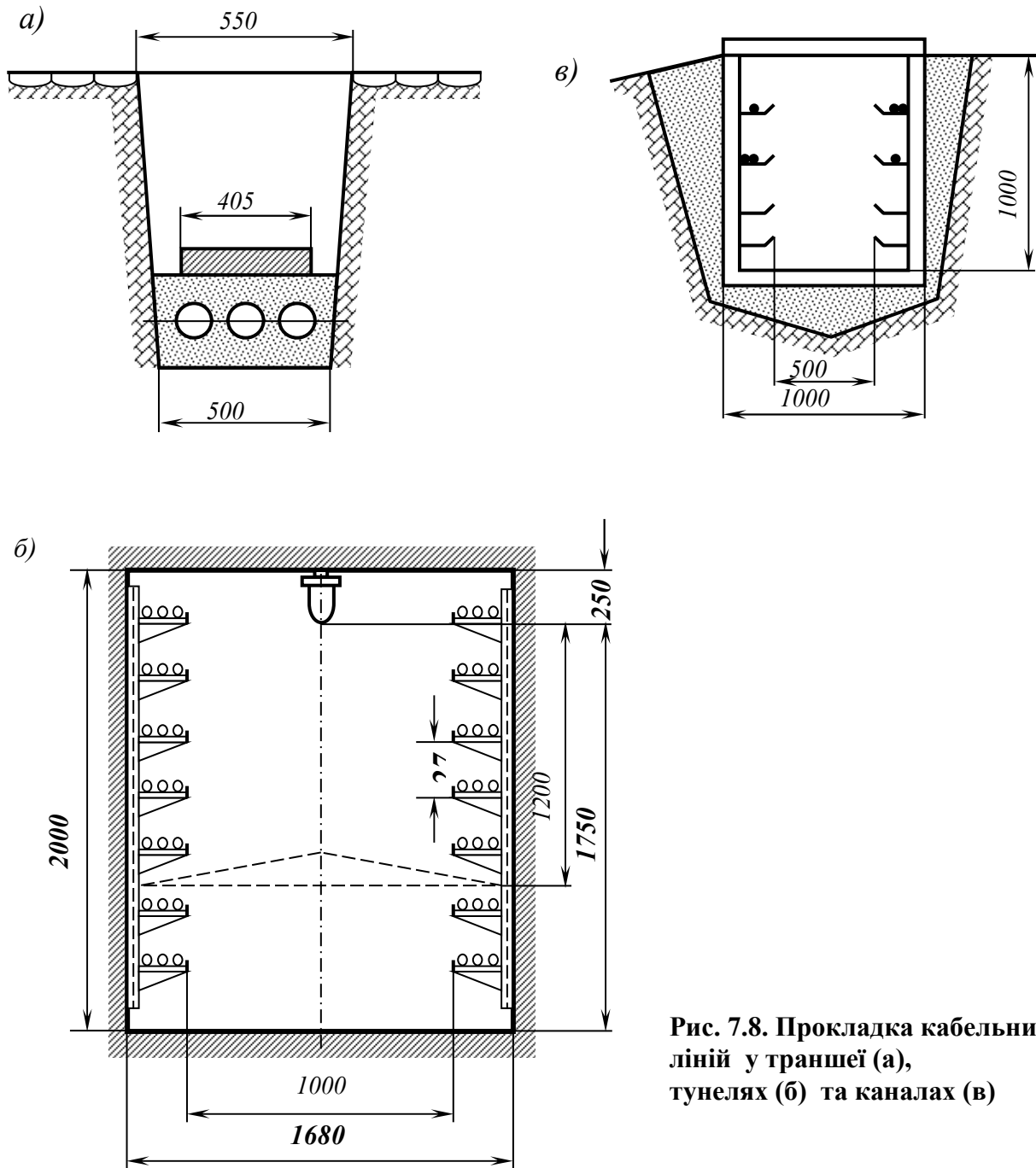


Рис. 7.8. Прокладка кабельних ліній у траншеї (а), тунелях (б) та каналах (в)

У тунелях або підземних колекторах (рис. 7.8,б) при великій кількості (більше 20) кабелів, що прокладаються паралельно. Цей спосіб прокладки застосовують на великих енергоємних підприємствах. Для прокладки допускається застосування броньованих без зовнішнього покриття й неброньованих кабелів. Тунельні й колекторні прокладки кабелів не застосовують, якщо можливі скупчення в них виробничих, природних горючих або отруйних газів, а також у випадку великої насиченості підприємства підземними комунікаціями. Іноді

доцільною є прокладка кабелів на лотках спеціальних наземних естакад. Кабелі в каналах (рис. 7.8,в) прокладають в основному на територіях, що охороняються. Окремі ділянки кабелів з'єднують за допомогою сполучних муфт.

7.3. СТРУМОПРОВОДИ І ШИНОПРОВОДИ

Струмопроводи застосовують при напругах до 35 кВ для передачі значних потужностей в одному напрямку на відносно невеликі відстані (близько 2 км - при напрузі 6 кВ і 3 км - при напрузі 10 кВ). Перевагою струмопроводів у порівнянні з кабельними лініями є економія ізоляційних матеріалів, а також економія свинцю й алюмінію, що йдуть на оболонку кабелю, при одночасному підвищенні надійності живлення споживачів. При застосуванні струмопроводів необхідно, однак, враховувати порівняно високу вартість їхньої будівельної частини. Крім того, варто пам'ятати, що значний реактивний опір струмопроводів приводить до зниження рівня напруги споживачів і збільшенню коливань напруги при ударних навантаженнях. Для запобігання несиметричності напруг повинні застосовуватися, як правило, струмопроводи із симетричним розташуванням фаз.

У конструктивному відношенні струмопроводи розділяють на тверді й гнучкі. Тверді струмопроводи при напрузі 6-35 кВ виконують із алюмінієвих шин різних профілів, закріплених на підвісних ізоляторах, а також з алюмінієвих труб і інших профілів, змонтованих на опорних або підвісних ізоляторах. Для підвищення електродинамічної стійкості рекомендується застосовувати тверді струмопроводи з алюмінієвих сплавів електротехнічного призначення. Недоліками твердих струмопроводів змонтованих на опорних ізоляторах є більша вартість і менша надійність, обумовлені більшою кількістю опорних ізоляторів. Раціональною конструкцією твердого симетричного струмопровода є зображений на рис. 7.9 струмопровід, кожна фаза якого виконана із двох алюмінієвих шин коробчатого перерізу. Шини окремих фаз кріпляться на загальній сталевій конструкції за допомогою розташованих під кутом 120° один відносно одного опорних ізоляторів. Струмопровід підвішується на ізоляторах у підземних тунелях, закритих естакадах або галереях, відкрито на кронштейнах, укріплених уздовж зовнішніх стін будинків, або на спеціальних опорах. Відкрита прокладка твердих струмопроводів з їхнім кріпленням на спеціальних опорах і особливо на стінах протяжних виробничих будинків і опорних конструкцій технологічних естакад значно дешевша й більш надійна, ніж закрита прокладка у тунелях і галереях.

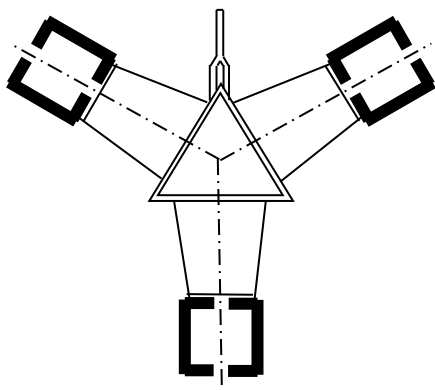


Рис. 7.9. Симетричний підвісний струмопровід

Гнучкі струмопроводи напругою 6-35 кВ виконують оголеними проводами великих перерізів або з гнучких алюмінієвих труб, підвішених за допомогою ізоляторів на залізобетонних або металевих опорах. Перевагою гнучких струмопроводів у порівнянні із твердими є менше число ізоляторів, перекриття яких може бути причиною аварії.

Тверді струмопроводи напругою до 1000 В виконують із алюмінієвих шин у вигляді комплектного шинопроводу (три- або чотирипровідного). Шинопроводи прокладають у виробничих приміщеннях безпосередньо по фермах або на підвісках по колонах і по стінах на кронштейнах, на стійках. Відстань між точками кріплення шинопроводу не повинна перевищувати 3 м.

7.4. ЕЛЕКТРОПРОВОДКИ

Областю застосування електропроводок є внутрішні мережі будинків і споруджень, а також зовнішні мережі при напрузі до 1000 В. Ізольовані проводи, що застосовуються для електропроводок, мають струмоведучі жили з відпаленої м'якої міді або алюмінію, ізольовані в більшості випадків вулканізованою гумою. Для додання проводам стійкості при експлуатації їх, поверх гумової ізоляції, покривають обплетенням з бавовняної пряжі, просоченої протигнільною речовиною. Щоб уникнути шкідливого впливу вулканізованої гуми на мідні жили, їх залужують або захищають обмоткою з кабельного паперу. Поряд з гумою для ізоляції проводів широко застосовують поліхлорвініл - негорючу пластмасу. Подвійні (потрійні) проводи й шнури складаються із двох (трьох) взаємно скручених проводів. Для додання гнучкості струмоведучі жили подвійних проводів і шнурів скручують із великої кількості тонких дротиків, а для захисту від шкідливої дії вулканізованої гуми на нелуджений мідний дріт її обмотують бавовняною пряжею.

Для захисту від механічних ушкоджень провід може бути оснащений оболонкою, виконаною із хлоропрену, полівінілхлориду або у вигляді обплетення зі сталевих дротів. Такі проводи називаються захищеними.

Ізольовані проводи позначають буквою П, шнури - Ш. Проводи з мідними струмоведучими жилами не мають вказівок на матеріал у літерному позначенні. Виконання струмоведучої жили з алюмінію позначається буквою А. Ма-

теріал ізоляції позначається: гума - буквою Р, поліхлорвініл - В. Буква Г позначає гнучкість проводу, Д - наявність у проводі двох струмоведучих жил. Захищені проводи мають у літерному позначенні вказівку про виконання захисної оболонки. Після літерного позначення знаходиться цифра, що вказує номінальну напругу у вольтах, на яку розрахований провід. Таким чином, наприклад, позначення ПРВ-660 розшифровується: провід з мідними струмоведучими жилами й гумовою ізоляцією в полівінілхлоридній оболонці для напруги до 660 В.

За способом виконання розрізняють електропроводку відкриту, прокладену по поверхні стін і стель, по фермах і т.п., і сховану, прокладену в конструктивних елементах будинків (стінах, підлогах і перекриттях). Вибір того або іншого типу електропроводки визначається умовами навколишнього середовища, вимогами техніки безпеки й пожежної безпеки. За умовами навколишнього середовища приміщення ділять на: сухі; вологі; сирі й особливо сирі; жаркі; запилені; з хімічно активним середовищем; пожежонебезпечні; вибухонебезпечні.

Відкрита прокладка ізольованих проводів і шнурів виконується на ізоляторах, що кріпляться на скобах або сталевих тросах. Прокладку проводів на ізоляторах застосовують у всіх приміщеннях, крім вибухонебезпечних, а також зовні приміщень по стінах будинків. Прокладка в ізоляційних трубах з металевою оболонкою застосовується тільки в сухих, запилених і пожежонебезпечних приміщеннях. Ізоляційні труби виготовляють із просоченого особливим складом паперу з фальцьованою металевою захисною оболонкою із тонкої листової латуні або освинцьованої сталі. Прокладку проводів у сталевих трубах застосовують тільки у тих випадках, коли відкритий спосіб прокладки недопустимий згідно технологічних умов, а також при необхідності захисту проводів від механічних ушкоджень. Прокладку в сталевих трубах допускають у приміщеннях всіх видів, а також назовні. Проводи зовнішньої електропроводки повинні бути розташовані або обгороджені таким чином, щоб вони були недоступні для дотику з місць, де можливо часте перебування людей.

7.5. ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ МІСЦЕВИХ МЕРЕЖ

Як вказувалося раніше, до місцевих мереж відносяться мережі порівняно невеликого радіусу дії (15-30 км), напругою до 35 кВ включно, а також глибокі вводи ліній електропередачі 110 кВ на промислові підприємства, що мають, як правило, невелику довжину і тому допускають при розрахунках ті ж спрощення, що і лінії 35 кВ.

Будь-яка лінія електричної мережі має велику кількість рівномірно розподілених уздовж її нескінченно малих ділянок активних і реактивних опорів і провідностей. Точний їхній облік необхідний тільки при розрахунку дуже довгих ліній, у практичних же розрахунках обмежуються спрощеними методами, вважаючи, що лінія має не розподілені, а зосереджені опори й провідності. При розрахунках місцевих мереж використовують ще більші спрощення, а саме:

а) провідністю ліній нехтують взагалі, тому що при обмежених довжинах місцевих мереж і порівняно невисоких напругах її вплив на результати розрахунків є незначний;

б) напруги в окремих точках мережі та біля споживачів не визначають, обмежуючись лише розрахунком втрати напруги й порівнянням її з допустимою величиною;

в) опорі і провідності трансформаторів також не враховують, тому що вважають, що втрати напруги в них уже відображені допустимими значеннями втрат напруги в мережі;

г) у деяких випадках, наприклад при розрахунках кабельних мереж з невеликими перерізами жил кабелів, нехтують їхнім індуктивним опором, тому що він є малий в порівнянні з активним опором.

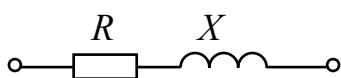


Рис. 7.10. Схема заміщення місцевої мережі

Таким чином, для розрахунку ліній місцевих мереж у загальному випадку можна прийняти схему заміщення, що складається з послідовно з'єднаних активного R і реактивного X опорів (рис. 7.10).

7.6. АКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЙ

Розрізняють опір провідника постійному струму (омічний) і змінному струму (активний). За своїм значенням активний опір більше омічного внаслідок поверхневого ефекту, що полягає в перерозподілі струму по перерізу провідника із центральної його частини до поверхні. Це відбувається завдяки появі проти-ЕРС, яка створюється змінним магнітним полем в середині провідника. В результаті струм у центральній частині проводу є меншим, ніж біля поверхні, переріз проводу використовується неповністю, і опір проводу, в порівнянні з омічним, зростає. Поверхневий ефект особливо різко проявляється при струмах високої частоти, а також у сталевих проводах, у яких магнітний потік всередині проводу значно більший завдяки високій магнітній проникності сталі. Для ліній, виконаних проводами з кольорового металу, явище поверхневого ефекту при промислових частотах є незначним; тому в практичних розрахунках активні опори для цих проводів звичайно приймають рівними їхнім омічним опорам. Зневажають також тим впливом, який роблять на величину активного опору коливання температури провідника, і використовують у розрахунках лише величини цих опорів при середніх температурах ($+20^{\circ}\text{C}$). Величину активного опору проводу визначають за формулою:

$$R = r_0 l, \quad (7.1)$$

де r_0 — розрахунковий опір 1 км проводу, Ом/км; l — довжина проводу, км.

Для проводів, виконаних з кольорового металу, наприклад з міді або алюмінію, величину опору r_0 (Ом/км) визначають за формулою:

$$r_0 = \frac{\rho}{F}, \quad (7.2)$$

де ρ — розрахунковий питомий опір 1 км лінії, Ом·мм²/км; F — площа перерізу проводу, мм².

Питомий активний опір сталевих проводів r_0 значно більший ніж їх омичний опір внаслідок різко вираженого поверхневого ефекту, а також через наявність додаткових втрат енергії на гістерезис та від вихрових струмів у сталі:

$$r_0 = r_{0ном} + r_{0дон}, \quad (7.3)$$

де $r_{0ном}$ - опір постійному струму; $r_{0аіі} = r_{0ііа .ао} + r_{0аііо} + r_{0аііо}$ - додатковий опір, пов'язаний зі змінним магнітним полем всередині проводу, що залежить від явищ поверхневого ефекту, гістерезису й вихрових струмів.

Зазначені втрати залежать від магнітного потоку в перерізі проводу або, в остаточному підсумку, від магнітної проникності проводу та напруженості магнітного поля.

Залежність активного опору сталевих проводів від струму в проводі є дуже складною функцією й не може бути виражена математичною формулою, тому що на величину магнітної проникності впливає цілий ряд факторів: хімічний склад сталі, конструкція проводу (одножильний або багатожильний), кількість і діаметр дротиків, з яких звитий провід, і ін. Ці залежності в багатодротових сталевих проводах проявляються значно слабкіше, ніж в однодротових, тому що у перших опір магнітному потоку збільшений через повітряні зазори між дротиками. У практичних розрахунках користуються значеннями активних опорів проводів різних перерізів та марок, отриманими в результаті вимірів при різних струмах навантаження. Ці дані, як для багатодротових, так і для однодротових проводів наведені в довідковій літературі.

7.7. ІНДУКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЙ

Змінний струм, проходячи по лінії, утворить навколо провідників змінне магнітне поле, що наводить у провіднику ЕРС зворотного напрямку - ЕРС самоіндукції. При даному струмі в проводі та за відсутності в ньому активного опору ЕРС самоіндукції повністю врівноважує прикладену напругу:

$$I\omega L = U_{\phi},$$

де L — коефіцієнт самоіндукції проводу.

Опір струму, зумовлений протидією ЕРС самоіндукції, називається реактивним індуктивним опором. Сусідні проводи трифазної лінії, що є зворотними проводами для струму розглянутого проводу, в свою чергу, наводять у ньому ЕРС узгоджену з основним напрямком струму, що зменшує ЕРС самоіндукції й

відповідно реактивний опір. Тому, чим далі один від одного розташовані фазні проводи лінії, тим вплив сусідніх проводів буде меншим, а потік розсіювання між проводами й, отже, індуктивний опір лінії - більшим. На індуктивний опір впливають також діаметр проводу, магнітна проникність проводу та частота змінного струму. Питоме значення індуктивного опору одного проводу (фази) повітряної лінії (Ом/км) виражається наступною формулою:

$$x_0 = \omega \left(4,6 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,5\mu \right) 10^{-4}, \quad (7.4)$$

де $\omega = 314$ - кутова частота при частоті 50 Гц; D_{cp} - середня геометрична відстань між осями проводів:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{1-2}D_{2-3}D_{1-3}};$$

D_{1-2} , D_{1-3} і D_{2-3} — дійсні відстані між проводами 1, 2, 3; d - фактичний зовнішній діаметр проводу; μ - магнітна проникність матеріалу проводу.

З формули (7.4) видно, що при заданій частоті змінного струму індуктивний опір залежить тільки від відстані між проводами та від їхнього діаметру, причому вплив цих величин незначний, оскільки вони входять у вираз під знаком логарифма. Відстань між проводами збільшується зі збільшенням номінальної напруги лінії: при 6-10 кВ - приймається ~ 1 м, а при 110-220 кВ доводить до 4-7 м. Разом із цим збільшується, як правило, і діаметр проводу, хоча у меншій мірі. Тому у лініях більш високої напруги індуктивний опір трохи вищий, ніж у лініях менш високої напруги.

Для ліній із проводами з кольорового металу ($\mu = 1$) при промисловій частоті 50 Гц формула (7.4) приймає вигляд:

$$\tilde{\omega}_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{\tilde{\omega}\delta}}{d} + 0,016. \quad (7.5)$$

Стосовно проводів, розташованих у вершинах рівностороннього трикутника зі стороною D , маємо $D_{cp} = D$. А для проводів, розташованих в одній горизонтальній або вертикальній площині й віддалених один від одного на відстань D , справедлива рівність:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{DD \cdot 2D} = D\sqrt[3]{2} = 1,26D. \quad (7.6)$$

При несиметричному розташуванні проводів і значній довжині лінії (понад 100 км) приходять до транспозиції проводів (взаємна заміна положення проводів), яка ставить провід кожної фази в рівні умови з проводами інших фаз, що робить лінію в цілому симетричною. У лініях місцевих мереж, що мають невелику довжину, транспозицію не застосовують, але вплив несиметрії в цю-

му випадку настільки незначний, що внесена похибка не перевищує допустимих значень.

Для сталевих проводів у формулі (7.4) величина магнітної проникності не дорівнює одиниці, а перевищує її. Ця величина залежить не лише від конструкції й хімічного складу сталевих проводів, але й від напруженості магнітного поля, що, в свою чергу, залежить від величини струму, який проходить по проводу. У цьому випадку формулу (7.4) можна представити в наступному вигляді:

$$x_0 = \omega \cdot 4,61 \lg \frac{2D_{\tilde{n}\delta}}{d} \cdot 10^{-4} + \omega \cdot 0,5 \mu \cdot 10^{-4} = \delta'_0 + \delta''_0, \quad (7.7)$$

де $\delta'_0 = \omega \cdot 4,61 \lg \frac{2D_{\tilde{n}\delta}}{d} \cdot 10^{-4}$ - зовнішній індуктивний опір, зумовлений зовнішнім магнітним полем і залежний тільки від створюваних геометричних розмірів лінії; $\delta''_0 = \omega \cdot 0,5 \mu \cdot 10^{-4}$ - внутрішній індуктивний опір, зумовлений внутрішнім магнітним полем і залежний лише від магнітної проникності дроту й, отже, від струму, що проходить по проводу.

У кабельних лініях з їхніми малими відстанями між струмоведучими проводами індуктивні опори є значно меншими, ніж у повітряних. Для визначення x_0 кабельних ліній формули (7.4) і (7.5) незастосовні, тому що вони не враховують конструктивних особливостей кабелів. Тому при розрахунках користуються заводськими (довідковими) даними про індуктивний опір кабелів.

Загальний вираз для визначення реактивного індуктивного опору X (Ом) лінії довжиною l (км) можна представити так:

$$X = x_0 l. \quad (7.8)$$

7.8. СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ РАЙОННИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Для передачі потужності від окремих електростанцій енергосистеми до центрів споживання й для розподілу цієї потужності між великими споживачами застосовують більш високі напруги змінного струму, чим у місцевих мережах, а саме 110, 220 і 330 кВ. Ще більш високі напруги - 500 і 750 кВ - застосовують для передачі електроенергії у великі промислові райони, значно віддалені від джерел електропостачання, а також для зв'язку між собою електричних систем.

З підвищенням напруги електропередачі значно підвищується її пропускна здатність, а при передачі тієї ж потужності збільшується дальність передачі. Однак вартість ліній і особливо вартість устаткування підстанцій з підвищенням напруги різко збільшуються. Напругу для електропередачі вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків. Якщо порівнювані варіанти рівно-

цінні в економічному відношенні, перевагу віддають варіанту, за яким електропередача здійснюється більш високою напругою, тому що у цьому випадку буде легше забезпечити можливе у майбутньому збільшення електроспоживання.

При проектуванні ліній електропередачі заданими є передана потужність і відстань, на яку повинна бути передана ця потужність. Результатом розрахунків повинно бути визначення номінальної напруги електропередачі, економічно найбільш відповідаючої заданим умовам. При вирішенні згаданих питань береться до уваги те, що тривале перевищення робочою напругою номінального значення згідно умови роботи ізоляції не повинно перевищувати 15% - у мережах 110-220 кВ, 10% - у мережах 330 кВ і 5% - у лініях 500 кВ і вище. Із цього випливає, що втрата напруги в лініях електропередачі є обмеженою і при економічному перерізі їх проводів кожній із зазначених номінальних напруг відповідає певна найбільша відстань, на яку ще є доцільною передача потужності при даній напрузі. У якості орієнтовних величин вкажемо ці відстані для ліній змінного струму:

<i>Напруга, кВ</i>	110	220	330	500	750
<i>Довжина лінії, км</i>	160	240	300	1100	2000

Електричні мережі всіх напруг мають активну і ємнісну провідності. Наявність провідностей зумовлює протікання у лініях струмів витоку і ємнісних струмів, значення яких не залежить від навантаження, а визначається тільки конструкцією, довжиною лінії і її робочою напругою. У місцевих мережах, що мають відносно невелику довжину й невеликі номінальні напруги, струми провідностей є малими в порівнянні зі струмами навантажень. Тому при електричних розрахунках місцевих мереж провідності ліній не беруть до уваги. Інша справа районні мережі, що мають більшу довжину й більш високу напругу, ніж місцеві мережі. У районних мережах струми провідностей досягають величин, порівнянних з величинами струмів навантаження, і тому не можуть не враховуватися при електричних розрахунках. Таким чином, на відміну від розрахунків місцевих мереж, електричний розрахунок ліній електропередачі районних мереж повинен виконуватися не лише за опорами R і X , але й з урахуванням провідностей G і B .

Методи визначення активних і індуктивних опорів ліній, викладені вище для мереж місцевого значення, повністю застосовні і для ліній районних мереж з поодинокими проводами на фазу. Активна G і реактивна B провідності, так само як активний R і реактивний X опори, рівномірно розподілені уздовж лінії електропередачі. Однак при розрахунках ліній електропередачі користуються спрощеними методами, розглядаючи лінію не з рівномірно розподіленими, а із зосередженими активними й реактивними опорами й провідностями.

Для ліній електропередачі довжиною до 300 км із достатньою точністю можна вважати провідності зосередженими в середині лінії, а її опори - на кінцях або, навпаки, опори - у середині, а провідності - на кінцях лінії. Залежно від того, який із зазначених двох варіантів спрощення буде прийнятий, приходимо

або до Т-подібних (рис. 7.11), або до П-подібних (рис. 7.12) схем заміщення ліній.

З метою підвищення пропускної здатності ліній (зниження реактивного опору) і зменшення втрат електричної енергії на корону, лінії трифазного струму напругою 330, 500 і 750 кВ виконують із «розщепленими» фазами, тобто замість одного проводу в кожній фазі підвішують 2, 3, 4 або 5 проводів, розташовуючи їх в кутах правильного багатокутника. Сумарний переріз фазних проводів приймають, як і в лініях з поодинокими проводами, за економічної густини струму.

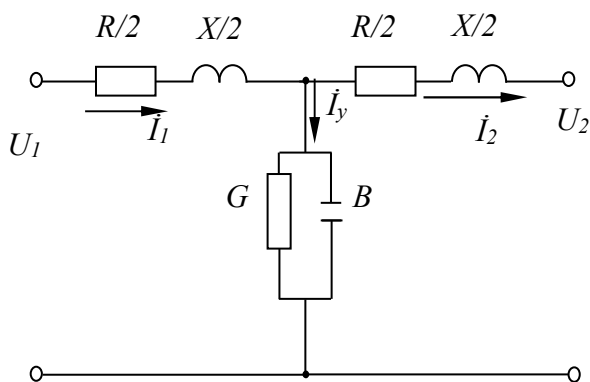


Рис. 7.11. Т-подібна схема заміщення лінії

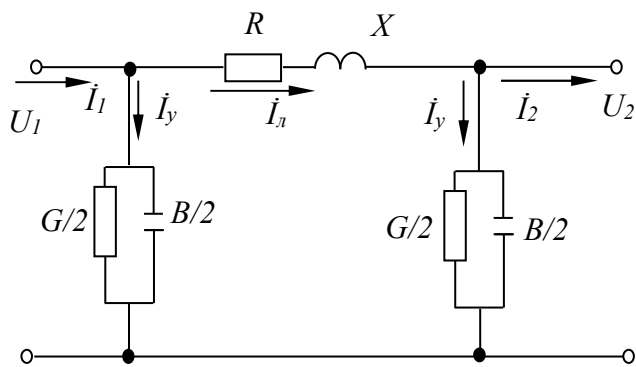


Рис. 7.12. П-подібна схема заміщення лінії

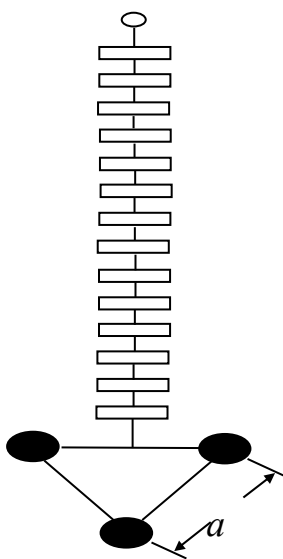


Рис. 7.13. Розщеплення фази на три проводи

Розщеплення проводу фази на n проводів може розглядатися як заміна його проводом значно більшого радіуса, величина якого залежить від «кроку» розщеплення a , тобто від відстані між сусідніми проводами фази (рис. 7.13). Зі збільшенням числа проводів у фазі й кроку розщеплення індуктивний опір лінії зменшується, а ємнісна провідність збільшується. Однак зі збільшенням кроку розщеплення збільшується й напруженість електричного поля біля поверхні проводу, найбільш віддаленого від осі симетрії лінії. Напруженість поля має гранично допустиму величину за умови утворення корони й тому є обмежуючим фактором збільшення кроку розщеплення. Рекомендований крок розщеплення: 400 мм - для ліній 330 і 500 кВ при розщепленні відповідно на 2 і 3 проводи, 600 мм - для ліній 750 кВ при розщепленні на 4 проводи й 300 мм - при розщепленні на 5 проводів.

Активний опір у всіх випадках, а індуктивний опір для ліній з поодинокими проводами у фазі, визначають за формулами (7.1) і (7.5). Індуктивний опір для ліній з розщепленими фазами визначається за формулою:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_3} + \frac{0,016}{n}, \quad (7.9)$$

де r_3 — еквівалентний радіус n проводів однієї фази.

При розташуванні проводів по колу радіусом ρ_p (радіус розщеплення) еквівалентний радіус фази r_3 для будь-якого числа n проводів може бути визначений за формулою:

$$r_3 = \rho_p \sqrt[n]{\frac{nr}{\rho_p}},$$

де r — дійсний радіус одного проводу.

Індуктивний опір ліній із двома проводами у фазі на 20-21 %, а в ліній із трьома проводами у фазі на 32-33 % менший, ніж у лінії з одним проводом у фазі (порівняно ліній з однаковим перерізом проводів у фазі).

7.9. АКТИВНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Активна провідність ліній зумовлена втратами активної потужності у режимі холостого ходу лінії, по-перше, від струмів витоку через ізоляцію й, по-друге, від електричної корони на проводах. Втрати електричної енергії від струмів витоку через ізоляцію виникають при включенні лінії електропередачі під напругу. Ці втрати незначні в кабельних й зовсім малі в повітряних лініях. Втрати на корону більш значні і пов'язані з іонізацією повітря біля проводів і виникають, коли напруженість (градієнт) електричного поля в поверхні проводу перевищує електричну міцність повітря. У цьому випадку на поверхні проводу утворюються електричні розряди. Розряди з'являються спочатку тільки в окремих точках проводу. Це так звана місцева корона проводу. У міру підвищення напруги корона поширюється на більшу поверхню проводу і в остаточному підсумку охоплює провід цілком по всій його довжині, тобто виникає загальна корона. Величина втрат електричної енергії на корону істотно залежить від стану погоди, при сухій і ясній погоді втрати найменші.

Крім втрат електроенергії корона викликає корозію проводів, арматури гірлянд ізоляторів, впливає на роботу високочастотних каналів зв'язку й радіоперешкоди. Початкова напруженість (амплітудне значення) E_0 , кВ/см, електричного поля біля поверхні проводу, що відповідає появі корони в гарну погоду, визначається емпіричною формулою:

$$E_0 = 30,3 m \delta \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r \delta}} \right), \quad (7.10)$$

де r - радіус проводу, см; m - коефіцієнт гладкості проводів, дорівнює одиниці для гладких циліндричних проводів; для багатодровових кручених проводів за-

лежить від числа дротів у зовнішньому повітряному проводі й знаходиться в межах 0,82-0,92; δ - відносна густина повітря — коефіцієнт, що враховує атмосферний тиск і температуру повітря (при 760 мм рт. ст. і 20°C дорівнює 1).

Робоча напруженість електричного поля біля поверхні проводу, що відповідає нормальним умовам роботи лінії, визначається робочою напругою й конструкцією лінії. Для ліній з поодинокими проводами амплітудне значення робочої напруженості E , може бути визначене з формули:

$$E = \frac{q}{2\pi\epsilon r} = \frac{0,355U_{\phi}}{r \lg \frac{D_{cp}}{r}}, \quad (7.11)$$

де U_{ϕ} - середня експлуатаційна (лінійна) напруга, кВ; q - електричний заряд на проводі; ϵ - електрична стала повітря.

Для ліній з n проводами у фазі, що створюють загальне поле, вводиться поняття середньої робочої напруженості E , амплітудне значення якої може бути визначене так:

$$E = \frac{0,355U_{\phi}}{nr \lg \frac{D_{cp}}{r_{\phi}}}. \quad (7.12)$$

Найбільша напруженість поля виникає біля поверхні найбільш віддаленого від осі симетрії розщепленої фази проводу:

$$E_{\max} = kE,$$

де k — коефіцієнт, що залежить від радіуса проводів розщепленої фази r і відстані між ними (кроку розщеплення) a .

При горизонтальному (або вертикальному) розташуванні проводів ЛЕП робоча напруженість середньої фази на 5-7% більша ніж та, що витікає з формул (7.11) і (7.12).

Початкова (коронна) напруга U_k , при якій настає загальна корона на всіх проводах ліній, виконаних з розташуванням проводів у вершинах рівностороннього трикутника, або на крайніх проводах ліній з розташуванням проводів в одній площині, визначається з формули:

$$U_k = \frac{E_0}{E_{\max}} U_{\phi}$$

Щоб підвищити коронну напругу, необхідно зменшити робочу напруженість електричного поля біля поверхні проводу. Як видно з формули (7.11), це досягається збільшенням або діаметру проводів, або відстані між ними. Збільшення діаметру проводів спричиняє майже прямо пропорційне зниження робо-

чої напруженості й тому є ефективним заходом. Щодо відстані між проводами, то підвищення цієї величини є малоефективним, тому що вона входить до складу згаданої формули під знаком логарифму. Найбільш дієвою мірою зниження робочої напруженості поля в ЛЕП напругою 330 кВ і вище є розщеплення кожної фази лінії на кілька проводів, що впливає з формули (7.12). При такій конструкції фазних проводів створюється загальне електричне поле для всіх n проводів кожної фази, що спричиняє, за інших рівних умов, до суттєвого (у кілька разів) зниження середньорічних втрат потужності на корону.

Загальна корона на лініях електропередачі всіх напруг у гарну погоду відсутня. Це може бути досягнуто в тому випадку, якщо середнє значення максимальної робочої напруженості електричного поля всіх трьох фаз ліній $E_{\max}$ буде значно меншим початкової напруженості E_0 . При $E_{\max} \geq E_0$ робота лінії стає неекономічною через великі втрати енергії на корону.

7.10. РЕАКТИВНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Будь-яку пару проводів повітряної або кабельної ЛЕП, а також кожний провід такої лінії й землю можна розглядати як конденсатор з відповідною частковою ємністю (рис. 7.14). Робоча ємність ліній складається з часткових ємностей фаза - фаза й фаза - земля і представляє собою відношення заряду даного проводу до його потенціалу. Поняття робочої ємності справедливо тільки для симетричних ліній, наприклад для трифазного кабелю (рис. 7.14,б). Робочу ємність повітряних ліній визначають, виходячи з припущення, що фізична симетрія їх забезпечується транспозицією проводів. Робоча ємність визначається як ємність плеча еквівалентної зірки й знаходиться з перетворення трикутника провідностей у зірку: $C = 3C_{12} + C_{10} \dots$

Робоча ємність ліній залежить від діаметру проводів, їх взаємного розташування, відстані між ними й діелектричної проникності середовища. Впливом сусідніх кіл ЛЕП і грозозахисних тросів на ємність проводів при визначенні робочої ємності повітряних ліній нехтують. Викликана цими припущеннями похибка навіть у найменш сприятливому випадку не перевищить 5%, що цілком допустимо.

У практичних розрахунках електричних мереж робочу ємність трифазної повітряної лінії з одним проводом на фазу визначають у фарадах на кілометр (Ф/км) за формулою:

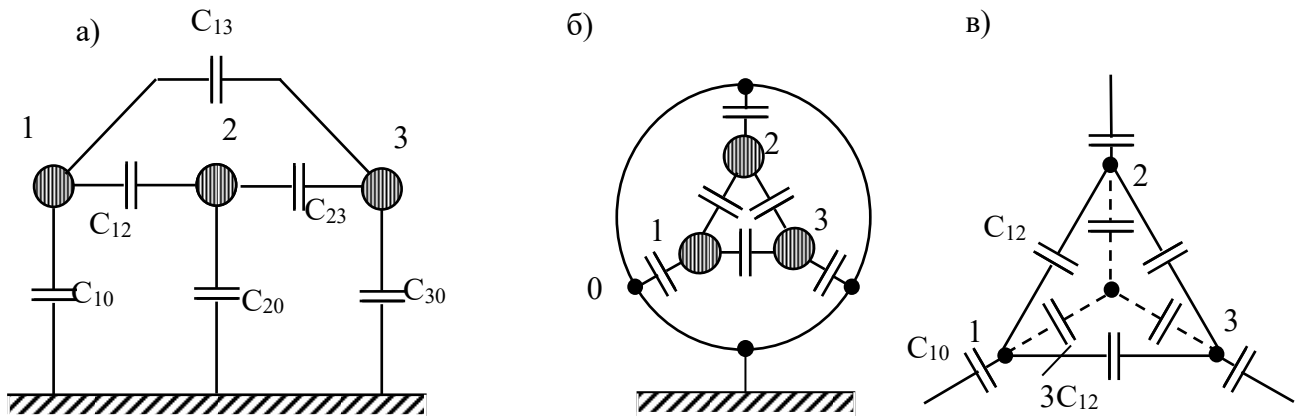


Рис. 7.14. Ємності трифазних ліній електропередачі:
a — схема для повітряної лінії; *б* — схема для кабельної лінії;
в — перетворення три кутника ємностей в зірку

$$C_0 = \frac{0,024}{\lg \frac{D_{cp}}{r}} \cdot 10^{-6}. \quad (7.13)$$

Для підрахунку робочої ємності кабельних ліній формулою (7.13) користуватися не можна, тому що діелектрична проникність ізоляції кабелю значно відрізняється від одиниці - діелектричної проникності повітря. Крім того, електричне поле кабелю різко відрізняється від електричного поля повітряної лінії, тому що струмоведучі жили кабелю розташовані дуже близько одна від одної та до заземленої свинцевої або алюмінієвої оболонки. На практиці користуються готовими заводськими даними.

Питома реактивна (ємнісна) провідність повітряних і кабельних ліній, См/км, визначається відомою формулою $b_0 = \omega C_0$, а повітряної лінії з ємністю, визначеною за формулою (7.13) при частоті змінного струму 50 Гц, дорівнює

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{cp}}{r}} \cdot 10^{-6}. \quad (7.14)$$

Щоб розрахувати провідність повітряної лінії з розщепленими проводами (при двох або трьох проводах на фазу), треба у формулі (7.14) замінити r на r_9 . Розщеплення проводів збільшує ємнісну провідність ліній на 21-33%.

7.11. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК МЕРЕЖ

Основним завданням при виборі проводів і кабелів є розрахунок і вибір економічного перерізу проводів і жил кабелів, тобто перерізу, що відповідає найменшим витратам на спорудження й експлуатацію мережі. Для вирішення

цього завдання необхідно визначити витрати на передачу електричної енергії. Вони складаються з:

а) капітальних витрат на спорудження лінії й на встановлену потужність на електростанціях для покриття втрат електроенергії в мережі;

б) експлуатаційних витрат, у які входять щорічні відрахування на амортизацію й витрати на ремонт лінії, а також вартість втраченої у мережі електроенергії.

Капітальні витрати на спорудження та обладнання траси, а також адміністративні витрати не залежать від перерізу проводів. Вартість ізоляції, опор і монтаж лінії незначно змінюються зі зміною перерізу проводів. Вартість самих проводів приблизно пропорційна їхньому перерізу. Залежність капітальних витрат на спорудження лінії від перерізу проводів можна виразити такою формулою:

$$K_{л.о} = (a + bs)l, \quad (7.15)$$

де $K_{л.о}$ - загальні капітальні витрати на спорудження лінії; a - витрати, що не залежать від перерізу проводу, грн/км; b - коефіцієнт, що визначає залежність зміни вартості спорудження 1 км лінії від перерізу проводу, грн/(мм²·км); l - довжина лінії, км; s - переріз проводу, мм².

Річні витрати залежать від нормованого строку окупності T_n :

$$K_n = \frac{1}{T_n}(a + bs)l = E_n(a + bs)l, \quad (7.16)$$

де E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

Щорічні експлуатаційні витрати на амортизацію й ремонт обчислюються у відсотках від капітальних витрат на спорудження лінії:

$$I_n = \alpha K_{л.о} = \alpha(a + bs)l, \quad (7.17)$$

де α - частка відрахувань, що залежить від терміну служби лінії.

Таким чином, витрати на спорудження лінії, ремонт і амортизацію можна зобразити графічно. Вони показані прямою 3_l на рис. 7.15:

$$3_l = K_n + I_n = (E_n + \alpha)(a + bs)l. \quad (7.18)$$

Втрати активної потужності в лінії ΔP_m при максимальному розрахунковому струмі нормального режиму (півгодинному максимумі)

$$\Delta P_m = 3I_m^2 r \cdot 10^{-3} = \frac{3I_m^2 \rho l}{s}, \quad (7.19)$$

де r - активний опір лінії; ρ - питомий опір матеріалу проводу.

Втрати електроенергії ΔW можна виразити через час втрат τ_m :

$$\Delta W = \Delta P_m \tau_m = \frac{3I_m^2 \rho l}{S} \tau_m. \quad (7.20)$$

Загальні річні витрати $З_2$ на встановлену потужність електростанції для покриття втрат потужності й на вартість втраченої електроенергії можна виразити наступною залежністю:

$$З_2 = E_n k_p k_m k_{0эс} \frac{3I_m^2 \rho l}{S} + \frac{3I_m^2 \rho l}{S} \tau_m \beta, \quad (7.21)$$

де k_p - коефіцієнт резерву встановленої потужності, рівний 1,1; k_m - коефіцієнт участі у максимумі системи ($k_m = 0,8 \div 1,0$); $k_{0эс}$ - вартість 1 кВт встановленої на електростанції потужності; β - вартість 1 кВт/год втраченої електроенергії.

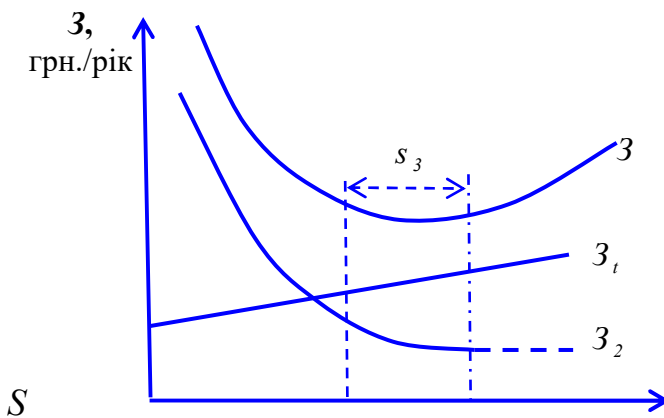


Рис. 7.15. Графік залежності загальних витрат від перерізу проводів

Залежність $З_2 = f(s)$ показана на рис. 7.15. Користуючись виразами (7.18) і (7.21), можна визначити загальні витрати:

$$З = З_1 + З_2 = (a_n + \alpha)(a + bs)l + (a_n k_p k_m k_{0эс} + \tau_m \beta) \frac{3I_m^2 \rho l}{s^2}. \quad (7.22)$$

Вираз (7.22) дозволяє знайти економічний переріз проводу s_3 , що відповідає найменшим витратам. Для цього необхідно знайти першу похідну $\frac{dЗ}{ds}$, прирівняти її до нуля та визначити переріз проводу:

$$\frac{dЗ}{ds} = (a_n + \alpha)bl - (a_n k_p k_m k_{0эс} + \tau_m \beta) \frac{3I_m^2 \rho l}{s^2} = 0;$$

$$s_{\text{э}} = I_{\text{м}} \sqrt{\frac{3\rho(a_{\text{н}}k_{\text{р}}k_{\text{м}}k_{0\text{эс}} + \tau_{\text{м}}\beta)}{(a_{\text{н}} + \alpha)b}}. \quad (7.23)$$

З цього виразу видно, що економічний переріз проводу залежить від багатьох факторів, основними з яких є: тип лінії, матеріал проводів, завантаження та рівномірність завантаження лінії, рівень технічного прогресу та ін. Залежно від цих даних визначається середнє значення економічної густини струму, тобто густина струму, що відповідає найменшим витратам:

$$j_{\text{э}} = \frac{I_{\text{м}}}{s_{\text{э}}}, \text{ А/мм}^2. \quad (7.24)$$

Нормовані значення економічної густини струму $j_{\text{э}}$, що рекомендуються ПУЕ, наведені у табл. 7.1. Знаючи $j_{\text{э}}$ і струмове навантаження лінії, можна визначити економічний переріз проводу або жили кабелю;

$$s_{\text{э}} = \frac{I_{\text{м}}}{j_{\text{э}}}, \text{ мм}^2. \quad (7.25)$$

Таблиця 7.1. Значення економічної густини струму для проводів і кабелів

Найменування	Економічна густина струму, А/мм ²		
	При тривалості використання максимуму навантаження на рік, Т _м , год.		
	1000-3000	3000-5000	5000-8700
Оголені проводи й шини:			
мідні	2,5	2,1	1,8
алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою і проводи з гумовою й поліхлорвініловою ізоляцією з жилами:			
мідними	3	2,5	2,0
алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою й пластмасовою ізоляцією	3,5	3,1	2,7

Розрахунковий струм повинен відповідати умовам нормальної роботи. При його визначенні не слід враховувати збільшення струму при аваріях або ремонтах. Відповідно до ПУЕ розрахунку за економічною густиною струму не підлягають:

1. Мережі промислових підприємств і споруд напругою до 1000 В при кількості годин використання максимуму навантаження підприємства до 4000-5000 год;

2. Відгалуження до окремих електроприймачів напругою до 1000 В, а також освітлювальні мережі промислових підприємств, житлових і громадських будинків, вибрані за втратою напруги.

3. Збірні шини електроустановок всіх напруг.

4. Провідники, що проходять до опорів, пускових реостатів і т.п.

5. Мережі тимчасових споруд, а також пристрої з малим терміном служби (3-5 років).

7.12. ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ ТА ЖИЛ КАБЕЛІВ ЗА НАГРІВАННЯМ

При проходженні струму у провіднику виділяється кількість тепла $Q = 0,24I^2Rt$. Провідник нагрівається до якоїсь температури. Одночасно провідник охолоджується, тобто частина тепла йде на нагрівання навколишнього середовища. Процес нагрівання можна зобразити у вигляді кривої (рис. 7.16), яка може бути описана показниковою функцією

$$\theta = \theta_y \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right),$$

де $\theta_y = \theta_m - \theta_o$ - стала температура перегріву, тобто перевищення максимальної температури θ_m проводу над температурою навколишнього середовища θ_o ; t - час нагрівання; T - стала часу нагрівання.

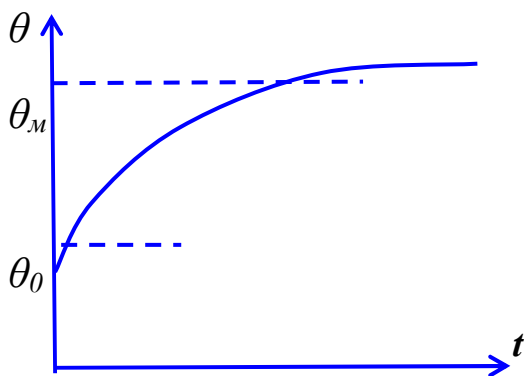


Рис. 7.16. Крива нагрівання проводу

При досягненні температури θ_m настає теплова рівновага, при якій

$$0,24I^2Rt = cF(\theta - \theta_o)t, \quad (7.26)$$

де c - коефіцієнт тепловіддачі, Вт/(см²·град); F - площа поверхні провідника, см²; R - активний опір провідника, Ом.

З рівності (7.26) значення струму, що викликає нагрівання провідника:

$$I = \sqrt{\frac{cF\theta_y}{0,24R}}. \quad (7.27)$$

Чим більше струмове навантаження, тим більше буде θ_m . Для провідників у каталогах і довідниках подається гранично допустимий струм, зумовлений допустимою температурою нагрівання. Остання залежить від допустимої температури ізоляції, а для повітряних ліній - від перегріву й підвищеного окислювання контактів. Розрахунковий струм не повинен перевищувати допустимий для даного проводу, тобто

$$I_{розр.} \leq I_{доп} . \quad (7.28)$$

При виборі перерізу проводів і жил кабелів за нагріванням спочатку визначається розрахунковий струм і за довідником знаходять переріз із найближчим більшим допустимим значенням струму. При напрузі понад 1000 В вибраний переріз жил кабелів перевіряється на термічну стійкість при короткому замиканні.

7.13. ВТРАТА НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Проходження змінного струму по елементах мережі пов'язане зі спадом напруги на активному й реактивному опорах. На рис. 7.17 наведена векторна діаграма для однієї фази трифазної лінії, що має активний r і індуктивний x опори і живить активно-індуктивне навантаження в кінці лінії. Вектор oa зображує напругу $U_{\phi 2}$ в кінці лінії. Під кутом φ , зумовленим $\cos \varphi$ навантаженням споживача, відкладено вектор струму I . Спад напруги в лінії визначається трикутником спаду напруги abc , у якому вектор ab збігається за фазою з вектором струму й відображує спад напруги в активному опорі лінії, а вектор bc — спад напруги в індуктивному опорі. Вектор ac - спад напруги в лінії і являє собою геометричну різницю між напругами на початку і на кінці лінії:

$$\Delta \dot{U}_{\phi} = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2} .$$

Відрізок ad є алгебраїчною різницею між напругою на початку й на кінці лінії (якщо знехтувати відрізком de , як досить малою величиною) і називається поздовжньою складовою спаду напруги, або *втратою напруги*:

$$\Delta U_{\phi} = U_{\phi 1} - U_{\phi 2} . \quad (7.29)$$

Втрата напруги враховується при виборі перерізів проводів ліній напругою до 35 кВ. Величина втрати напруги визначається з виразу

$$\Delta U_{\phi} = ad = af + fd ,$$

де $af = Ir \cos \varphi$; $fd = Ix \sin \varphi$, отже

$$\Delta U_{\phi} = Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi . \quad (7.30)$$

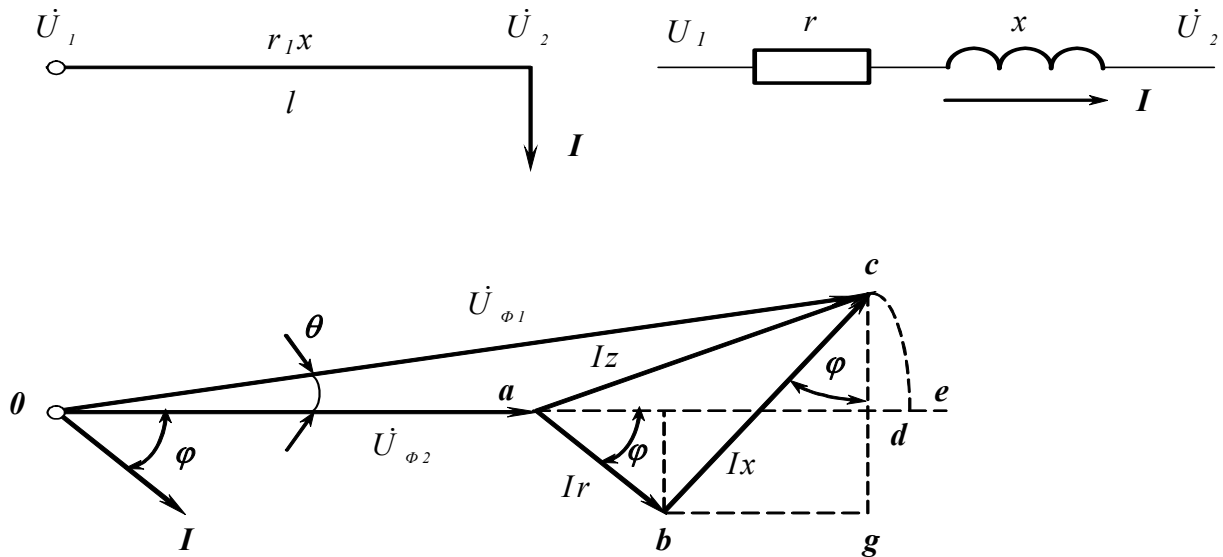


Рис. 7.17. Векторна діаграма напруги лінії з навантаженням на кінці

Для ліній напругою вище 35 кВ враховується поперечна складова спаду напруги δU_ϕ , чисельно рівна відрізку cd :

$$\delta U_\phi = cd = cg - dg = cg - bf = Ix \cos \phi - Ir \sin \phi. \quad (7.31)$$

При виконанні електричних розрахунків зручніше застосовувати лінійні напруги замість фазних. Щоб перейти до цих величин, помножимо рівності (7.30) і (7.31) на $\sqrt{3}$ і одержимо:

$$\Delta U = \sqrt{3}I(r \cos \phi + x \sin \phi); \quad \delta U = \sqrt{3}I(x \cos \phi - r \sin \phi); \quad (7.32)$$

Перший доданок $\Delta U_a = \sqrt{3}Ir \cos \phi$ формули (7.32) є активною складовою втрати напруги, другий доданок $\Delta U_p = \sqrt{3}Ix \sin \phi$ - реактивною складовою втрати напруги. Якщо праву частину формули (7.32) помножити й поділити на номінальну напругу, то отримаємо

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}U_n I \cos \phi r}{U_n} + \frac{\sqrt{3}U_n I \sin \phi x}{U_n}, \quad \text{або} \quad \Delta U = \frac{Pr + Qx}{U_n}, \quad (7.33)$$

де P і Q — активна й реактивна потужності.

Таким чином, при визначенні втрати напруги можна користуватися або струмовими навантаженнями, або потужностями. Якщо відомі питомі активний r_0 і індуктивний x_0 опори лінії, то

$$\Delta U = \frac{Pr_0 + Qx_0}{U_i} l. \quad (7.34)$$

7.14. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ВТРАТАМИ НАПРУГИ

При виконанні таких розрахунків можливі дві задачі. У першій задачі, знаючи навантаження мережі, а також усі її параметри (довжина ліній, перерізи проводів на всіх ділянках мережі) необхідно перевірити втрати напруги від пункту живлення до точок приєднання приймачів електричної енергії. Така перевірка може знадобитися при складанні проекту, а також в умовах експлуатації (наприклад, для з'ясування можливості приєднання нових навантажень до існуючої мережі). Інша задача — визначення перерізів проводів на ділянках мережі для того, щоб втрати напруги від пункту живлення до найбільш віддалених приймачів у режимі максимальних навантажень не були більшими допустимої величини $\Delta U_{\text{дон}}$.

При визначенні втрат напруги в електричних мережах і при розрахунках перерізу проводів і жил кабелів можливі наступні спрощені рішення:

а) лінія має суто активне навантаження (p_i або P_i). Тоді $\cos \varphi = 1$, а $i_p = 0$.

Втрата напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_1^n i_i R_i = \sqrt{3} \sum_1^n I_i r_i, \quad \text{або} \quad \Delta U = \frac{\sum_1^n p_i R_i}{U_n} = \frac{\sum_1^n P_i r_i}{U_n}. \quad (7.35)$$

Якщо при цьому переріз проводів на всіх ділянках лінії однаковий, то

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \sum_1^n I_i l_i = \sqrt{3} r_0 \sum_1^n i_i L_i, \quad \text{або} \quad \Delta U = \frac{r_0 \sum_1^n P_i l_i}{U_n} = \frac{r_0 \sum_1^n p_i L_i}{U_n}; \quad (7.36)$$

б) індуктивний опір лінії незначний і в розрахунках ним можна знехтувати, тобто $x \approx 0$. До таких можна віднести кабельні лінії з малим перерізом жил (до 35 мм²). В цьому випадку $x = 0$, отже,

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_1^n i_i R_i \cos \varphi, \quad \text{або} \quad \Delta U = \frac{\sum_1^n p_i R_i}{U_n}; \quad (7.37)$$

в) лінії є однорідними, тобто мають $\frac{x}{r} = \text{const}$ на всіх ділянках. Однорід-

ними лініями являються лінії з однаковим розташуванням проводів, які мають по всій довжині однаковий переріз. Таким чином, опори r_0 і x_0 1 км проводу на всіх ділянках будуть однаковими. Формули для визначення втрат напруги можна представити в наступному вигляді:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(r_0 \sum_1^n I_{ai} l_i + x_0 \sum_1^n I_{pi} l_i \right), \text{ або } \Delta U = \frac{r_0 \sum_1^n P_i l_i + x_0 \sum_1^n Q_i l_i}{U_n}, \quad (7.38)$$

де l_i - довжина ділянки лінії; I_{ai} і I_{pi} - активний і реактивний струм.

Користуючись отриманими формулами, можна визначити переріз проводів або жил кабелів. Найбільш просто це завдання вирішується для окремих випадків, коли реактивна складова втрати напруги $\Delta U_p = \sqrt{3} I x \sin \varphi = 0$. Тоді з формули (7.32)

$$\Delta U = \sqrt{3} I_a r = \sqrt{3} I r \cos \varphi. \quad (7.39)$$

Величина активного опору визначається за формулою $r = \frac{l}{\gamma S}$, отже:

$$s = \frac{\sqrt{3} I l \cos \varphi}{\Delta U \gamma}; \quad \text{або} \quad s = \frac{\sqrt{3}}{\Delta U \gamma} \sum_1^n I_i l_i \cos \varphi. \quad (7.40)$$

Якщо у формулі (7.40) праву частину помножити й поділити на U_n , то отримаємо

$$s = \frac{\sqrt{3} U_n I \cos \varphi l}{U_n \Delta U \gamma}, \quad \text{або} \quad s = \frac{P l}{U_n \Delta U \gamma}. \quad (7.41)$$

У загальному вигляді

$$s = \frac{1}{U_n \Delta U \gamma} \sum_1^n P_i l_i. \quad (7.42)$$

Якщо ΔU виразити у відсотках від U_n , то одержимо

$$s = \frac{\sqrt{3}}{U_n \Delta U \% \gamma} \cdot \sum_1^n I_i l_i \cos \varphi_i; \quad \text{або} \quad s = \frac{100}{U_n^2 \Delta U \% \gamma} \sum_1^n P_i l_i. \quad (7.43)$$

При визначенні перерізу проводів прирівнюють $\Delta U = \Delta U_{\text{дон}}$, тобто знайдений переріз буде найменшим при допустимій втраті напруги. Якщо реакивною складовою втрати напруги знехтувати не можна, то переріз проводу за допустимою втратою напруги можна визначити лише методом послідовних приближень. У першому приближенні можна прийняти, що індуктивний опір проводу не залежить від його перерізу і є постійною величиною для заданої напруги. Таке припущення приведе до невеликої похибки і дозволяє попередньо визначити реактивну складову втрати напруги ΔU_p . Активна складова допустимої втрати напруги $\Delta U_{a.\text{дон}} = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_p$. Знаючи $\Delta U_{a.\text{дон}}$, можна визначити переріз проводу

$$s = \frac{\sqrt{3}Il \cos \varphi}{\gamma \Delta U_{a.\text{дон}}}. \quad (7.44)$$

Після остаточного вибору перерізу проводів необхідно визначити втрату напруги, користуючись значеннями опорів вибраних проводів.

7.15. МЕХАНІЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОВОДІВ ТА ТРОСІВ

Величини механічних навантажень проводів і тросів залежать від кліматичних умов тієї місцевості, де споруджена або буде споруджуватися лінія. Розрахункові кліматичні умови приймаються відповідно до карт районування території швидкісним напорам вітру й по ожеледі і уточнюються матеріалами багаторічних спостережень метеорологічних служб. При визначенні розрахункових навантажень варто виходити із найбільш не вигідних сполучень кліматичних умов, що спостерігаються не рідше одного разу за останні 15 років - для повітряних ліній напругою 500 кВ, 10 років - для ліній напругою 110-330 кВ і 5 років - для ліній напругою 35 кВ і нижче.

Проводи та троси повітряних ліній зазнають дії механічних навантажень, направлених вертикально (маса проводу та ожеледі) і горизонтально (тиск вітру), у результаті чого в металі проводів виникають напруження на розтяг. На величину останніх впливає також і температура навколишнього повітря, це змушує враховувати її при розрахунках. На практиці вважають, що всі навантаження в прольоті між двома опорами рівномірно розподілені по довжині проводів і є статичними, а окремих поривів вітру, які створюють динамічний характер навантаження, не враховують, хоча вони й можливі.

У розрахунок механічної міцності проводів вводять поняття питомих навантажень, тобто таких навантажень, які провід довжиною 1 м зазнає на 1 мм² свого поперечного перерізу. Виведемо формули для визначення питомих навантажень проводів.

Навантаження від маси проводу

Питоме навантаження від маси проводу залежить від його матеріалу й конструкції та дорівнює, Н/м³:

$$\gamma_1 = g \frac{G_0}{s} 10^6, \quad (7.45)$$

де G — маса 1 м проводу, кг; s — розрахунковий (дійсний) переріз усього проводу, на відміну від номінального перерізу, що враховується при електричних розрахунках, мм²; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ — прискорення вільного падіння тіла.

Навантаження від маси ожеледі

При визначенні навантаження від маси ожеледі всі види зледеніння приводять до чистої ожеледі циліндричної форми з об'ємною масою 0,9 г/см³ і вважають, що стінка ожеледі навколо проводу діаметром d має всюди однакову товщину b (рис. 7.18).

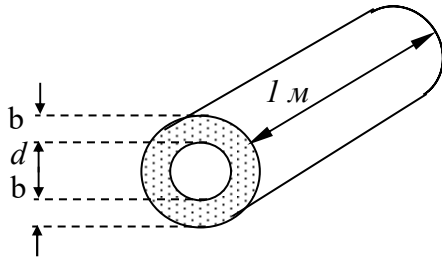


Рис. 7.18. Шар ожеледі товщиною b , що враховується при розрахунках

Питоме навантаження від маси ожеледі γ_2 визначається як маса G порожнього циліндра ожеледі, ділена на поперечний переріз проводу. Об'єм ожеледі на проводі довжиною 1 м становить (см^3):

$$V = \frac{\pi \cdot 1}{4} \cdot [(d + 2b)^2 - d^2] = \pi b(d + b),$$

де b і d подані у міліметрах.

Відповідно маса ожеледі на проводі

$$G = Vg_0 = \pi b(d + b)g_0 = 0,00283b(d + b),$$

де $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^2$ — об'ємна маса ожеледі, прийнята однаковою для всіх районів.

Звідси, питоме навантаження від ожеледі, Н/м^3 (рис.7.19):

$$\gamma_2 = g \frac{G}{F} \cdot 10^6 = 9,8 \cdot 0,00283 \cdot \frac{b(d + b)}{F} \cdot 10^6. \quad (7.46)$$

Навантаження від маси проводу й ожеледі (рис.7.20).

Ці навантаження діють в одному вертикальному напрямку і тому додаються арифметично:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2. \quad (7.47)$$

Навантаження від тиску вітру

Тиск вітру, спрямованого горизонтально під кутом 90° до поверхні проводу, визначається за формулою:

$$p = \alpha c_x Q s,$$

де $Q = v^2/1,6$ - швидкісний напір вітру; v - швидкість вітру; c_x - аеродинамічний коефіцієнт, рівний 1,1 для проводів діаметром 20 мм і більше та 1,2 - для проводів діаметром до 20 мм, а також для всіх проводів, покритих ожеледдю; s - площа діаметрального перерізу проводу, м^2 ; α - коефіцієнт, що враховує нерівномірність швидкості вітру по довжині прольоту:

<i>Швидкісний напір вітру Q, Н/м²</i>	<i>До 270</i>	<i>400</i>	<i>550</i>	<i>700 і більше</i>
<i>Коефіцієнт α</i>	<i>1</i>	<i>0,85</i>	<i>0,75</i>	<i>0,70</i>

Тиск вітру на 1 м довжини проводу діаметром d , мм можна розрахувати за формулою:

$$p = \alpha c_x Q \frac{d}{1000},$$

а питоме навантаження, Н/м³, від вітру на провід, вільний від ожеледі, – за формулою

$$\gamma_4 = \frac{\alpha c_x Q d}{1000s} \cdot 10^6 \quad (7.48)$$

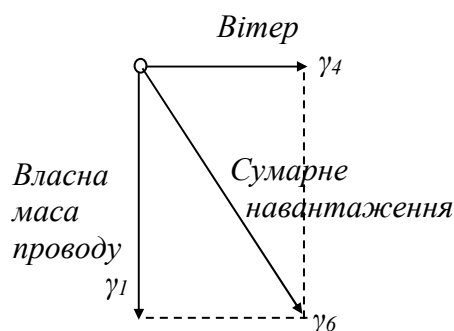


Рис. 7.19. Сумарне питоме навантаження на провід від його власної маси і тиску вітру

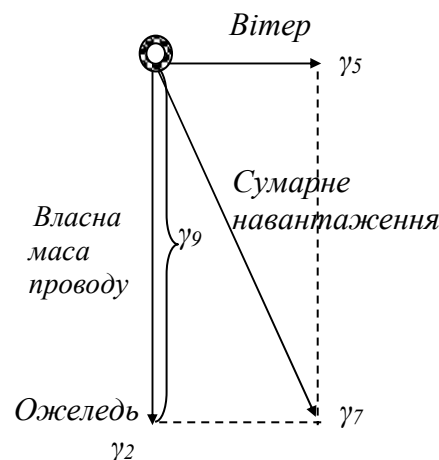


Рис. 7.20. Сумарне питоме навантаження на провід від його власної маси, маси ожеледі і тиску вітру

З появою ожеледі поверхня проводу, на яку тисне вітер, збільшується. Питоме навантаження в цьому випадку, Н/м³:

$$\gamma_5 = \frac{\alpha c_x Q (d + 2b)}{1000s} \cdot 10^6 \quad (7.49)$$

Сумарні навантаження

Для визначення результуючих (сумарних) навантажень на провід треба знайти геометричну суму діючих на нього вертикальних і горизонтальних навантажень.

Так, сумарне питоме навантаження на провід від його маси й тиску вітру на провід (рис. 7.19) дорівнює:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}. \quad (7.50)$$

Сумарне питоме навантаження на провід від маси проводу, маси ожеледі й тиску вітру (рис. 7.20) становлять:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} . \quad (7.51)$$

7.16. СТІЛА ПРОГІНУ ТА МЕХАНІЧНА НАПРУГА У ПРОВОДІ

Провід, закріплений у двох точках на однаковій висоті, який зазнає рівномірно розподіленого навантаження від власної маси, маси ожеледі й тиску вітру, можна розглядати, як гнучку нитку, що прийняла форму ланцюгової лінії (рис. 7.21).

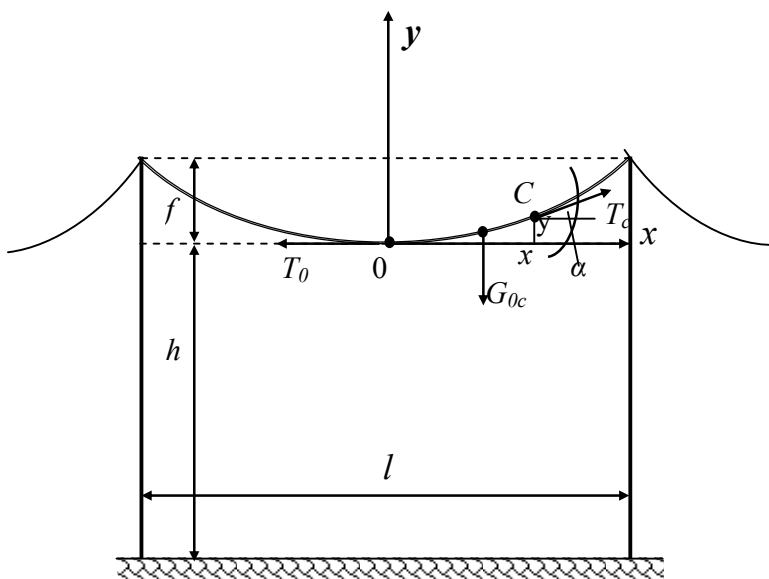


Рис. 7.21. Основні характеристики проводу в прольоті

При достатньо великих відношеннях довжини прольоту l до стріли прогину f (що відповідає дійсності) крива прогину проводу дуже близька до параболи наступного виду:

$$y = h + kx^2.$$

При сполученні початку координат із найнижчою точкою прогину проводу (тобто вважаючи $h = 0$) рівняння параболи прийме, вигляд:

$$y = kx^2.$$

Виходячи з цього рівняння й приймаючи довжину проводу у прольоті приблизно рівною довжині прольоту ($L \approx l$), виведемо формулу для розрахунку стріли прогину проводу. У кожній точці уздовж проводу, закріпленого на опорах, діє сила тяжіння, зумовлена навантаженнями на провід і залежить від стріли прогину проводу. Виріжемо ділянку OC із координатами $O(0, 0)$ і розгляне-

мо його рівновагу. На відрізок проводу в точках O і C діють постійні сили тяжіння T_0 й T_C , а також вертикальні навантаження

$$G_{OC} = g_0 x,$$

де g_0 — вертикальне навантаження проводу довжиною 1 м. Умови рівноваги відрізка будуть дотримані, якщо сума проєкцій всіх складових сил на осі x та y буде дорівнювати нулю, тобто

$$\sum x = 0 \text{ або } -T_O + T_C \cos \alpha = 0; \quad (7.52)$$

$$\sum y = 0 \text{ або } -g_0 x + \dot{O}_N \sin \alpha = 0; \quad (7.53)$$

Поділивши вираз (7.53) на вираз (7.52), одержимо

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{g_0 x}{T_0}.$$

Пам'ятаючи, що $\operatorname{tg} \alpha$ є перша похідна $\frac{dy}{dx}$ можемо написати:

$$dy = \frac{g_0}{T_0} x dx,$$

де g_0 і T_0 - постійні величини; y - поточна ордината кривої прогину проводу:

$$y = \frac{g_0}{T_0} \int x dx = \frac{g_0}{2T_0} x^2. \quad (7.54)$$

Підставивши у вираз (7.54) $x = l/2$, одержимо вираз для стріли прогину проводу (для прольоту)

$$f = \frac{g_0 l^2}{8T_0}. \quad (7.55)$$

Виразивши вертикальне навантаження проводу g_0 через його питоме навантаження $\gamma_x = g_0/F$, а тяжіння проводу T_0 — через напруження матеріалу проводу $\sigma_0 = T_0/F$, отримаємо розрахункову формулу для стріли прогину проводу:

$$f = \frac{\gamma_x l^2}{8\sigma_0}, \quad (7.56)$$

де γ_x — питоме вертикальне навантаження проводу, яке відповідає умовам розрахунку проводу; σ_0 — напруження при розтяганні в нижчій точці проводу, що відповідає тим самим умовам розрахунку.

Вираз (7.56) являє собою рівняння параболи з хордою l і стрілою f . Як відомо з математики, довжина дуги такої параболи, а отже, і довжина проводу в прольоті буде:

$$L = l + \frac{8}{3} \cdot \frac{f^2}{l}. \quad (7.57)$$

Довжина проводу в прольоті відрізняється від довжини прольоту менш, ніж на 0,1%, тобто на дуже малу величину. Таким чином, зроблене раніше припущення про рівномірний розподіл навантаження не по довжині проводу, а по довжині прольоту, не приводить до помітної похибки.

Механічне напруження в матеріалі проводу по його довжині неоднакове у різних точках прольоту. У нижчій точці прогину проводу воно є найменшим (σ_0), а біля точок закріплення проводу на опорі воно, під впливом вертикальних навантажень проводу, досягає найбільшої величини (σ_A). Для визначення цієї найбільшої величини служить формула:

$$\sigma_A = \sigma_0 + \gamma_x f. \quad (7.58)$$

У прольотах нормальної довжини різниця між σ_A й σ_0 дуже мала (не більше 0,3%) і нею звичайно нехтують, використовуючи для розрахунків дані по напруженням у нижчій точці прогину проводу. Але при дуже великих прольотах (близько 500 м і більше) необхідно використовувати формулу (7.58).

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. За якими ознаками класифікуються лінії електропередачі?
2. Назвіть конструкції проводів повітряних ЛЕП.
3. У яких випадках застосовують анкерні опори повітряних ЛЕП?
4. Що таке втрати, падіння та відхилення напруги?
5. Які величини впливають на значення втрати напруги в лінії електропередачі?
6. Назвіть складові витрат на лінії електропередачі.
7. Як ви розумієте умову теплової рівноваги провідника ЛЕП?
8. Назвіть відомі вам методи розрахунку електричних мереж.
9. Як вибирають перетин мереж напругою до 1000 В?
10. Назвіть особливості вибору перетину кабельних мереж напругою вище 1000 В.

Теми рефератів

1. Будова та методи прокладки повітряних ліній електропередачі.
2. Методи прокладки кабельних ліній електропередачі.
3. Склад та розрахунок параметрів схем заміщення ЛЕП.

8. ПІДСТАНЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1. ПРИЗНАЧЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ І ЇХНЯ КЛАСИФІКАЦІЯ

Електричні підстанції служать для прийому, перетворення і розподілу електроенергії і складаються з трансформаторів або інших перетворювачів енергії, розподільних пристроїв з комутаційними апаратами і збірними шинами, пристроїв керування, захисту, автоматики, виміру і допоміжних споруджень. У залежності від переваги тієї або іншої функції розрізняють підстанції трансформаторні (ТП), перетворювальні (двигун-генераторні, випрямні і т.п.) і розподільні. Знижувальні підстанції підрозділяються на районні та місцеві.

Районні підстанції живляться від районних мереж, призначених для електропостачання великих районів, і мають первинну напругу 750; 500; 220; 150 і 110 кВ і вторинну напругу 220; 150; 110; 35; 10; 6 кВ. Підстанції місцевого призначення живляться від розподільних мереж високої напруги і мають первинну напругу 220; 150; 110; 35; 10; 6 кВ і вторинну напругу 10; 6; 0,66; 0,4 кВ.

Підстанції, що одержують живлення по трьох і більш напрямках, називають вузловими; включені в розсітку лінії – прохідними, а приєднані наприкінці тупикових ліній – кінцевими або тупиковими.

Головні знижувальні підстанції (ГЗП) служать для прийому електроенергії з енергосистеми, зниження напруги живлення (20-500 кВ) до напруги розподілу електроенергії по підприємству (6-35 кВ).

Розподільним пристроєм (РП) називається електроустановка, що служить для прийому електроенергії від електросистеми і розподілу по території підприємства на тій же напрузі без трансформації й яка містить комутаційні апарати, пристрої захисту й автоматики, вимірювальні прилади, збірні і сполучні шини і допоміжні пристрої.

Розподільні пункти (РП) призначаються для прийому електроенергії як від електросистеми, так і від ГЗП або розподільного пристрою (РП) електричної станції підприємства на тій же напрузі без трансформації і розподілу її по цехових підстанціях. На великих підприємствах може бути декілька РП. У цьому випадку, якщо РП електростанції сполучається з РП, останній одержує назву головного розподільного пристрою (ГРП).

Цехові підстанції (ЦП) або трансформаторні підстанції (ТП) служать для прийому електроенергії в системі електропостачання підприємства на напрузі 6-35 кВ з наступною її трансформацією на напругу 0,22-0,66 кВ для розподілу електроенергії в цеху на цій напрузі.

Перетворювальні підстанції (ПП) служать для прийому електроенергії в системі електропостачання підприємства на напрузі 6-35 кВ і перетворення електроенергії змінного струму в електроенергію постійного струму на напрузі, регламентованій технічними умовами.

В залежності від конструктивного виконання ТП і РП підрозділяються на закриті і відкриті. Закритими називаються пристрої, все або основне устаткування яких розташовано в будинках. Закриті трансформаторні підстанції широко застосовують у мережах для живлення освітлювального і силового наванта-

жень. Закриті розподільні пристрої (ЗРП) найчастіше споруджують в установках напругою до 20 кВ включно. В установках великих напруг (35-220 кВ) ЗРП споруджують тільки при розташуванні їх у забруднених зонах, поблизу моря й у місцевостях з дуже низькою температурою повітря. Відкритими називаються пристрої, устаткування яких розташоване на відкритому повітрі. Відкриті розподільні пристрої (ВРП) найчастіше будують в установках напругою 35 кВ і вище. Широко поширені також найпростіші відкриті підстанції невеликої потужності напругою 6-35 кВ.

Застосовувані в даний час ТП, РП, РП можна підрозділити на збірні і комплектні. Збірні електроконструкції виконують з окремих елементів і вузлів, виготовлених і вкомплектованих на заводах або в майстернях, з монтажем електроустаткування на місці установки. Комплектні пристрої цілком виготовляють на заводі і доставляють у зібраному виді; на місці установки їхні великі елементи тільки монтують. Ці установки відповідають вимогам індустріалізації енергетичного будівництва, тому в даний час вони стають найбільш розповсюдженою формою виконання електричних пристроїв. Разом з тим широко споруджують також установки змішаного типу, виконувані частково як збірні і частково як комплектні.

В залежності від розташування розрізняють наступні підстанції: внутріцехові, вбудовані, прибудовані й ті, що окремо стоять. Внутріцеховою називається підстанція, розташована всередині виробничого приміщення, причому доступ до устаткування підстанції здійснюється з того ж або з іншого приміщення, але в тім же будинку. Вбудованою називається закрита підстанція, вписана в контур основного будинку; при цьому трансформатори і вимикачі викочуються зовні будинку. Прибудованою називається підстанція, що безпосередньо примикає до основного будинку; при цьому викочування трансформаторів і вимикачів здійснюється назовні будинку.

За принципом обслуговування підстанції можуть бути мережні й абонентні. У першому випадку підстанції обслуговує персонал енергосистеми, у другому – персонал споживача. Крім того, підстанції можуть бути стаціонарні і пересувними, тобто, що пересуваються на інше місце без демонтажу устаткування.

8.2. СХЕМИ З'ЄДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ

Схеми підстанцій розробляються в тісному зв'язку з загальною схемою електропостачання підприємства. При цьому необхідно враховувати перспективи розвитку підприємства, місце розташування підстанції, характер споживачів електроенергії і їхнє розташування, ступінь відповідальності їхнього електропостачання, схему електричної системи і характер її споживачів, а також цілий ряд інших факторів, у тім або іншому ступені впливаючих на схему. Чим простіше і наочніше схема з'єднання, тим вище надійність її роботи і безпека обслуговування, тим менше первісні витрати на спорудження установки. Чим менше число операцій при включенні і відключенні окремих кіл підстанції, тим простіше і зручніше її експлуатація.

Розрізняють два основних види схем: схеми електричних з'єднань первинних кіл і схеми електричних з'єднань вторинних кіл. Схеми первинних кіл за формою зображення підрозділяються на однолінійні і багатолінійні. На однолінійних схемах вказують основні елементи установки. Подібні схеми називають принциповими. Якщо в схемах показують також апарати, вимірювальні прилади і реле, то їх називають повними однолінійними схемами. Вони є основними схемами електричних з'єднань підстанцій. Трилінійні схеми дають можливість установити взаємний зв'язок між електроустаткуванням даного кола. Вони мають обмежене застосування і складають їх тільки для окремих елементів установки.

На щитах керування установками наносять умовну, так названу мнемонічну схему, що відображає однолінійну схему, у яку врізають ключі керування із сигнальними лампами і прилади сигналізації положення роз'єднувачів. На щитах, що не мають мнемосхеми, може міститися оперативна схема або схема-макет.

Схеми вторинних кіл також підрозділяють на принципові, повні, монтажні і принципово-монтажні.

На схемах первинних з'єднань вимикачі і роз'єднувачі показують у положенні, що відповідає режимові їхньої роботи. На схемах вторинних з'єднань контакти апаратів і реле показують у положенні, що відповідає відсутності струму у всіх колах схеми.

Розрізняють схеми підстанцій з однією і двома системами збірних шин. Схеми з двома системами збірних шин (рис. 8.1,а) мають гнучкість, універсальність і надійність. При застосуванні подвійної системи шин одна з них найчастіше розділяється на секції, а інша виконується несекціонованною. При цьому одна система шин є робочою, а друга – резервною. Однак схеми з подвійною системою збірних шин (особливо з двома вимикачами на коло) багато коштують, складні в експлуатації і вимагають спеціальних блокувань.

Останнім часом переважно застосовують схеми з одною системою шин (рис. 8.1,б), що скорочує число комутаційних операцій і можливих при цьому помилок. Схеми з одною системою збірних шин застосовують в установках всіх напруг. Вони забезпечуються надійним і простим блокуванням, а також спрощеною автоматикою (АПВ, АВР). Все це збільшує надійність схеми з одною системою шин. Таким чином, основними достоїнствами схем з одною системою збірних шин є їхня простота і невелика вартість виконання розподільного пристрою. Одну систему збірних шин можна виконати несекціонованною або секціонованною. Перші придатні тільки для живлення невідповідальних споживачів (з одним джерелом живлення). У більшості випадків застосовують секціонування збірних шин за допомогою вимикача або двох послідовно включених роз'єднувачів. Число секцій визначається схемою електропостачання і характером підключених споживачів. У більшості випадків число секцій приймають рівним числу джерел живлення. Лінії, що відходять, розподіляють між секціями так, щоб змушене відключення однієї секції по можливості не порушувало електропостачання відповідальних споживачів. Секції працюють роздільно, і секційний апарат нормально виключений.

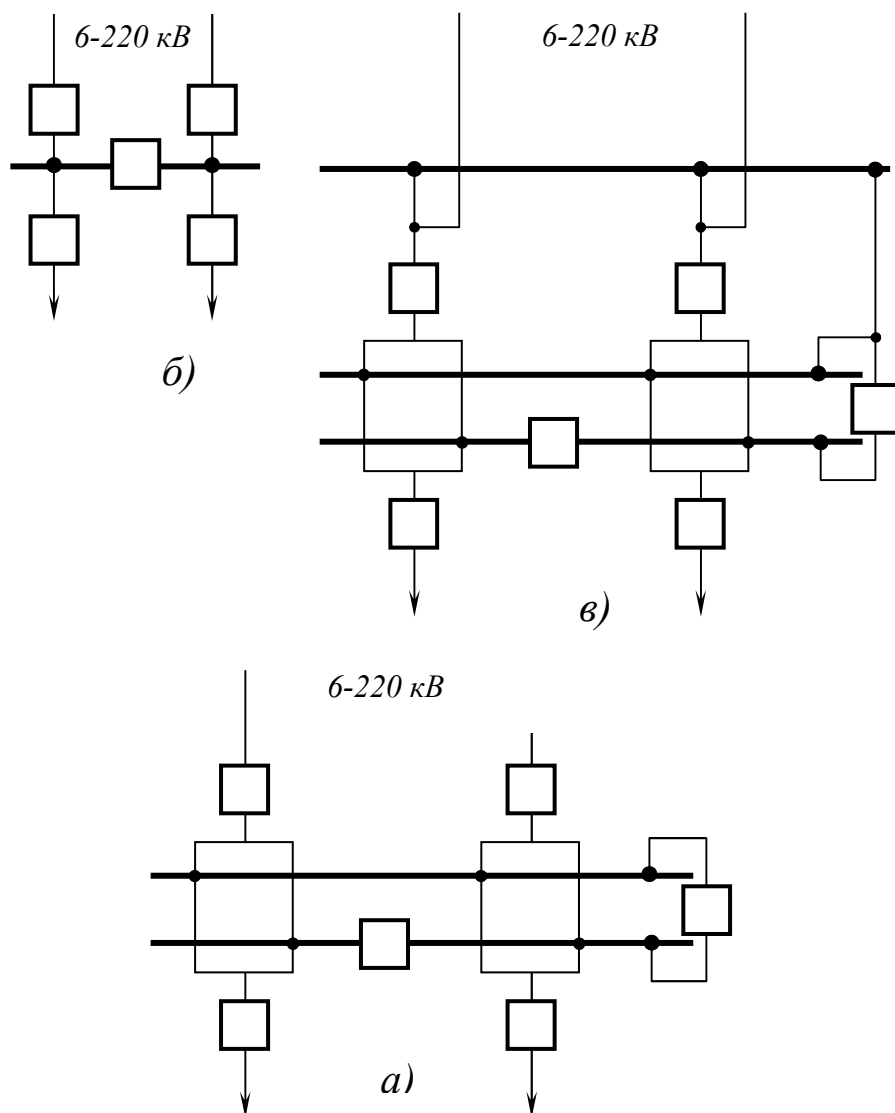


Рис. 8.1. Схеми з'єднання підстанцій:

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

Схеми з обхідною системою збірних шин (рис. 8.1, в) застосовують як при двох, так і при одній робочих системах. Схеми з обхідною системою шин передбачаються в рідких випадках, коли необхідна маневреність і гнучкість оперативних переключень, а також коли потрібна часта ревізія вимикачів за характером їхньої роботи. Обхідну систему приєднують до кожної з основних систем шин через окремий обхідний вимикач.

В даний час, в зв'язку зі значним поліпшенням якості електроустаткування і підвищенням надійності його роботи стало можливим широке застосування спрощених схем з'єднання підстанцій. Ці схеми, як правило, виконують без збірних шин і з мінімальною кількістю вимикачів, а іноді і без них. Це зменшує витрату електроустаткування і будівельних матеріалів, знижує вартість розподільних пристроїв, зменшує ймовірність ушкоджень, забезпечує необхідний ступінь надійності, спрощує експлуатацію електроустаткування, а також знижує безпеку обслуговування цих схем.

Широке застосування на всіх ступінях системи електропостачання одержали спрощені блокові схеми з'єднань (рис. 8.2), засновані на так званому «блоковому принципі» — блок «лінія — трансформатор — лінія». В залежності від потужності і призначення ГЗП, від схеми їхнього живлення і віддаленості від живильного джерела на первинній напрузі 35-220 кВ застосовують наступні спрощені схеми з'єднання.

Схеми з короткозамикачами і віддільниками (рис. 8.2,а). В цій схемі кожен трансформатор підключений до своєї лінії через роз'єднувач і віддільник. Останній має електричний привод, що дає можливість схеми керування виконувати автоматичними. Кількість полюсів короткозамикача залежить від режиму роботи нейтралі (однополюсні в мережах із глухозаземленою нейтраллю, двополюсні в мережах з ізольованою нейтраллю). Короткозамикач призначений для збільшення чутливості релейного захисту.

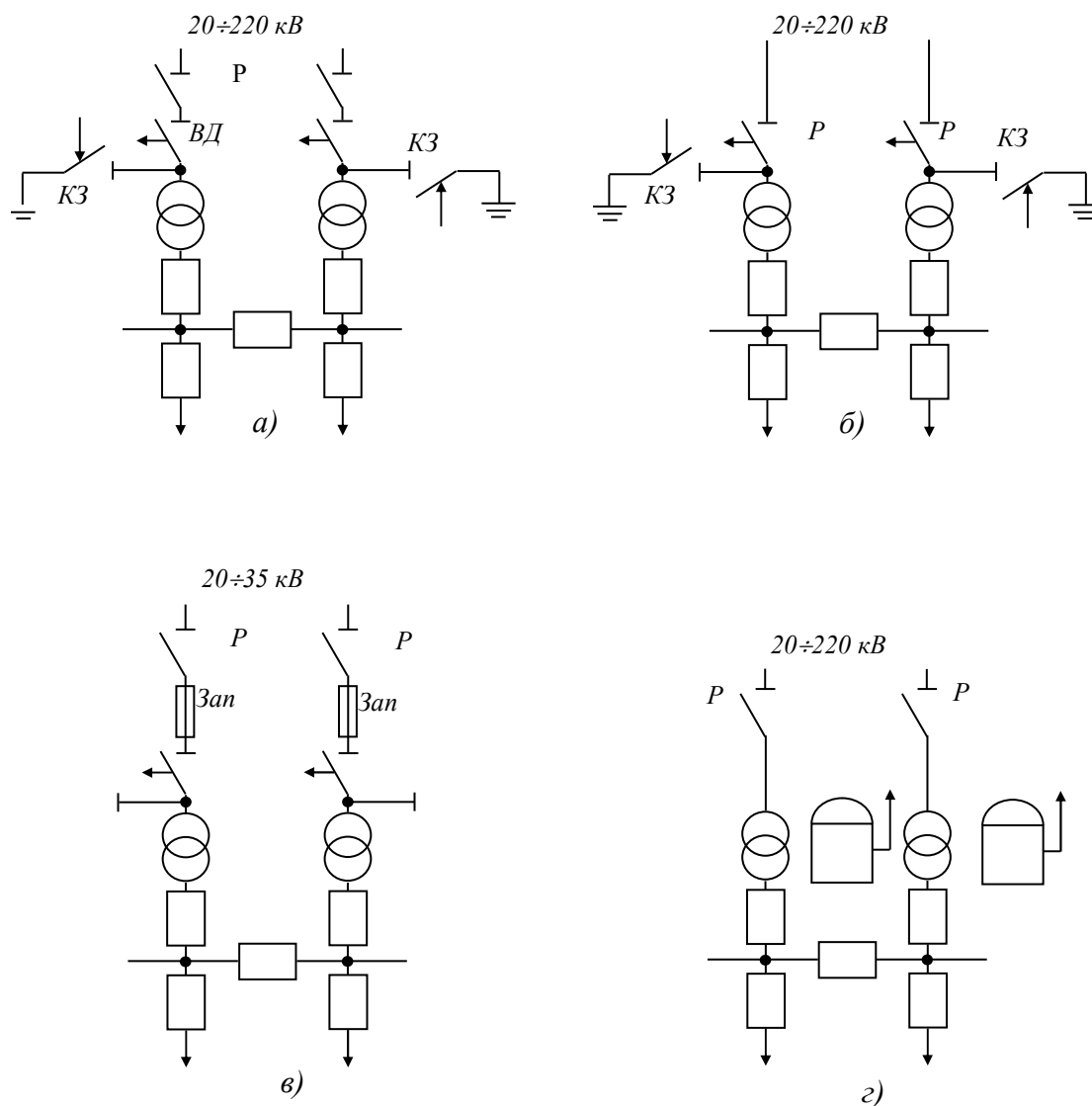


Рис. 8.2. Спрощені блочні системи з'єднання підстанцій:

а – з короткозамикачами та віддільниками; б – тільки з короткозамикачами;
в – з роз'єднувачами та стріляючими запобіжниками; г – з глухим під'єднуванням

Схема діє в такій послідовності: під впливом релейного захисту трансфо-

рматора замикається короткозамикач ушкодженого трансформатора (створюється штучне коротке замикання) і відключається вимикач на головній ділянці живильної лінії, що постачається пристроєм автоматичного повторного включення (АПВ). При цьому за допомогою допоміжних контактів короткозамикателя замикається коло привода віддільника, що відключає ушкоджений трансформатор лише при знеструмленій живильній лінії, тобто пізніше відключення головного вимикача і раніше, ніж подіє його АПВ, під час так званої «безструмової паузи». Для цього в схемі передбачається блокування, що дозволяє відключення віддільника тільки при відключеному вимикачі джерела живлення, оскільки віддільник не здатний відключати струм навантаження і тим більше струм ушкодження.

Після відключення віддільником ушкодженого трансформатора АПВ головної ділянки лінії, що має необхідну витримку часу, знову автоматично включає і тим самим відновлює живлення неушкоджених трансформаторів і інших підстанцій, підключених до даної лінії.

Описана схема забезпечує надійне живлення споживачів усіх категорій і дозволяє розширити можливості застосування глибоководного введення. Однак при цьому необхідно мати на увазі наступні її недоліки: складність у порівнянні зі схемами, що не вимагають віддільників; відключення, хоча і короткочасне, при ушкодженні будь-якого трансформатора, інших трансформаторів, підключених до даної магістральної лінії; застосування іноді дворазового АПВ, що ускладнює пристрій останнього; потрібно більш складне блокування з іншими апаратами; ускладнюється релейний захист і автоматика при наявності на вторинній напрузі (6-10 кВ) великих синхронних двигунів, синхронних компенсаторів, зв'язків із ТЕЦ і іншими джерелами, що дають підживлення при короткому замиканні в мережі первинної напруги; при коротких замиканнях поблизу живильних шин вимикач з боку головної ділянки живильної лінії не завжди відключає струм КЗ

Приведені схеми з'єднань підстанцій рекомендується застосовувати для транзитних ліній, що синхронізують або зв'язують яку-небудь електростанцію з енергосистемою. Кількість підстанцій, що приєднуються до однієї лінії, не повинне бути більш чотирьох при потужності трансформаторів до 20 МВ·А та більше двох-трьох - з трансформаторами більшої потужності.

На рис. 8.2,б зображені схеми тільки з короткозамикачами. До цієї групи відносяться одно- то двотрансформаторні підстанції, що живляться за схемою блоку «радіальна лінія – трансформатор». Схеми тільки з короткозамикачами прості, не вимагають віддільників і, що саме головне, ушкодження трансформаторів не відбивають на інших підстанціях. Ці схеми застосовують для трансформаторів тих же потужностей, що і схеми з віддільниками. Діє схема в такий спосіб. При виникненні ушкодження в трансформаторі короткозамикач включається під впливом релейного захисту від внутрішніх ушкоджень (газового, диференціального), до яких нечуттєвий захист головної ділянки лінії; при цьому відбувається штучне КЗ, що викликає відключення вимикача на головній ділянці лінії. Головний вимикач при цьому здійснює захист не тільки лінії, але й трансформатора.

На рис. 8.2, в зображені схеми з роз'єднувачами і стріляючими запобіжниками. Такі схеми застосовують на відкритих підстанціях напругою 35 і 110 кВ із запобіжниками ПСН-35 і ПСН-110. У закритих приміщеннях їхня установка не допускається. Запобіжники рекомендують застосовувати для трансформаторів потужністю до 4000 (6300) кВ·А, а надалі, після освоєння більш потужних запобіжників, область їхнього застосування повинна поширюватися. Вони більш зручні в експлуатації в порівнянні з короткозамикачами і віддільниками, мають швидкодію, а по простоті й економічності не уступають останнім і навіть перевершують їх.

До недоліків схем із запобіжниками відносяться: мала чутливість при перевантаженнях і невеликих струмах ушкодження, можливість виникнення двофазного режиму при перегорянні однієї фази запобіжника, збільшення часу перерви живлення при заміні запобіжників у порівнянні з релейним захистом, великий розкид захисних характеристик, труднощі узгодження з вище і нижче розташованими захистами, що викликає збільшення ступіней часу і труднощі забезпечення селективності.

Схеми тільки з роз'єднувачами або з глухим приєднанням (рис. 8.2, г) припустимі для трансформаторів потужністю до 4000-5600 кВ·А включно, не потребуючого газового захисту, при живленні їх по радіальній тупиковій лінії за схемою блоку «лінія — трансформатор». Практично їх можна застосовувати для трансформаторів будь-якої потужності при віддаленості джерела живлення до 2-3 км.

Схеми з глухим приєднанням трансформаторів 110-220 кВ є найпростішими; їхнє застосування доцільне на підприємствах із забрудненим і агресивним середовищем. Для передачі імпульсу, що відключає, від захистів трансформатора на вимикач головної ділянки лінії рекомендують використовувати наявні канали зв'язку, захисту і телемеханіки. При цьому такі схеми допускаються до застосування і при більшому віддаленні джерел живлення.

8.3. ВИБІР ТИПУ І ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Вибір типу і місця підстанцій, а також числа, потужності і виконання трансформаторів зумовлюється величиною і характером електричних навантажень і розміщенням їх на генеральному плані, а також виробничими, архітектурно-будівельними й експлуатаційними вимогами з врахуванням конфігурацій приміщень, розташування технологічного устаткування, умов навколишнього середовища, умов охолодження, пожежної й електричної безпеки і типу застосованого електроустаткування.

Для визначення центра електричних навантажень (ЦЕН) при проектуванні на генеральний план підприємства наноситься картограмма навантажень. Остання являє собою розміщені за планом окружності, площа яких πr_i^2 в обраному масштабі m дорівнює розрахунковим навантаженням P_i :

$$P_i = \pi r_i^2 m, \quad (8.1)$$

звідки радіус окружності

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}. \quad (8.2)$$

Кожне коло розділяють на сектори, що відповідають освітлювальному, силовому, низьковольтному і високовольтному навантаженням.

Картограмму варто наносити на план окремо для активного і реактивного навантажень. Перша дозволяє вибрати раціональне місце розташування як живильної підстанції (ГРП) всього промислового підприємства, так і окремих цехових трансформаторних підстанцій (ТП). Друга допомагає визначити місце установки пристроїв, що компенсують. Існують наступні методи, що дозволяють аналітично визначати ЦЕН.

Перший метод дозволяє визначити ЦЕН для випадку, коли навантаження цехів рівномірно розподілені по площі цеху. При цьому вважають, що ЦЕН збігається з центром ваги фігури. Якщо розрахункове навантаження кожного цеху P_i , а координати центра кола, що позначає це навантаження, x_i , y_i , то в довільно прийнятій на плані системі координат можна знайти координати ЦЕН за формулами

$$X_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad Y_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}. \quad (8.3)$$

Другий метод враховує тривалість T_i роботи окремих цехів або груп споживачів. У цьому випадку координати ЦЕН визначаються за формулами

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i T_i}. \quad (8.4)$$

Третій метод, відповідно до якого раціональне розташування ГЗП, ГРП або ТП повинне відповідати мінімумові приведених розрахункових витрат, передбачає для визначення ЦЕН розв'язок системи алгебраїчних виразів.

Перераховані методи дозволяють визначити ЦЕН як деякий умовний центр, тому що в дійсності ЦЕН постійно зміщується в зв'язку зі зміною графіка навантаження, змінності підприємства і його розвитку. Підстанцію розташовують поблизу теоретичного центра навантажень з координатами X_0 і Y_0 .

Число трансформаторів для силової частини сполученої підстанції бажано приймати не більш двох. Двотрансформаторні підстанції економічно більш ефективні, чим підстанції з великим числом трансформаторів. Для таких підс-

танцій легко виконати найбільш прості схеми електричних з'єднань з мінімальними витратами на комутаційну апаратуру.

В усіх випадках, якщо це можливо за умовами надійного резервування, варто розглядати варіант з установкою одного трансформатора зі здійсненням резервного живлення від найближчої підстанції по мережі 6-10 кВ.

Надійність електропостачання споживачів просто здійснити за рахунок установки двох трансформаторів однакової потужності. Один з них при нормальному режимі роботи може бути відключений або включений. Кращим рішенням є використання потужності обох трансформаторів у нормальному режимі, при цьому обидва трансформатори повинні працювати роздільно на різних секціях шин 6-10 кВ. При аварії або виводі в ремонт одного трансформатора другий повинен забезпечити безперебійну роботу споживачів 1-ї та 2-ї категорії.

Потужність трансформаторів варто вибирати з врахуванням їхньої перевантажувальної здатності. Якщо ж не брати до уваги перевантажувальну здатність трансформатора, то його номінальна потужність може виявитися завищеною.

Граничне перевантаження для трансформаторів, що не мають «складського» резерву, складає 30 %. З врахуванням вимог резервування і перевантажувальної здатності номінальна потужність кожного з двох трансформаторів ГЗП складе

$$S_n = \frac{K_{1-2} K_{cm} P_{\Sigma}}{K_n \cdot \cos \varphi_k}, \quad (8.5)$$

де K_{1-2} – коефіцієнт, що враховує наявність на підприємстві споживачів 1-ї та 2-ї категорії; K_{cm} – коефіцієнт сполучення максимумів; P_{Σ} – розрахункове сумарне активне навантаження; K_n – коефіцієнт, що враховує припустиме перевантаження трансформатора ($K_n \leq 1,3$); $\cos \varphi_k$ – коефіцієнт потужності з врахуванням компенсації реактивних навантажень (0,93-0,95).

Коефіцієнт завантаження трансформатора для двотрансформаторної підстанції визначається за формулою:

$$K_z = \frac{K_{cm} P_{\Sigma}}{2 S_n \cdot \cos \varphi_k}$$

у припущенні, що обидва трансформатори однакової потужності і навантаження між ними розподілена рівномірно.

При проектуванні й експлуатації варто прагнути до того, щоб фактичне завантаження трансформаторів було б близьке до економічного.

8.4. ЦЕХОВІ ТРАНСФОРМАТОРНІ ПІДСТАНЦІЇ

Від цехових ТП живляться мережі до 1000 В, що розподіляють електрое-

нергію між споживачами. Кількість ТП і їх потужність істотно впливають на довжину цехових мереж до 1000 В, мереж 6-10 кВ, що живлять ТП, втрати потужності в мережах і трансформаторах, а також на вартість мереж, трансформаторів і осередків вимикачів на розподільному пристрої 6-10 кВ.

Економічну потужність цехових ТП, а отже, і їхня кількість для визначеного навантаження об'єкта визначають за допомогою методики за мінімумом приведених витрат, що враховує всі перераховані фактори. Для орієнтованого визначення потужності ТП і їхньої кількості доцільно користуватися питомим навантаженням ($\text{кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2$) і повним розрахунковим навантаженням об'єкта (корпуса, цеху, відділення).

Розташування цехових ТП істотно впливає на побудову раціональної й економічної схеми розподілу електроенергії. За розташуванням розрізняють наступні цехові підстанції (рис. 8.3):

1 - внутріцехові, в яких все устаткування розташовується всередині виробничого або іншого приміщення, причому доступ до цього устаткування здійснюється з того ж приміщення;

2 - вбудовані, котрі вбудовані в контур будинку, але мають викочування трансформаторів і бакових масляних вимикачів назовні;

3 - прибудовані (закриті, відкриті), що прибудовані до будинку;

4 - окремо стоячи, розташовані на території підприємств на деякій відстані від будинку цеху;

5 - крышесые, розташовані на даху будинку цеху;

6 - підземні, розташовані нижче рівня полючи, у підвалах і спеціальних поглибленнях.

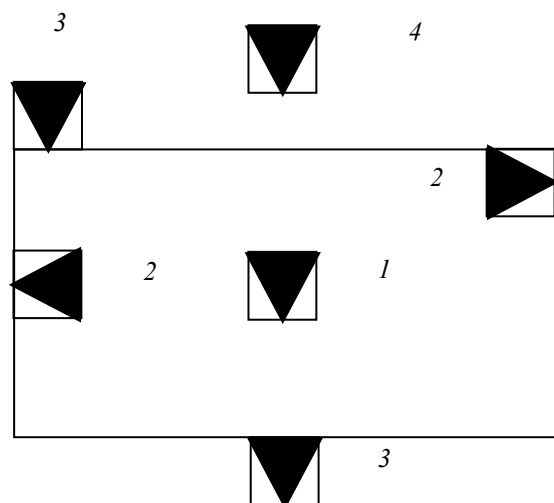


Рис. 8.3. Розташування цехових підстанцій:

1 – внутріцехова; 2 – вбудована; 3 – прибудована; 4 – та, що окремо стоїть

Внутріцехові ТП, наближені до ЦЕН, дають максимальну економію кольорового металу і зниження втрат електроенергії. Їх застосовують головним чином у багатопрогонових цехах великої ширини, розташовуючи внутріцехові ТП переважно біля колон або біля постійних закритих внутріцехових приміщень, щоб не займати площ, що обслуговуються кранами.

Вбудовані в цех або прибудовані до цеху закриті ТП або підстанції з відкритою установкою трансформаторів біля зовнішньої стіни цеху застосовують в цехах невеликої ширини (одно-, дво-, а іноді і трипрольотних) або при розташуванні частини навантажень за межами цеху, а також тоді, коли важко вибрати місце або не можна споруджувати внутріцехові підстанції.

Прибудовані підстанції доцільно виконувати з зовнішньою установкою трансформаторів біля зовнішньої стіни цеху, якщо це відповідає нормам архітектурного оформлення цехів або забезпечує необхідні проїзди і розриви між бу-

динками. Через значну вартість виробничої площі ТП прагнуть винести з цеху, але так, щоб не віддаляти їх значно від ЦЕН. В зв'язку з цим з'явилися конструкції дахових і підземних ТП. Однак через погані експлуатаційні показники такі ТП широкого застосування не знайшли.

Схеми цехових знижувальних підстанцій, живлення яких здійснюється найчастіше на напрузі 6-10 кВ, повинні бути максимально прості. Спрощуються схеми комутації завдяки відмовленню від збірних шин первинної напруги, застосуванню на всіх приєднаннях малої і середньої потужності вимикачів навантаження в комплекті із силовими запобіжниками (при радіальному і магістральному живленні).

Найбільше спрощуються схеми живлення при глухому приєднанні трансформаторів, що широко застосовується при радіальному живленні кабельними лініями (рис. 8.4, а, б).

Однак іноді при живленні ТП за схемою блоку лінія – цеховий трансформатор приходить відмовлятися від глухого приєднання трансформатора. Установка комутуючого апарата (масляного вимикача, вимикача навантаження, роз'єднувача) на ТП потрібно в наступних випадках: а) при живленні від пункту, що знаходиться у веденні іншої експлуатуючої організації; б) на підстанціях, віддалених від живильного пункту на 3-5 км; в) при необхідності установки апарата, що відключає, за умовами захисту (наприклад для впливу газового захисту або захисту від однофазних замикань на землю на стороні нижчої напруги трансформатора); г) при живленні підстанцій по повітряній лінії.

При магістральному живленні на введенні до трансформатора, як правило, встановлюють запобіжники в комплекті з вимикачем навантаження або роз'єднувачем для селективного відключення трансформатора при його ушкодженні або ненормальному режимі роботи. Вимикач навантаження з запобіжниками можна застосовувати в колі трансформаторів потужністю до 1000-1600 кВ·А і батареї конденсаторів до 400 кВАр, якщо його параметри достатні не тільки по номінальному режимі, але й режимі короткого замикання.

При резервуванні ТП по стороні нижчої напруги кабелями передбачається можливість живлення 20-25% навантаження відключеного трансформатора, а при резервуванні шинами – до 60-70%.

При живленні цехових мереж за схемою блоку трансформатор — магістраль без збірних шин на напругу до 1000 В на підстанції необхідно передбачити комутуючу апаратуру для швидкого відключення магістралі черговим персоналом при аварії, пожежі, нещасних випадках і т.д.

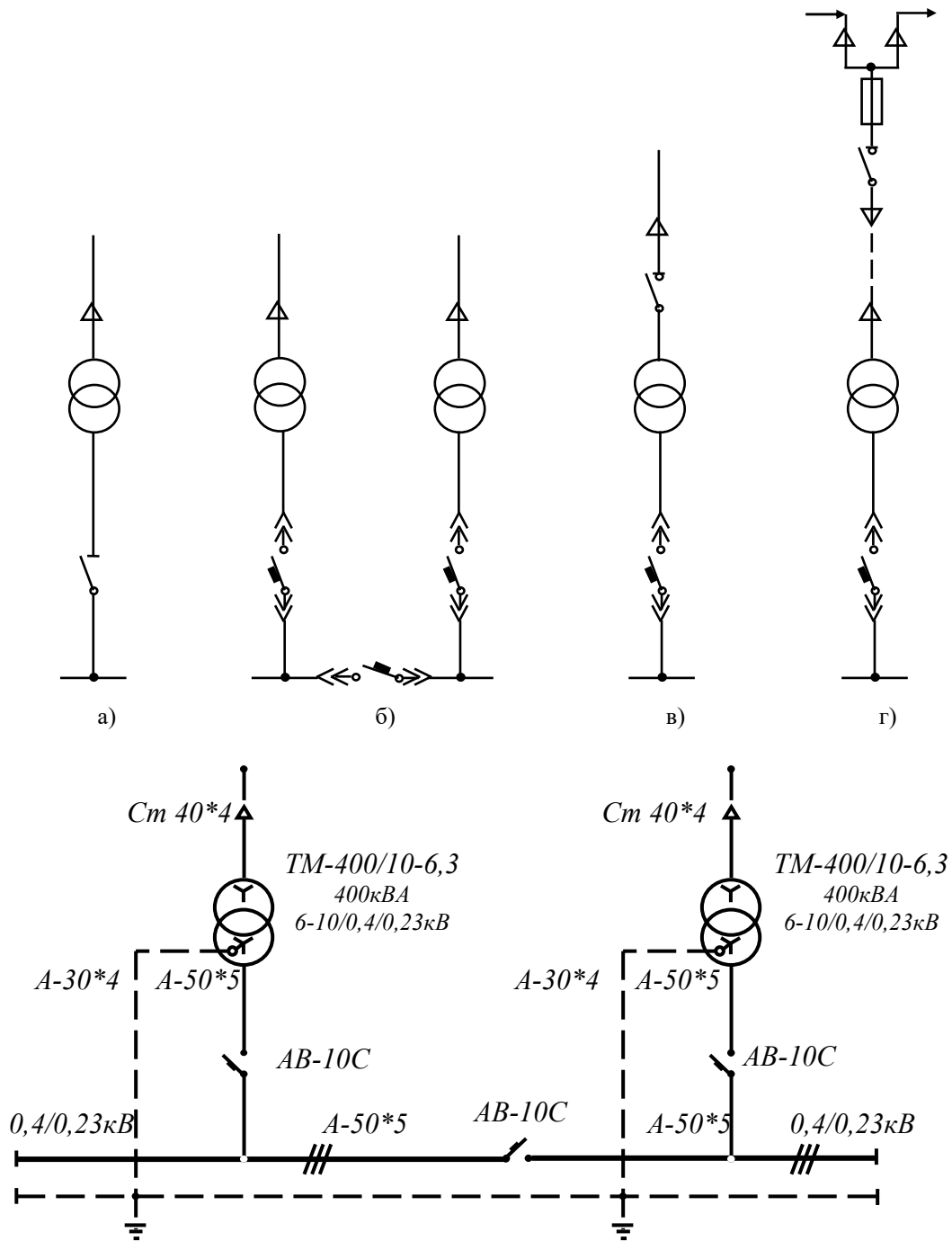


Рис. 8.4. Схеми живлення знижуючих підстанцій

При застосуванні в цеху комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) схеми живлення відрізняються від схем звичайних цехових підстанцій деякими конструктивними елементами. Наприклад, у КТП роз'єднувачі замінені так званими втичними контактами. Як комутаційні апарати на стороні вищої напруги можуть передбачатися вимикачі навантаження, на стороні нижчої напруги – повітряні автомати.

На промислових підприємствах застосовують трансформаторні підстанції різних конструкцій. Широке застосування в даний час знаходять комплектні

трансформаторні підстанції внутрішньої (КТП) і зовнішньої (КТПЗ) установки. Вони розраховані для приєднання до кабельних і повітряних мереж 6 або 10 кВ. КТП складається з трьох основних вузлів: ввідного пристрою 6 або 10 кВ, силового трансформатора і розподільного пристрою 0,38 кВ.

Вводні пристрої КТП виконуються для глухого приєднання живильної лінії або для приєднання через вимикач навантаження типу ВНП-17 із запобіжниками типу ПК. На рис. 8.5 приведені різні схеми введення первинної напруги

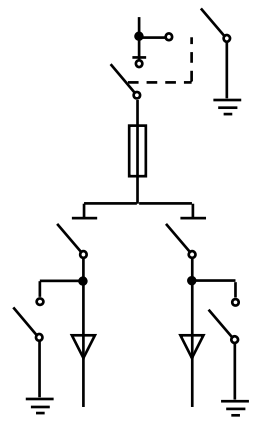
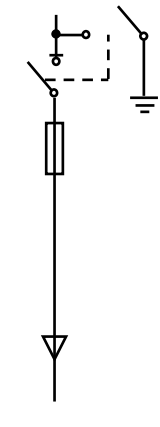
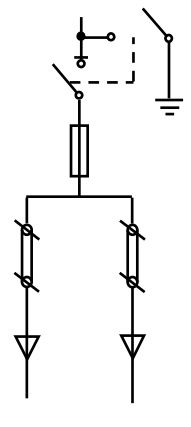
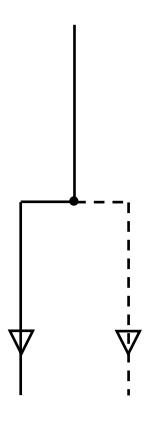
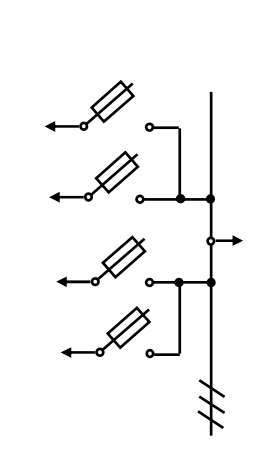
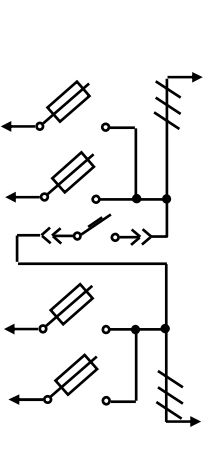
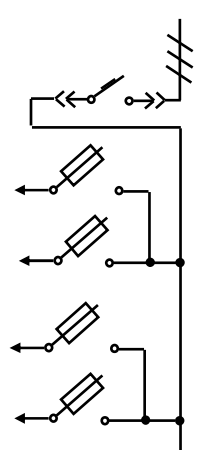
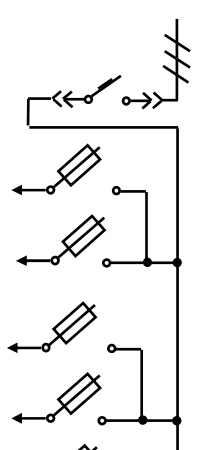
Шафи вводу 6 або 10 кВ				Призначення
ВВ – 3 ВВН - 2	ВВН - 1	ВВ - 2	ВВ - 1	Тип шкафа
				Схема
Ліній, що відходять	Секційний	Ввод 0,4 кВ		Призначення
КБ - 5	КБ - 4	КБ - 2	КБ – 1 КБН - 1	Тип шафи
				Схема

Рис. 8.5. Схеми введів первинної напруги

Потужність трансформаторів КТП буває різною в залежності від типу КТП: від 30 до 1000 кВ·А. КТП виготовляють одно- і двотрансформаторними

однорядного і дворядного виконання (рис. 8.5). КТПЗ виготовляються тільки однострансформаторними.

Розподільний пристрій 0,38 кВ складається з набору металевих шаф з автоматом, а на лінії-блоки, що відходить, запобіжник - вимикач типу БПВ. Схеми з'єднання шаф різного типу показані на рис. 8.5.

На двухтрансформаторних підстанціях передбачене автоматичне і ручне введення резерву (АВР).

8.4. КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ І РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Трансформаторні підстанції (ТП) і розподільні пристрої (РП) можуть бути закритими з розміщенням електроустаткування в будинках і відкритими, з установкою устаткування на відкритому повітрі. Відкриті РП (ВРП) виконуються на напругах 35 кВ і вище, закриті РП (ЗРП) і підстанції – до 35 кВ включно, а при забрудненій і агресивній атмосфері – до 110 кВ. Підстанції розташовують поблизу центра електричних навантажень, що скорочує довжину розподільних мереж, зменшує втрати електроенергії і знижує капітальні витрати. ЦРП і РП розміщують на границі ділянок, що живляться ними, з урахуванням розташування цехових ТП, таким чином, щоб не було зворотних потоків енергії.

За конструкцією розрізняють:

1) збірні РП з виготовленням окремих елементів (устаткування, струмоведучих частин та ін.) на заводах і в електромонтажних організаціях, доставкою їх до місця монтажу і наступною зборкою;

2) комплектні РУ внутрішньої і зовнішньої установки (КРП, КРПЗ) і підстанції (КТП, КТПЗ).

Виготовлені на заводах КРП і КТП транспортують до місця установки вузлами і блоками без демонтажу устаткування. На місці монтажу роблять установку вузлів і приєднання між ними і до мереж електропостачання.

Розміщення РП і підстанцій і їхнє компонування визначаються рядом факторів і здійснюються з врахуванням архітектурно-будівельних вимог, характеру технологічного процесу, умов навколишнього середовища, пожежної безпеки, зручності і безпеки монтажу й експлуатації, схеми і конструктивного виконання мережі електропостачання.

При розміщенні устаткування і компонуванню РУ і підстанцій керуються положеннями ПУЕ. Розглянемо деякі основні вимоги до розміщення устаткування на підстанціях і РП.

Внутріцехові КТП і КРП вкатного типу дозволяється встановлювати на виробництвах категорії Г (обробка матеріалів у розпеченому або розплавленому станах) і категорії Д (обробка непальних матеріалів у холодних станах). Розміщуються КТП і КРП біля стін або колон, а при наявності кранів – під підкрановими коліями поза зоною їхньої роботи і відгороджуються металевими сітками висотою 1,9 м. Усередині огороження передбачаються проходи для огляду й обслуговування.

При установці КТП або КРП в окремому приміщенні також потрібні проходи для їхнього огляду й обслуговування. Мінімальна ширина проходу з боку обслуговування незалежно від типу КРП повинна бути не менш 1,5 м при однорядному розташуванні і 2 м – при дворядному. Для КРП викатного типу ширина проходу, крім того, повинна бути не менше довжини візка плюс 0,6 м при однорядному розташуванні і 0,8 м – при дворядному. Проходи для оглядів КРП і ТП із задньої та бічної сторін повинні бути не менш 0,8 м. При довжині ЗРП до 7 м повинний матися один вихід, при довжині; 7 до 60 м – два виходи по кінцях.

Голі струмоведучі частини в приміщенні ЗРП при прокладці їх над проходами обгороджують на висоті менш 2,5 м при 6-10 кВ і менш 2,7 м при 35 кВ. Як правило, РП понад 1000 В зміщають в окремому приміщенні.

На першому поверсі дозволяється встановлювати КТП із масляними трансформаторами сумарною потужністю до 3200 кВ·А, а на другому поверсі – не більш 1000 кВ·А. Вище другого поверху можна розташовувати тільки сухі трансформатори.

Масляні трансформатори всередині приміщень встановлюють в окремих камерах із проходами для огляду. Відстань від задньої і бокових стін камери до найбільш виступаючих на висоті до 1,9 м від полу частин трансформатора потужністю до 400 кВ·А повинно бути не менш 0,3 м, а для трансформаторів більшої потужності – 0,6 м; до полотнини входних дверей або виступаючих частин передньої стіни – 0,6 і 0,8 м відповідно (при потужності більш 1600 кВ·А – 1 м).

Від зовнішніх стін будинків з виробництвами категорій Г и Д трансформатори встановлюють на відстані 0,8-5 м із захистом від падаючих предметів і при відсутності дверей і вікон до рівня кришки трансформатора. Відстань між трансформаторами потужністю до 63 МВ·А і напругою до 110 кВ повинно бути не менш 1,25 м. Встановлені біля стін трансформатори обгороджують на висоту до 2 м.

Завдяки КРП і КТП спрощується будівельна частина, скорочуються терміни проектування і монтажу, знижуються капітальні витрати на їхнє спорудження, стає можливим широке застосування індустріальних методів монтажу, забезпечується зручне і безпечне обслуговування, полегшується реконструкція і розширення електроустановки.

Заводи поставляють камери, укомплектовані апаратурою високої напруги, вимірювальними приладами, реле захисту і т.п. Повна схема РП містить набір камер з різними схемами заповнення. Монтажні роботи, власне кажучи, зводяться до установки камер, з'єднанню їх збірними шинами, що поставляються комплектно, підключенню ліній і трансформаторів.

Конструктивно камери являють собою шафи, в яких апаратура (вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори напруги, розрядники) кріпиться стаціонарно (КСО) або на рухливому візку (КРП), що викочується із шафи.

Металева шафа викатного КРП розділена перегородками на чотири відсіки: шинний, приєднань та трансформаторів струму, викатного візка і релейний.

Візок може знаходитися в трьох положеннях:

- 1) робочому, коли замкнуті розйоми і контакти вторинних кіл;
- 2) іспитовому, коли замкнуті контакти тільки вторинних кіл;
- 3) ремонтному, коли візок цілком викочується із шафи; система блокування не дозволяє викочувати або вкочувати її при включеному вимикачі.

Викатні КРУ внутрішньої і зовнішньої установки випускаються на 6-10 кВ і номінальні струми до 3200 А. Викатні КРП застосовують для РП, що живлять великі і відповідальні установки, коли необхідна швидка заміна вимикачів, а також на РП 6-10 кВ ГПП і ЦРП. Двостороннє обслуговування шаф КРП вимагає проходу з задньої сторони.

Камери серії КСО (камера збірна одnobічного обслуговування) мають зварений з листової сталі корпус і випускаються в двох модифікаціях: КСО-272 і КСО-366.

Корпус камери КСО-272 поділений на три відсіки: у нижньому встановлений лінійний роз'єднувач з ножами, що заземлюють, або виконується шинний перехід у сусідню камеру, у середньому – вимикачі або трансформатор напруги, у верхньому – шинний роз'єднувач і збірні шини. Вимикач з'єднується з роз'єднувачами через трансформатори струму і прохідні ізолятори. На фасаді камери укріплені приводи роз'єднувачів і вимикача. Три двері замикають нижній і середній відсіки, а також відсік коробки затисків. Всередині встановлена лампа освітлення.

У камері КСО-366 можуть розміщатися вимикач навантаження, запобіжники з роз'єднувачем, трансформатори струму і напруги, розрядники. У сталевих дверях мається оглядове вікно. На фасаді укріплені приводи роз'єднувача або вимикача навантаження і ножів, що заземлюють, і передбачена установка світильника для освітлення проходу обслуговування.

Задня і бічна стінки камер КСО-272 і КСО-366 не мають огорожень, збірні шини відкриті. Тому камери встановлюють прислонно до стіни в окремих приміщеннях ЗРП, з доступом до них тільки кваліфікованого персоналу.

Шафи КРП зовнішньої установки випускають у захищеному виконанні з ущільненням і внутрішнім обігрівом; їх застосовують у КТП із кабельними і повітряними введеннями.

Комплектні трансформаторні підстанції внутрішньої (КТП) і зовнішньої (КТПЗ) установки можуть бути з одним або двома трансформаторами потужністю до 40 МВ·А на 6-10 кВ живильної мережі і 0,38-10 кВ мережі розподілу енергії. Конструктивно КТП включає РП вищої напруги (ВН), трансформатори і РП нижчої напруги (НН). Для внутріцехових мереж застосовують КТП або КТПН з одним або двома трансформаторами потужністю до 2500 кВ·А и напругами 6-10/0,69-0,23 кв. Підстанція складається з трьох вузлів: шафи ВН, масляного або сухого трансформатора і РУНН. Шафи уведення ВН призначені для глухого приєднання трансформатора до лінії, через вимикач навантаження або роз'єднувач із запобіжником.

Підстанції 35-220 кв поєднують три конструктивних вузли: РП вищої напруги, трансформатор і РП нижчої напруги. При глухому підключенні трансформатора до живильної лінії РП високої напруги не потрібно.

На ПГВ РП 6-10 кВ закриті. Введення від силових трансформаторів у приміщення ЗРП виконуються шинами або голими проводами з установкою прохідних ізоляторів і застосуванням вводних камер. На ГПП РП 6-10 кВ може бути закритим або відкритим з установкою камер КРУН. Силові трансформатори установлюють відкрито на фундаментах з напрямними для катків і розташованим навколо маслоприймачів. Для перекошування трансформаторів до місця установки прокладають бетоновані доріжки або рейки.

В залежності від схеми відкрите РП підстанції поєднує окремі осередки ліній, трансформаторів, шинної перемички, у яких встановлена апаратура первинного кола. Електроустаткування встановлюють на металевих або залізобетонних підставах («стілцях») або кріплять на порталах на висоті, що забезпечує безпеку експлуатації.

На рис. 8.6 наведені план (а) і розріз (б) ГПП 110/6-10 кВ. Підстанція включає відкритий розподільчий пристрій (ВРП) напругою 110 кВ, закритий РП 6-10 кВ і ремонтну площадку. Устаткування ВРП встановлено на «стілцях», висота яких дозволяє обходитися без внутрішніх огорожень. Ошиновка виконана голими проводами з кріпленням на порталах. Уся територія підстанції обгороджена. Кількість лінійних камер ЗРП визначається числом ліній, що відходять. Трансформатори власних потреб 6-10/0,4-0,23 кВ встановлюють у камерах КРП (при великій потужності їх встановлюють окремо).

ЗРП розміщується в будинку, як зазначено на рис. 8.6, або вбудовується у виробничий корпус, до зовнішньої стіни якого примикає площадка ВРП. Камери ЗРП встановлюються на канали, куди виконуються введення кабелів мережі 6 (10) кВ. На порталах ВРП і на будинку ЗРП встановлюються блискавковідводи для захисту устаткування 110 кВ від прямих ударів блискавки. Розміщення блискавковідводів визначається розрахунком зони захисту.

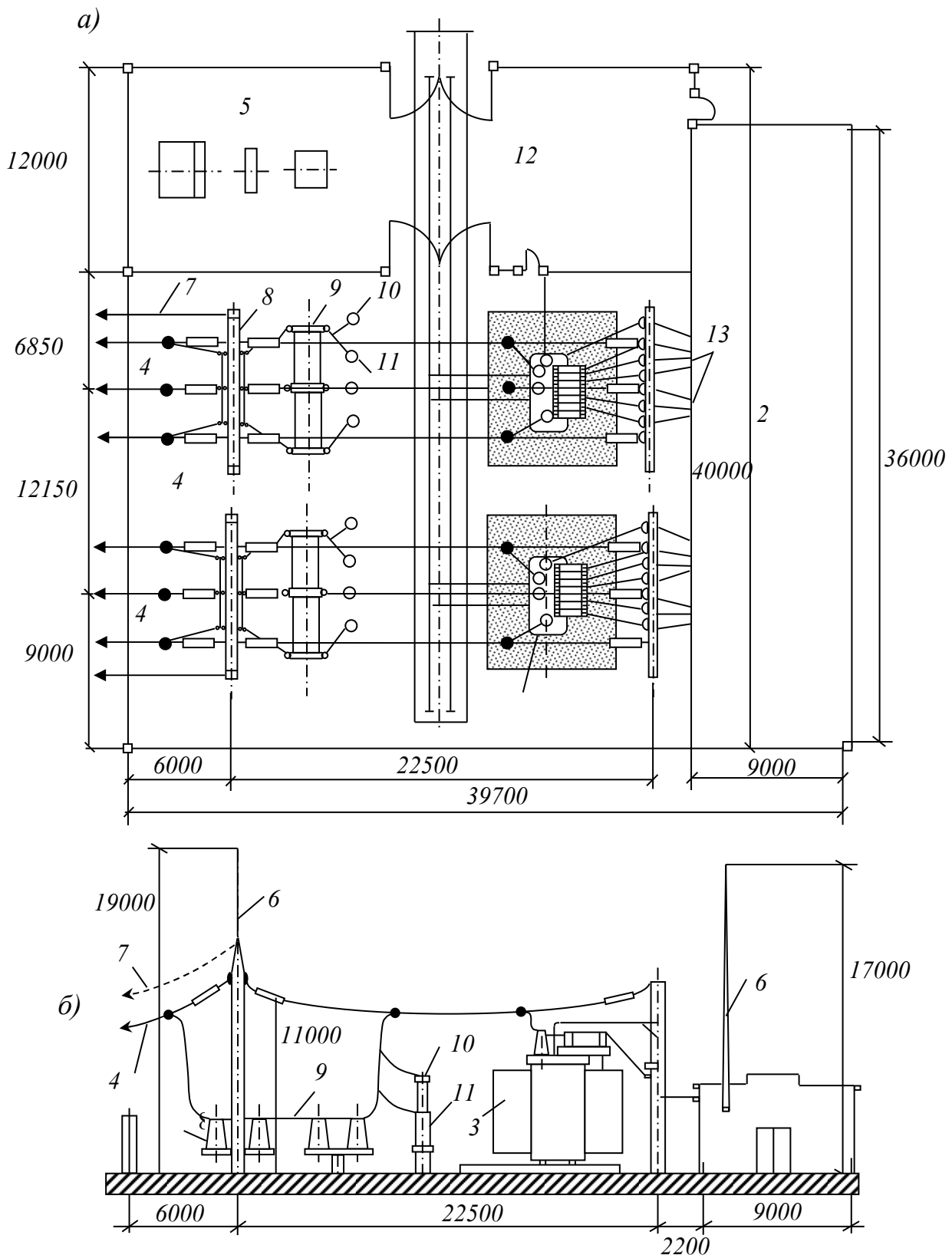


Рис. 8.6. Підстанція 110/6—10 кВ: а — план; б — розріз
 1 — ВРП 110 кВ; 2 — ЗРП 6—10 кВ; 3 — трансформатор; 4 — ЛЕП 110 кВ; 5 — ремонтна площадка; 6 — блискавковідвод; 7 — грозозахисний трос; 8 — роз'єднувач; 9 — віддільник; 10 — короткозамикач; 11 — розрядник; 12 — рельсова колія; 13 — виводи 6—10 кВ трансформатора

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Перетворювальні та розподільні підстанції, їх класифікація.
2. Чому ГЗП і цехові ТП варто розташовувати поблизу центра електричних навантажень?
3. Якими міркуваннями варто керуватися при виборі потужності трансформаторів?
4. Від чого залежить величина систематичних перевантажень трансформатора?
5. Які типи цехових ТП застосовують на промислових підприємствах?
6. Чим визначається доцільність відключення одного із трансформаторів підстанції?
7. Яка область застосування схем підстанцій з короткозамикачами і віддільниками?
8. У чому особливість використання перетворювальних агрегатів на металургійних заводах?
9. Які особливості тягових підстанцій і перетворювальних підстанцій для електролізу?

Теми рефератів

1. Трансформаторні, перетворювальні, розподільні підстанції та їх класифікація.
2. Розміщення та будова комплектних розподільних пристроїв та камер стаціонарних однобічного обслуговування.
3. Визначення центру електричних навантажень та розташування цехових підстанцій.

9. ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІЙ ТА РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИБОРІВ

9.1. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

Силові трансформатори.

Як і синхронні генератори, силові трансформатори є основним електричним устаткуванням, що забезпечує передачу енергії від електричних станцій до споживачів та її розподіл. За допомогою трансформаторів здійснюється підвищення напруги до значень (35, 110, 220, 330, 500, 750 кВ), необхідних для ліній електропередач енергосистем, а також багаторазове східчасте зниження напруг до значень, які застосовуються безпосередньо в приймачах електроенергії (10; 6,3; 0,66; 0,38; 0,22; 0,127 кВ). Силові трансформатори випускаються номінальною потужністю кратної потужності 10, 16, 25, 40, 63 кВ·А в трифазному й однофазному виконанні.

На підвищувальній і знижувальних підстанціях застосовують трифазні трансформатори або групи однофазних трансформаторів із двома або трьома роздільними обмотками — двох- і триобмоткові. Обмотки вищої, середньої та нижчої напруг прийнято скорочено позначати відповідно ВН, СН, НН.

Кожен трансформатор характеризується номінальними даними: потужністю, напругами та струмами первинної і вторинної обмоток, втратами холостого ходу $\Delta P_{х.х.}$, втратами короткого замикання ΔP_k (або втратами в міді ΔP_m), напругою короткого замикання u_k , струмом холостого ходу $i_{х.х.}$ (або i_0), а також групою з'єднання і видом охолодження.

Напругою короткого замикання трансформатора називається напруга, яку необхідно підвести до однієї з обмоток при замкнутій накоротко іншій, щоб в останній протікав номінальний струм. Напруга КЗ у відсотках від номінальної, віднесена до потужності найбільш потужної обмотки, приводиться в каталогах і складає в залежності від потужності трансформатора 4,5-12%.

Струмом холостого ходу називається струм, який при номінальній напрузі встановлюється в одній обмотці при розімкнутій іншій обмотці. Втрати холостого ходу $\Delta P_{х.х.}$ визначаються струмом i_0 вираженим у відсотках від струму відповідної обмотки.

Групою з'єднання називається кутовий (кратний 30°) зсув векторів між однойменними вторинними і первинними лінійними напругами обмоток трансформатора. Найбільше поширення на електричних станціях і підстанціях одержали наступні схеми і групи з'єднань двохобмоткових трансформаторів: «зірка — зірка» (Y/Y — 0; Y/Y — 6) і «зірка — трикутник» (Y/ Δ — 1; Y/ Δ — 11; Y/ Δ — 7; Y/ Δ — 5). Цифра праворуч — число кутових зсувів по 30° між векторами лінійних ЕРС. У трифазних триобмоткових трансформаторах найбільш часто застосовується з'єднання «зірка — зірка нуль — трикутник».

Регулювання коефіцієнта трансформації можна здійснювати при включеному (під навантаженням) або відключеному трансформаторі. Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) застосовуються на електричних станціях і районних підстанціях. Регулювання напруги трансформаторів

при відключеному навантаженні здійснюється на підстанціях промислових підприємств.

Номинальні струми обмоток трансформатора приводяться в каталогах. Під *номинальним навантаженням* слід розуміти навантаження, що дорівнює номинальному струму (номинальній потужності), яке трансформатор може нести безупинно протягом усього терміну служби при номинальних температурних умовах. Ці умови відповідають максимальній температурі навколишнього середовища (+40° С) і середньорічній (+5° С) при установці трансформатора на відкритому повітрі.

У процесі роботи трансформатора ізоляція його зношується. Термін служби ізоляції трансформатора в основному визначається температурою нагрівання його обмоток, яка залежить від навантаження й умов охолодження. Для трансформаторів, що працюють в умовах максимальної температури повітря +40° С, перевищення температури (перегрівання) обмоток над температурою повітря не повинне бути більш +65° С. Таким чином, найбільша припустима температура нагрівання обмоток складає 40° С + 65° С = 105° С.

Якщо трансформатор постійно буде працювати при температурі нагрівання обмоток 105° С, то термін його служби не досягне і 2 років. У реальних умовах роботи трансформаторів температура навколишнього повітря змінюється як протягом доби, так і по сезонах. Оскільки при цьому температура нагрівання обмоток змінюється від граничного до деякого меншого значення, то знос ізоляції обмоток зменшується, а термін служби трансформатора відповідно збільшується. При номинальних температурних умовах охолодження і номинальному навантаженні термін служби трансформатора дорівнює приблизно 20—25 рокам. Температура нагрівання трансформатора звичайно контролюється по температурі верхніх шарів масла.

Для всіх трансформаторів у залежності від умов експлуатації обумовлених резервом потужності, графіком навантаження і температурою навколишнього середовища, можуть бути допущені перевантаження. Силкові трансформатори допускають перевантаження в години максимуму навантаження за рахунок недовантаження в години мінімуму навантаження споживачів і, таким чином, знос ізоляції трансформаторів залишається в межах технічних норм.

Для різних типів трансформаторів і визначених умов їхньої експлуатації, часу перевантаження і значень коефіцієнта K_1 (відносини еквівалентного початкового навантаження до номинального) на рис. 9.1 дані криві перевантажувальних здібностей, обумовлені коефіцієнтом K_2 — відношенням еквівалентного максимуму навантаження до номинального.

Допустиме перевантаження трансформатора в години максимуму навантаження може бути розрахована як

$$S_n = K_2 S_{ном.} .$$

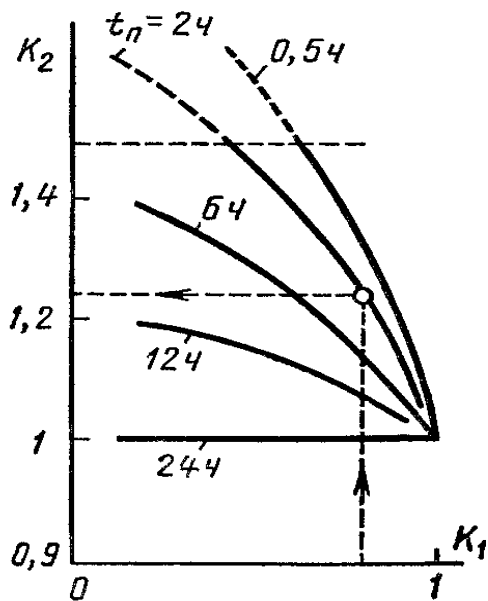


Рис. 9.1. Криві перевантажувальної здібності трансформатора

В обмотках і в сталі магнітопроводу трансформатора, включеного під навантаження, виділяється значна кількість тепла. Щоб підтримувати температуру нагрівання трансформатора в припустимих межах, необхідно протягом усього терміну експлуатації безупинно відводити тепло, що виділяється в ньому, у навколишній простір. Функції охолоджуючого середовища й ізоляції виконує трансформаторне масло, що заповнює бак. При роботі трансформатора масло в ньому безупинно циркулює природно або примусово, поглинає тепло, що виділяється в обмотках і магнітопроводі, нагрівається і піднімається нагору, потім рухається вниз уздовж охолоджуючих поверхонь (по стінках бака, трубам або радіаторам), віддаючи тепло в навколишній простір.

У залежності від потужності трансформаторів застосовують різні види охолодження: природне масляне (М); масляне з повітряним дуттям (Д); те ж, із примусовою циркуляцією масла (ДЦ); масляно-водяне з природною циркуляцією масла (МВ); те ж, із примусовою циркуляцією масла (Ц); із природним повітряним охолодженням у трансформаторах із сухою ізоляцією (С); з непальним діелектриком (Н).

Види охолодження вказуються в заводських позначеннях типу трансформаторів. При цьому літери і цифри означають: Т — трифазний або О — однофазний; Р — наявність розщепленої обмотки НН; Н — виконання однієї з обмоток із пристроєм РПН. Після літерного позначення типу трансформатора в чисельнику дробу вказується номінальна потужність (кВ·А), у знаменнику — значення напруги обмотки ВН (кВ). Відповідно до цього, наприклад, трансформатор типу ТРДН-25000/110 являє собою двохобмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою НН, вид охолодження — масляне з дуттям і природною циркуляцією масла, із пристроєм РПН, потужністю 25000 кВ·А, напруга обмотки ВН — 110 кВ.

Автотрансформатори.

У багатьох випадках при перетворенні змінного струму більш економічно замість трансформаторів застосовувати автотрансформатори. В автотрансфор-

маторах використовується магнітний зв'язок обмоток і електричний зв'язок частин обмоток вищої і нижчої напруг. Силові автотрансформатори отримали широке поширення для мереж суміжних напруг, наприклад 110 і 220 кВ; 220 і 500 кВ. Потужні автотрансформатори виготовляються як в однофазному, так і в трифазному виконанні.

Номінальною або прохідною потужністю автотрансформатора називається гранична потужність, яка може бути передана через автотрансформатор на стороні вищої напруги. Завдяки безпосередньому електричному з'єднанню первинної і вторинної обмоток передача потужності в автотрансформаторі здійснюється й електромагнітним і електричним шляхами.

Потужність, що передається електромагнітним шляхом, називається типовою або розрахунковою. Відношення типової потужності S_m до номінальної $S_{ном}$ називається коефіцієнтом вигідності автотрансформатора, що виражається через коефіцієнт трансформації k і позначається α :

$$\alpha = (1 - 1/k).$$

Враховуючи, що $\alpha = S_m / S_{ном}$ одержимо

$$S_m = \alpha S_{ном}.$$

Отже, типова потужність, що передається електромагнітним шляхом, складає частину вторинної, номінальної потужності. Тому автотрансформатор з номінальною потужністю $S_{ном}$ еквівалентний по розмірах і витраті матеріалів на його виготовлення трансформатору з номінальною потужністю $\alpha S_{ном}$. Чим ближче коефіцієнт трансформації до одиниці, тим менше коефіцієнт вигідності і тим менше по розмірах і дешевше автотрансформатор у порівнянні з трансформатором. Тому автотрансформатори доцільно застосовувати при невеликих коефіцієнтах трансформації. Наприклад, при коефіцієнті трансформації $k = 220/127$ і відповідно коефіцієнті вигідності $\alpha = 0,45$, якщо прохідна номінальна потужність складає 40 МВ·А, то типова (розрахункова) потужність складуть тільки $0,45 \cdot 40 = 18$ МВ·А і габарити такого автотрансформатора будуть еквівалентні габаритам трансформатора потужністю 18 МВ·А.

9.2. КОМУТАЦІЙНА АПАРАТУРА НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В

Комутаційні апарати напругою вище 1000 В — найбільш відповідальний елемент розподільчих пристроїв підстанцій промислових підприємств. Основним комутаційним апаратом є силовий *вимикач*, що призначений для комутації робочих і аварійних струмів. При розриві кола контактами вимикача виникає електрична дуга, що повинна гаситися комутаційним апаратом. При конструюванні апаратів для цієї мети передбачаються спеціальні пристрої, що сприяють гасінню дуги: охолодження дуги за допомогою переміщення її в навколишньому середовищі; обдування дуги повітрям; розщеплення її на кілька рівнобіжних дуг малого перетину; подовження; дроблення; зіткнення дуги з твердим діелек-

триком; створення високого тиску в дуговому проміжку тощо.

Найбільш поширені вимикачі, в яких дугогасним середовищем є рідина або газ, називаються *масляними* або *газовими (повітряними)*. У вимикачах дугогасним середовищем є трансформаторне масло, стиснене повітря, спеціальний газ.

Масляні вимикачі, які випускаються вітчизняною промисловістю, мають в основному два конструктивні різновиди: багато- і маловмісний. З багатовмісних найбільш досконалі вимикачі серії МКП-35, 110 з камерами поперечного масляного дуття. Поряд з масляними в системах електропостачання промислових підприємств використовуються повітряні вимикачі, що мають час відключення 0,06—0,07 с при потужності відключення до 15000 МВ·А. Їхній недолік полягає в тому, що вони мають потребу в компресорному устаткуванні для подачі стиснутого повітря під тиском 8—20 ат. Найбільш розповсюдженими типами повітряних вимикачів є: ВВН-35, 110, 150, 220, 500 відповідно на 35, 110, 150, 220, 500 кВ.

Для розподільних пристроїв 6—10 кВ найбільше поширення одержали маловмісні вимикачі серій: ВМП-10/350 — на номінальний струм до 3000 А і потужність, що відключається, 350 МВ·А; ВМППЭ-10/500 — на номінальний струм до 3200 А, і потужність, що відключається, 500 МВ·А; ВМГ - на номінальні струми 630 і 1000 А, що відключається струм 20 кА, що відключається потужність 350 МВ·А; ВМПП-10/350; ВМПЭ-10/350.

Для мереж напругою 6—10 кВ випускаються вимикачі з електромагнітним дуттям типу ВЭМ-10 на номінальний струм до 1000 А і номінальну потужність, що відключається, 350 МВ·А, призначені для електроустановок з частими комутаціями.

На напругу 6—10 кВ випускаються також вакуумні вимикачі з вакуумною дугогасною камерою. Перевагами апаратів такого типу є тривалий термін служби і велика кількість відключень номінального струму без заміни камери. До їхніх недоліків відносяться висока вартість і мала потужність, що відключається; це робить поки обмеженою область їхнього застосування.

В установках напругою 6—10 кВ, особливо в розподільчих пунктах, на цехових підстанціях підприємств, у міських установках, широко застосовуються вимикачі навантаження з невеликою дугогасною камерою. Вимикачі навантаження типу ВНП-16 і ВНП-17, які одержали поширення, у сполученні з висковольтними запобіжниками у відомій мері замінюють силовий вимикач. Вимикачі навантаження виконуються на номінальний струм до 200 А при напрузі 10 кВ і 400 А при напрузі 6 кВ; вони розраховані на наскрізний ударний струм 30 кА. У мережах промислових підприємств ударні струми КЗ звичайно перевищують ці значення, однак у сполученні з запобіжником типу ПК вимикачі навантаження можуть використовуватися, тому що запобіжник є струмообмежуючим елементом.

Приводи вимикачів призначені для керування ними: включення, відключення, утримання у включеному положенні. За принципом дії приводи поділяються на електромагнітні (соленоїдні), вантажні, пружинні, електродвигунні, пневматичні. При включенні привод споживає найбільшу енергію, переборюю-

чи опір системи передач вимикача, пружин тощо. При відключенні привод повинен мати максимальну швидкість. Споживана потужність при цьому невелика, тому що при відключенні потрібно тільки звільнення засувки, що утримує привод у включеному положенні. Відключення самого вимикача виробляється пружинами, що відключають.

На електростанціях і підстанціях найбільш часто застосовуються електромагнітні (соленоїдні) приводи. На підстанціях зі змінним оперативним струмом найбільше поширення одержали пружинні і пружинно-вантажні приводи. Пневматичні приводи за принципом дії і кінематичною схемою подібні до електромагнітних.

9.3. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТРУМУ

Трансформатори струму — електромагнітні пристрої для перетворення вимірюваного струму до значення, що допускає підключення вимірювальних приладів і апаратів захисту (реле). В установках напругою вище 1000 В вони виконують також функцію ізоляції кіл високої напруги від вимірювальних кіл.

На сердечник трансформатора струму накладені два ізольовані один від одного та від сердечника обмотки: первинна з числом витків ω_1 і вторинна з числом витків ω_2 (рис. 9.2, а). Початки і кінці обмоток трансформатора струму вказуються на їхніх виводах. Виводи первинної обмотки (L_1 і L_2) маркуються довільно, а виводи вторинної обмотки (I_1 і I_2) — з урахуванням прийнятого позначення виводів первинної обмотки. При цьому за початок вторинної обмотки I_1 приймається вивід, з якого миттєвий струм направляється в коло навантаження, у той час як у первинній обмотці струм спрямований від початку обмотки L_1 до кінця L_2 . При такому маркіруванні миттєве значення струму в обмотці реле має той же напрямок, що й в обмотці реле, яка включена безпосередньо в коло, що захищається.

На рис. 9.2, а зазначені напрямки струмів для деякого моменту часу і прийнятого намотування витків. Напрямок потоку Φ при заданому напрямку струму I_1 визначається за правилом буравчика. Струм I_2 завжди спрямований так, щоб розмагнічувати магнітопровід.

При побудові векторної діаграми первинного і вторинного струмів трансформатора струму необхідно задатися їхніми позитивними напрямками. Якщо для первинного струму $\dot{I}_1$ прийняти позитивний напрямок від початку до кінця обмотки, а для вторинного $\dot{I}_2$ — від кінця до початку обмотки, як показано стрілками на рис. 9.2, а, то вектори сил первинної і, що намагнічують, вторинної обмоток виявляються спрямованими протилежно. При цьому, згідно з закону повного струму

$$\dot{I}_1 \omega_1 - \dot{I}_2 \omega_2 = \dot{F}_{\text{нам}}. \quad (9.1)$$

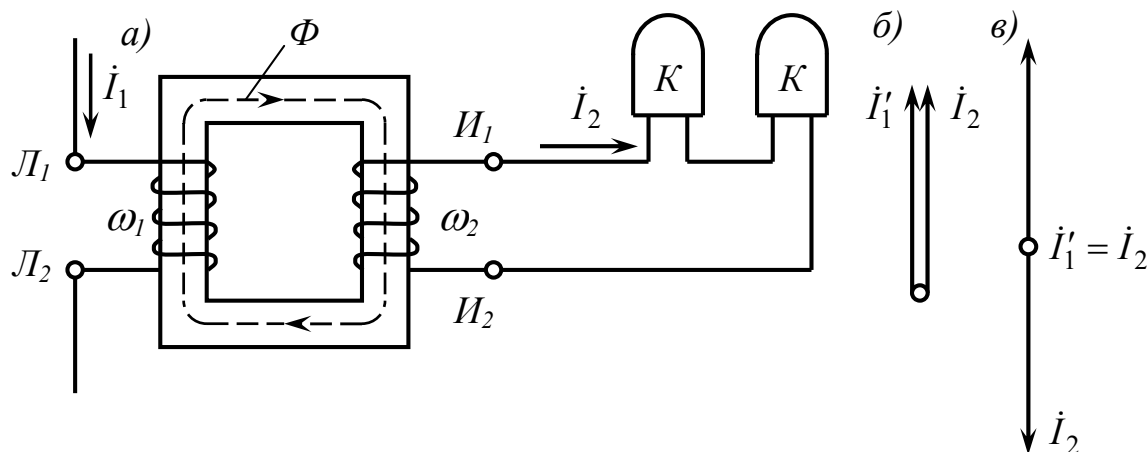


Рис. 9.2. Принцип роботи трансформатора струму:

a — розмітка кінців обмоток трансформатора струму; *б* — векторна діаграма струмів при різних позитивних напрямках первинного и вторинного струмів; *в* — векторна діаграма струмів при однакових позитивних напрямках струмів

В ідеальному трансформаторі результуюча сила, що намагнічує $\dot{F}_{нам} = 0$.
При цьому

$$\dot{I}_1 \omega_1 - \dot{I}_2 \omega_2 = 0, \quad (9.2)$$

або

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 (\omega_1 / \omega_2) = \dot{I}_1'. \quad (9.3)$$

Струми I_2 і I_1' рівні за значенням і збігаються за фазою. На векторній діаграмі вони можуть бути зображені одним вектором (рис. 9.2, б). Якщо позитивний напрямок струмів $\dot{I}_1$ і $\dot{I}_2$ прийняти від початку обмоток до їхніх кінців, то сили обох обмоток, що намагнічують, будуть спрямовані однаково, а I_2 струми I_1' і, рівні за значенням, будуть зображуватися векторами, зсунутими за фазою на кут 180° (рис. 9.2, в). Відношення

$$\frac{\omega_2}{\omega_1} - \frac{I_1}{I_2} = n_A,$$

є коефіцієнтом трансформації трансформатора струму.

Надалі при побудові векторних діаграм позитивний напрямок струму $\dot{I}_1$ приймається від початку до кінця обмотки, а струму $\dot{I}_2$ — від кінця до початку (див. рис. 9.2, б).

Схема заміщення трансформатора струму (рис. 9.3, а) принципово не відрізняється від схеми заміщення силового трансформатора. Опори Z_1' , $Z_{нам}'$ і струми I_1' , $I_{нам}'$ приведені до вторинної обмотки.

Напрямок струмів визначений на підставі вираження (9.1). Для прийнято-

го позитивного напрямку струмів

$$\dot{I}_1 \omega_1 - \dot{I}_2 \omega_2 = \dot{I}_{\text{нам}} \omega_1,$$

відкіля

$$\dot{I}_1 (\omega_1 / \omega_2) = \dot{I}_2 + \dot{I}_{\text{нам}} (\omega_1 / \omega_2),$$

або

$$\dot{I}'_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}'_{\text{нам}}. \quad (9.4)$$

На відміну від силового трансформатора трансформатор струму живиться від джерела струму, оскільки первинна обмотка трансформатора струму включається послідовно в коло, що захищається, через яке протікає весь первинний струм.

Зі схеми заміщення трансформатора струму видно, що опір первинної обмотки Z'_1 не впливає на розподіл струму між віткою намагнічування $Z'_{\text{нам}}$ і віткою навантаження Z_n , тому воно може бути виключене зі схеми (рис. 9.3, б). У відповідності зі схемою, зображеною на рис. 9.3, б, побудована векторна діаграма (рис. 9.4). За вихідний при побудові прийнятий струм намагнічування $\dot{I}'_{\text{нам}}$. Магнітний потік Φ відстає від цього струму на деякий кут γ , величина якого визначається втратами в сталі магнітопроводу. Позитивний напрямок ЕРС $\dot{E}_2$ прийнято співпадаючим з позитивним напрямком струму $\dot{I}_2$, тобто від кінця до початку обмотки. У зв'язку з цим ЕРС $\dot{E}_2$, що наводиться потоком Φ у вторинній обмотці, випереджає його на кут 90° . У замкнутій вторинній обмотці протікає струм $\dot{I}_2$, що відстає від ЕРС $\dot{E}_2$ на деякий кут, обумовлений співвідношенням R і X в опорах Z_2 і Z_n .

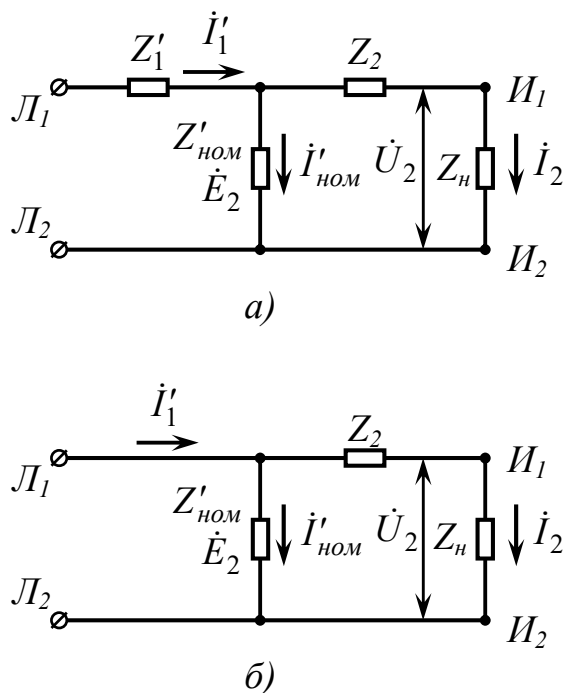


Рис. 9.3. Схеми заміщення трансформаторів струму

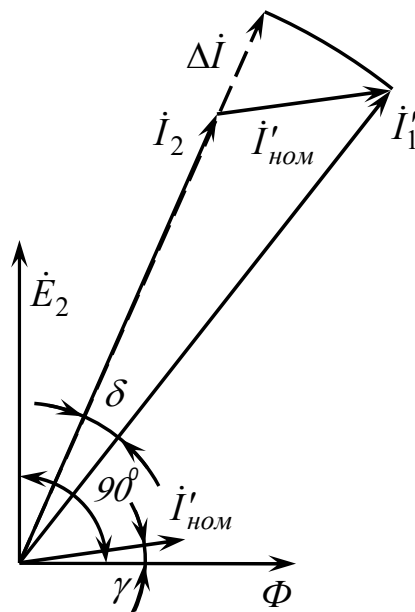


Рис. 9.4. Векторна діаграма трансформатора струму

На підставі схеми заміщення і вираження (9.4) визначається струм I'_1 . З векторної діаграми видно, що вторинний струм I_2 відрізняється від приведенного до вторинної обмотки первинного струму I'_1 не тільки за величиною ΔI , але і за фазою на кут δ .

Струм $I'_{\text{нам}}$ значно менше струму I'_1 , тому результуюча намагнічувальна сила $F_{\text{нам}} = I_{\text{нам}} \omega_1$, визначальний робочий магнітний потік Φ і ЕРС E_2 , у багато разів менше намагнічувальної сили первинної обмотки $I_1 \omega_1$. Очевидно, що чим менше опір навантаження Z_n , тим більша частина струму I'_1 замикається по колі вторинної обмотки і тем точніше працює трансформатор струму.

При збільшенні опору навантаження Z_n струм I'_1 розподіляється таким чином, що струм I_2 зменшується, а струм $I'_{\text{нам}}$ збільшується, тобто трансформатор струму починає працювати з великими похибками. У межі, коли $Z_n = \infty$ (обмотка розімкнута), струм $I_2 = 0$, а $I'_{\text{нам}} = I'_1$ і результуюча сила, що намагнічує, різко зростає. Вона стає рівною силі первинної обмотки, що намагнічує. Наслідком цього є значне збільшення магнітного потоку Φ . При розмиканні вторинної обмотки сталь сердечника швидко насичується, що обумовлює появу на розімкнутій обмотці трансформатора ЕРС E_2 , піки якої можуть досягати тисяч і навіть десятків тисяч вольт, що становить небезпеку для обслуговуючого персоналу й ізоляції самої обмотки. Поряд з цим, у зв'язку зі збільшенням магнітного потоку, зростають втрати в сталі, і магнітопровід трансформатора неприпустимо перегрівається, що може призвести до прискореного зносу або навіть ушкодження ізоляції трансформатора струму. Таким чином, нормальним режимом роботи трансформатора струму є режим короткого замикання вторинного кола з малою силою, що намагнічує, $F_{\text{нам}}$.

Трансформатори струму мають класи точності 0,2; 0,5; 1; 3; 10, що відповідають струмовим похибкам у відсотках. Так, при розрахунках за користування електроенергією клас точності повинен бути 0,5, для лабораторних приладів — 0,2, для щитових електровимірювальних приладів — 1, для пристроїв релейного захисту — 3 або 10. Як правило, високовольтні трансформатори струму мають дві обмотки з різними класами точності, підключаються відповідно до вимірювальних приладів і до струмових кіл релейного захисту.

Конструктивне виконання трансформаторів струму досить різноманітне. Для установок в мережах напругою до 20 кВ їх виконують прохідними з порцеляною (фарфоровою) ізоляцією: багатовиткові типу ТПФМ на струми до 400 А, одновиткові типу ТПОФ на струми 600—1600 А. На струми більш 2000 А трансформатори випускають з литою ізоляцією. Первинною обмоткою таких трансформаторів є сама шина. У зовнішніх установках напругою 35—220 кВ застосовують трансформатори типу ТФН із порцеляновим корпусом, залиті маслом, а також вбудовані в прохідні ізолятори, наприклад ТПВ-35.

9.4. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ НАПРУГИ

Трансформатори напруги призначені для перетворення високої напруги мережі в напругу, зручну для виміру звичайними приладами, а також для ізоляції цих приладів. Номінальна напруга вторинних обмоток приймається 100 В або $100/\sqrt{3}$ В. За будовою та принципом дії трансформатор напруги подібний із силовим трансформатором (рис. 9.5).

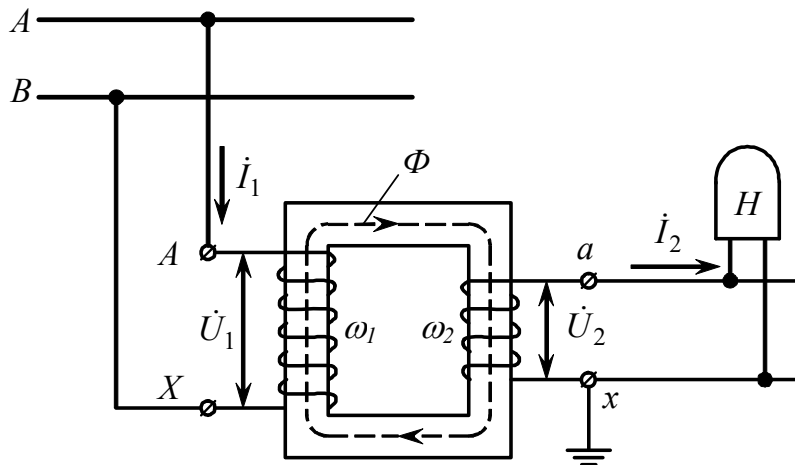


Рис. 9.5. Однофазний трансформатор напруги

Первинна обмотка вимірювального трансформатора напруги з числом витків ω_1 включається на напругу мережі U_1 . Під дією цієї напруги по обмотці ω_1 протікає струм намагнічування $I_{\text{нам}}$, що створює в сердечнику магнітний потік Φ . Магнітний потік, у свою чергу, буде наводити в первинній ω_1 і у вторинній ω_2 обмотках е. р. с. з діючими значеннями відповідно:

$$E_1 = 4,44 f \omega_1 \Phi; \quad E_2 = 4,44 f \omega_2 \Phi.$$

Звідси випливає, що

$$E_1/E_2 = \omega_1/\omega_2. \quad (9.5)$$

Відношення ω_1/ω_2 називається коефіцієнтом трансформації трансформатора напруги і позначається n . У режимі холостого ходу струм $I_2 = 0$, а струм у первинній обмотці $I_1 = I_{\text{нам}}$. При цьому $U_2 = E_2$ і напруга U_1 незначно відрізняється від е. р. с. E_1 . Тому можна вважати, що

$$n_V = \omega_1/\omega_2 = U_1/U_2. \quad (9.6)$$

На рис. 9.6, а показана схема заміщення, а на рис. 9.6, б — векторна діаграма приведенного трансформатора напруги. Робота трансформатора з навантаженням супроводжується протіканням струму I_2 і збільшенням у порівнянні з холостим ходом струму I'_1 . Ці струми створюють спадання напруги $\Delta \dot{U}$ в первинній і вторинній обмотках, унаслідок чого

$$\dot{U}_2 = \dot{U}'_1 - \Delta \dot{U}.$$

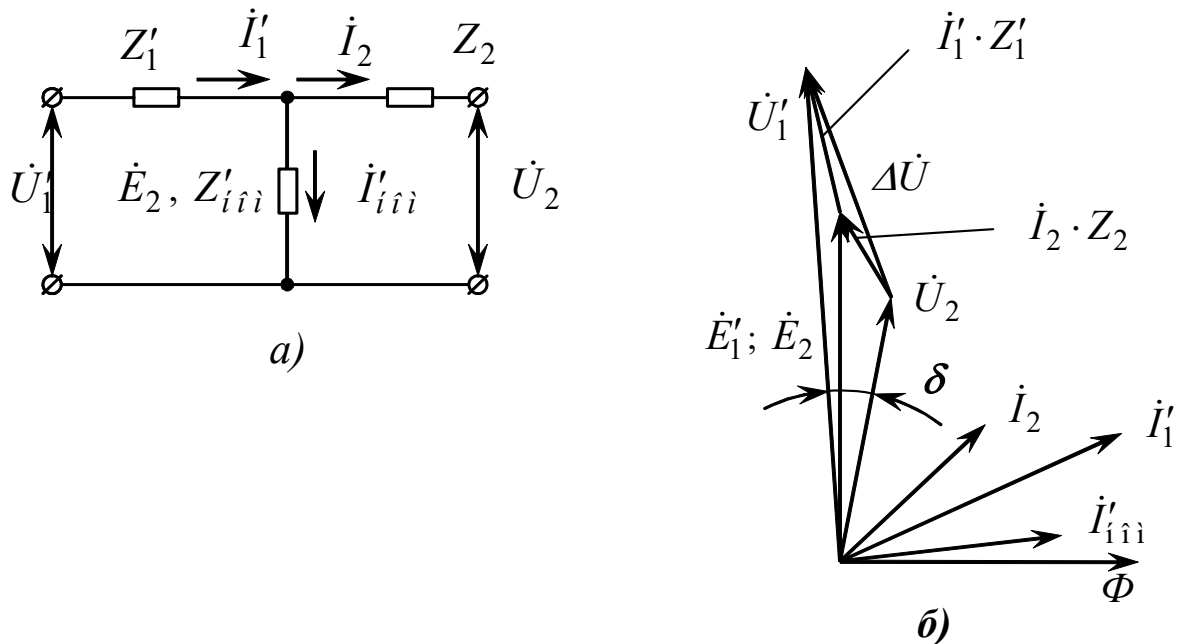


Рис. 9.6. Схема заміщення (а) и векторна діаграма (б) однофазного вимірювального трансформатора напруги

З векторної діаграми (рис. 9.6, б) випливає, що вторинна напруга $\dot{U}_2$ відрізняється від приведеної первинної $\dot{U}'_1$ не тільки за величиною, але і за фазою. Тому трансформатор має дві похибки:

- похибка у величині (значенні) вторинної напруги $\Delta U = (\Delta U / U'_1) 100\%$, або, приймаючи до уваги невелике значення кута δ (менш 1°),

$$\Delta U = [(n_n U_2 - U_1) / U_1] 100\%; \quad (9.7)$$

- похибка в куті, що визначається кутом δ між векторами напруг $\dot{U}'_1$ і $\dot{U}_2$.

Значення похибок трансформатора напруги визначаються спаданням напруги $\Delta \dot{U}$, що збільшується з зростанням вторинного навантаження (струму I_2). Разом з ним зростають і похибки. Тому бажаним режимом роботи вимірювального трансформатора напруги є режим, близький до холостого ходу.

В умовах експлуатації трансформатор напруги може працювати з різними похибками. У залежності від величини цих погрешностей стандартом установлені чотири класи точності: 0,2; 0,5; 1 і 3. Ці цифри відповідають похибці трансформатора напруги в значенні вторинної напруги у відсотках.

Номінальна потужність трансформатора віднесена до визначеного класу точності. Однак за умовою нагрівання він може допускати перевантаження в кілька разів, виходячи при цьому з заданого класу точності.

Початки і кінці обмоток трансформатора напруги маркуються відповідно до правила, що було викладено при розгляді трансформаторів струму. Прий-

нято позначати: A — початок первинної обмотки; a — початок вторинної обмотки; X — кінець первинної обмотки; x — кінець вторинної обмотки.

Для трансформаторів напруги, як і для трансформаторів струму, у залежності від прийнятого позитивного напрямку струму і напруги можна побудувати векторні діаграми зі співпадаючими або протилежно спрямованими векторами вторинної $\dot{U}_2$ і приведенної первинної $\dot{U}'_1$ напруг. Похибки при цьому не враховуються. Наприклад, для аналізу релейного захисту більш зручною є векторна діаграма зі співпадаючими векторами $\dot{U}_2$ і $\dot{U}'_1$.

Похибка трансформатора напруги визначається значенням струму холостого ходу і значенням навантаження вторинної обмотки. Як і трансформатор струму, трансформатор напруги може працювати в залежності від вторинного навантаження в різних класах точності.

Трифазні триобмоткові (п'ятистріжневі) вимірювальні трансформатори напруги мають групу з'єднань «зірка — зірка» і третю обмотку (з'єднану в розімкнутий трикутник), що служить фільтром напруги нульової послідовності. Номінальну напругу додаткових вторинних обмоток, що з'єднуються в розімкнутий трикутник, підібрано так, щоб значення $3U_0$ складало 100 В при номінальній міжфазній напрузі мережі. Сума фазних напруг трьох фаз у нормальному режимі, а також при три- і двохфазних КЗ дорівнює нулю; отже, напруга між виводами обмоток, з'єднаних у розімкнутий трикутник, буде теоретично дорівнювати нулю (практично є присутнім напруга небалансу рівна приблизно 0,5—2 В). При однофазному замиканні на землю в мережі з ізольованою нейтраллю на виводах обмотки, з'єднаної в розімкнутий трикутник, виникає напруга рівна геометричній сумі напруг неущкоджених фаз.

9.5. ІЗОЛЯТОРИ І ШИНИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ

Струмоведучі частини розподільчих пристроїв кріпляться й ізолюються один від одного за допомогою ізоляторів. Останні поділяються на лінійні, апаратні, опорні та прохідні.

Лінійні ізолятори призначені для кріплення проводів ліній електропередачі.

Апаратні ізолятори служать для кріплення і виводу струмоведучих частин електричних апаратів, кріплення шин.

Опорні ізолятори внутрішньої установки типу ОФ на напругу 6 - 35 кВ використовують для кріплення шин і апаратури розподільчих пристроїв. Їх виготовляють з овальними, круглими або квадратними основами; вони мають металеву арматуру для кріплення. Опорні ізолятори зовнішньої установки (типу ОНШ на напругу 6 - 35 кВ, ОНС на 10 - 35 - 110 кВ тощо) виконують з більш розвинутою поверхнею, чим ізолятори внутрішньої установки.

Прохідні ізолятори, призначені для виводу струмоведучих частин з будинків, прокладки шин через стіни і перекриття. Найбільше поширення одержали прохідні ізолятори внутрішньої установки типів П і ПК зі струмоведучими стрижнями круглого і прямокутного перетинів на напругу 6 - 20 кВ і струми

250 - 2500 А; вони використовуються в комплектних розподільчих пристроях.

Лінійні вводи зовнішньої установки типів ПНВ і ПНБ випускають на напругу 6 - 35 кВ і струми 400 - 4000 А. Маслонаповнені фарфорові вводи служать для введення проводів високої напруги з баків трансформаторів, вимикачів або проходу проводів високої напруги через стіни будинків. Уведення виготовляють на напругу 110 - 750 кВ, на струми 400 - 2000 А.

Шини розподільчих пристроїв напругою вище 1000 В виготовляють з міді, алюмінію, сталі; вони мають прямокутний, круглий або коробчастий перетин. Найбільш поширені алюмінієві прямокутні шини. Мідні шини в закритих розподільчих пристроях використовують тільки в особливих випадках, у відкритих пристроях — при агресивному середовищі (на території хімічних заводів тощо).

У залежності від значення струму шини збирають по одній, дві, три і більш смуги в одному пакеті на фазу. Для струмів понад 3000 А застосовують шини коробчастого перетину. Фарбування шин у розподільних пристроях наступне: фази *A* — жовта, фази *B* — зелена, фази *C* — червона. При монтажі плоских або коробчастих шин їх поділяють на окремі ділянки, що з'єднуються гнучкими компенсаторами. У середній точці прольоту між компенсаторами встановлюється опорний ізолятор. Нагрівання шин в експлуатації не повинен перевищувати 70° С щоб уникнути окислювання контактів.

9.6. РОЗ'ЄДНУВАЧІ, ВІДДІЛЬНИКИ, КОРОТКОЗАМИКАЧІ І ЗАПОБІЖНИКИ

Роз'єднувачем називається електричний апарат для оперативного переключення ділянок мережі після зняття напруги або під напругою в мережі з малими струмами замикання на землю і створення видимого розриву кола. За умовами техніки безпеки при провадженні робіт в електроустановках необхідно мати видимі розриви кола, відкіля може бути подана напруга. Зазначена вимога забезпечується роз'єднувачами, вони не мають пристроїв для гасіння дуги і не допускають переключення під навантаженням.

Правилами пристроїв електроустановок допускається відключати роз'єднувачами холостий хід трансформаторів при напрузі: 10 кВ — потужністю до 630 кВ·А; 20 кВ — до 6300 кВ·А; 35 кВ — до 20000 кВ·А; 110 кВ — до 40000 кВ·А; струми замикання на землю, що не перевищують 5 А при 35 кВ і 10 А при 10 кВ; зрівняльний струм ліній при різниці напруг не більш 2%. Конструктивно роз'єднувачі можуть бути внутрішньої і зовнішньої установки. Загальний вид роз'єднувача внутрішньої установки типу РВ-10/600 показаний на рис. 9.7.

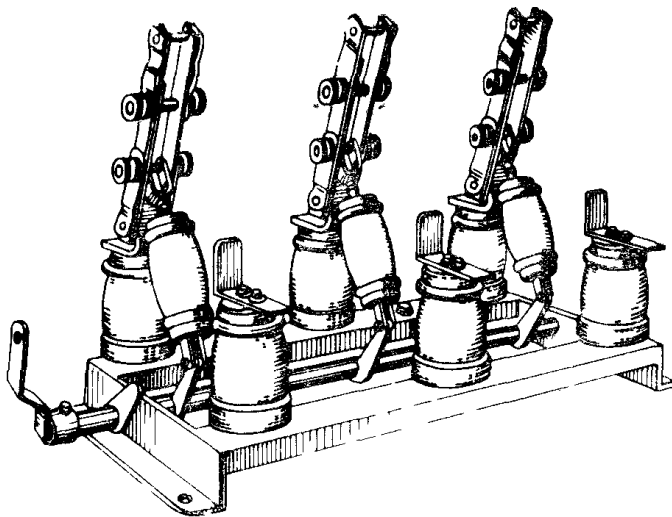


Рис. 9.7. Триполюсний роз'єднувач внутрішньої установки типу РВ-10/600

Короткозамикачі — апарати для створення штучного к. з. на підстанціях без вимикачів з боку вищої напруги. Короткозамикачі типів КЗ-110 і КЗ-220 виготовляють у виді однополюсних апаратів, короткозамикачі КЗ-35 — у виді двополюсних. Короткозамикач включається автоматично під дією захисту, а відключається вручну.

Віддільники являють собою двоколонкові роз'єднувачі з ножами заземлення (ВДЗ) або без них (ВД); вони керуються загальним приводом при напрузі до 110 кВ. При напрузі 220 кВ віддільники виконуються у виді трьох окремих полюсів із самостійними приводами. Віддільник відключається автоматично під дією пружин при спрацьовуванні електромагніта, що відключає, або реле, що блокує. Включення віддільника виробляється вручну. Віддільники можуть відключати струми намагнічування трансформаторів потужністю до 16 МВ·А при напрузі 35 кВ і до 63 МВ·А при напрузі 110 кВ.

Плавкі запобіжники служать для автоматичного відключення кола при перевищенні струму в об'єкті, який захищається, заданого значення. Перевагами таких запобіжників є простота, відносно мала вартість, струмообмежуюча здатність. До їхніх недоліків відносяться: значне відношення струму розплавлення плавкої вставки до її номінального струму, що не гарантує захист деяких ділянок кола; відключення супроводжується перенапругами; можливість спрацьовування запобіжника в одній або двох фазах, унаслідок чого можливі неповнофазні режими; складність забезпечення селективності в радіальних і кільцевих мережах; необхідність заміни плавких уставок після їх вигорання.

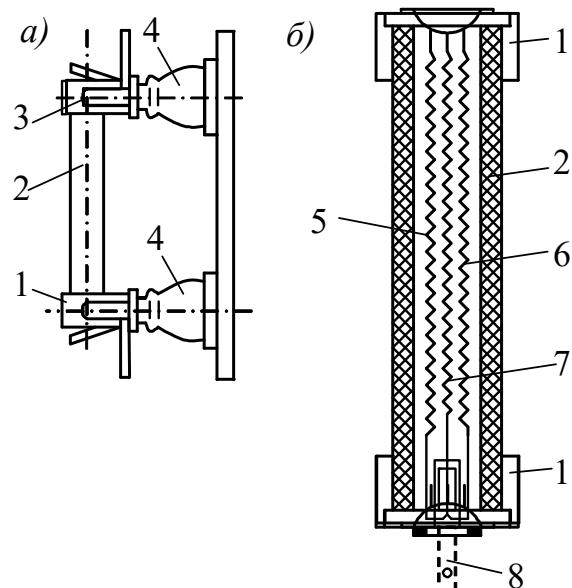
Незважаючи на перераховані недоліки, плавкі запобіжники широко застосовуються для захисту трансформаторів невеликої потужності, електродвигунів, розподільних мереж, вимірювальних трансформаторів.

Найбільш поширені *газогенеруючі запобіжники*, у яких використовуються тверді газогенеруючі матеріали (фібра, вініпласт тощо), і *кварцові*, у яких патрон із плавкою вставкою заповнений кварцовим піском (не виділяє газу при згорянні вставки). Газогенеруючі запобіжники виконуються з вихлопом і без вихлопу газу, який утворюється в патроні.

Запобіжники з кварцовим заповненням виготовляються на напругу до 35 кВ включно, на номінальні струми до 400 А, з найбільшою потужністю, що відключається, 500 МВ·А.

Рис. 9.8. Запобіжник кварцовим заповненням на 10 кВ:

а) загальний вигляд; б) розріз



Загальний вигляд і розріз патрона запобіжника кварцовим заповненням на 10 кВ показані на рис. 9.8. Патрон запобіжника вставляється латунними ковпачками 1 у пружні контакти 3, укріплені на порцелянових ізоляторах 4. Патрон виконаний у вигляді порцелянової трубки 2, усередині якої знаходиться кілька мідних спіралей 5 і 6 з напаяними на них кульками з олова. У патроні розміщена також сталева пружина 7, з'єднана якорем з показчиком 8. У момент спрацьовування ця пружина перегоряє і звільняє показчик, який виштовхується вниз спеціальною пружиною.

Для зниження перенапруг у деяких запобіжниках застосовують плавкі вставки з мідних посріблених прутків різних перетинів. Спочатку перегоряє вставка меншого, а потім більшого перетину; при цьому зменшується довжина проміжку, що пробивається, і обмежуються перенапруги, які можуть складати приблизно 2,5 номінальної фазної напруги.

9.7. ВИБІР І ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ

Первинні кола електричних станцій і підстанцій містять у собі велику кількість різноманітних апаратів і струмоведучих пристроїв, що працюють в умовах експлуатації в трьох основних режимах: тривалому, перевантаження і КЗ. Правильний вибір електротехнічних апаратів багато в чому забезпечує їхню надійну роботу при зазначених режимах.

У тривалому режимі надійна робота апаратів, ізоляторів і струмоведучих пристроїв забезпечується належним вибором їх за номінальною напругою і номінальним струмом; у режимі перевантаження — обмеженням значення і тривалості підвищення напруги або струму в таких межах, при яких ще гарантується нормальна робота електричних установок за рахунок запасу міцності; у режимі КЗ — відповідністю обраних параметрів пристроїв за умовами термічної й електродинамічної стійкості. Крім того, для деяких елементів електричного кола (вимикачі, запобіжники, реактори тощо) додаються умови вибору їх за

здатністю, що відключає, залишковій напрузі тощо.

У нормальних умовах більшість з електричних провідників і апаратів допускає тривалу експлуатацію при напрузі на 10—15% вище номінальної, що називається максимальною робочою напругою апарата (вказується в каталогах апаратів).

При виборі апарата за напругою досить дотримуватись умови

$$U_{н.а} \geq U_{н.у}, \quad (9.8)$$

де $U_{н.а}$ -номінальна напруга апарата, при якій гарантується його нормальна робота; $U_{н.у}$ -номінальна напруга установки.

Для підтримки нормальної роботи електроустаткування підстанцій і виключення їхнього небезпечного перегріву необхідно, щоб температура ізоляції, контактних з'єднань та інших найбільш нагрітих частин не перевищувала довгостроково припустимих значень. Ця умова виконується, якщо номінальний тривалий струм апарата $I_{н.а}$ більше максимального робочого струму кола (струму форсованого режиму) $I_{р.м}$ або дорівнює йому за час $t \geq 3T$:

$$I_{н.а} \geq I_{р.м}. \quad (9.9)$$

При виборі апаратів необхідно враховувати дійсну температуру навколишнього середовища $\Theta_{о.с}$. Якщо вона перевищує номінальну Θ_n , прийняту відповідно до стандартів рівній 35°C , то довгостроково припустимий струм апарата $I'_{н.а}$ перераховують за формулою

$$I'_{н.а} = I_{н.а} \sqrt{\frac{\Theta_\partial - \Theta_{о.с}}{\Theta_\partial - \Theta_n}},$$

де Θ_∂ — припустима температура струмоведучих частин апарата (прийнята рівною 75°C).

При $\Theta_{о.с} < 35^\circ \text{C}$ струм $I'_{н.а}$ можна підвищити відносно $I_{н.а}$ на $0,005 I_{н.а}$ на кожен градус зниження температури проти 35°C , але всього не більше ніж на $0,2 I_{н.а}$.

При виборі апаратів і параметрів струмоведучих пристроїв треба обов'язково враховувати вигляд експлуатації установки (у приміщенні або на відкритому повітрі).

Обрані за номінальними умовами електричні апарати і струмоведучі частини РП необхідно перевірити на електродинамічну і термічну стійкість у розрахунку на найбільш важкий аварійний режим, при якому виникають найбільші механічні і теплові навантаження на елементи апаратів і пристроїв електроустановок.

При перевірці більшості апаратів і струмоведучих частин на електродинамічну стійкість повинна виконуватися умова:

$$i_{ном.д} \geq i_y^{(3)}, \quad (9.10)$$

де $i_{ном.д}$ — амплітуда максимально припустимого струму, що характеризує електродинамічну стійкість (приймається за каталогом); $i_y^{(3)}$ — амплітуда розрахункового ударного струму КЗ.

Струмоведучі пристрої й апарати є термічно стійкими, якщо при КЗ усі їхні елементи не нагріваються понад максимальну температуру, установлену нормами для короткочасного нагрівання. Умова термічної стійкості до струмів КЗ:

$$I_{ном.т} \sqrt{t_{ном}} \geq I_{\infty} \sqrt{t_n}, \quad (9.11)$$

де $I_{ном.т}$ — номінальний струм термічної стійкості, що можуть витримати апарати і провідники без ушкоджень протягом часу $t_{ном}$ (у каталозі для апаратів заводом-виготовлювачем даються значення I_t для часу 5 або 10 с) — номінального часу термічної стійкості за даними заводу-виготовлювача, t_n — приведений час дії струму КЗ.

При перевірці термічної стійкості апаратів і струмоведучих пристроїв розрахунковий час дії струму КЗ визначається як сума часу дії основного захисту, встановленого біля найближчого до місця ушкодження вимикача, і повного часу його відключення.

Згідно ПУЕ допускається не перевіряти:

на динамічну стійкість

— апарати і провідники, захищені плавкими запобіжниками з номінальним струмом до 60 А включно;

— апарати й ошиновку кіл трансформаторів напруги за умови розташування їх в одній камері;

на термічну стійкість

— провідники й апарати, захищені плавкими запобіжниками, незалежно від їхнього номінального струму і типу.

Вибір і перевірка високовольтних вимикачів.

Високовольтні вимикачі вибирають за конструктивним виконанням, умовам роботи (для зовнішньої або внутрішньої установки) і за наступними параметрами:

1. За номінальною напругою

$$U_{н.в} \geq U_{н.у},$$

де $U_{н.у}$ — номінальна напруга вимикача; $U_{н.у}$ — номінальна напруга електроустановки в місці розташування вимикача.

2. За номінальному струмом

$$I_{н.в} \geq I_{р.м},$$

де $I_{н.у}$ — номінальний струм вимикача; $I_{р.м}$ — максимальний робочий струм кола, в якому встановлений вимикач.

3. За струмом або потужності відключення

$$I_{н.о} \geq I_o \quad \text{або} \quad S_{н.о} \geq S_o,$$

де $I_{н.про}$ і $S_{н.об}$ — відповідно номінальні струм і потужність відключення вимикача; S_o — розрахункова потужність відключення; $I_o = \sqrt{I_{н.о}^2 + I_{а.о}^2}$ — розрахунковий струм відключення за перший напівперіод після розбіжності контактів вимикача.

Перевірка високовольтних вимикачів виконується

а) на електродинамічну стійкість

$$i_{ном.д} \geq i_y^{(3)};$$

б) на термічну стійкість

$$I_{ном.т} \sqrt{t_{ном}} \geq I_{\infty} \sqrt{t_n},$$

де $i_{ном.д}$ і $I_{ном.т}$ — відповідно гарантовані струми електродинамічної і термічної стійкості вимикача.

Вибір і перевірка роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів і вимикачів навантаження.

Роз'єднувачі і віддільники вибирають за номінальною напругою і тривалим номінальним струмом, а в режимі КЗ перевіряють їхню динамічну і термічну стійкість (табл.9.1). Короткозамикачі вибирають за умовами, приведеними у табл. 9.1, за винятком вибору за тривалим номінальним струмом.

При виборі вимикачів навантаження за умовами, приведеними у табл. 9.1, варто додати вибір за струмом відключення:

$$I_{н.о} \geq I_{р.м}.$$

Якщо запобіжники встановлені до вимикача, то перевірка на електродинамічну і термічну стійкість не потрібна, оскільки плавка вставка запобіжника при КЗ перегорить задовго до того, як ударний струм КЗ досягне свого максимального амплітудного значення.

Таблиця 9.1. Умови вибору роз'єднувачів і віддільників

Параметри роз'єднувача або віддільника	Умови вибору
<i>Номінальна напруга</i>	$U_{н.а} \geq U_{н.у}$
<i>Тривалий номінальний струм</i>	$I_{н.а} \geq I_{р.м}$
<i>Струм динамічної стійкості</i>	$i_{ном.д} \geq i_y^{(3)}$
<i>Струм термічної стійкості</i>	$I_{ном.т} \sqrt{t_{ном}} \geq I_{\infty} \sqrt{t_n}$

Вибір і перевірка реакторів.

Реактори вибирають за номінальною напругою, номінальним струмом, індуктивним опором і перевіряють за залишковою напругою, електродинамічною та термічною стійкістю.

При виборі реакторів за номінальною напругою повинна дотримуватися умова:

$$U_{н.р} \geq U_{н.у},$$

де $U_{н.р}$ — номінальна напруга реактора.

Слід враховувати, що реактори надійно працюють при напругах, на 10% перевищуючих їх номінальну. Так, реактори напругою 6 кВ можна застосовувати в установках напругою 6,6 кВ, а реактори напругою 10 кВ — в установках напругою до 11 кВ.

Номінальний струм реактора (вітки здвоєного реактора) $I_{н.р}$ не повинен бути менше максимального припустимого робочого струму $I_{р.м}$ кола, у яке він включений:

$$I_{н.р} \geq I_{р.м}.$$

Умова вибору реактора за індуктивним опором має вигляд

$$x_{н.р} \% \geq x_p \%,$$

де $x_{н.р} \%$ — відсоткова реактивність реактора при номінальних параметрах за каталогом; $x_p \%$ — розрахунковий індуктивний опір реактора при номінальних параметрах, обумовлений з умови обмеження струму (потужності) КЗ до заданого значення за виразом

$$x_p \% = \left(\frac{I_{\delta}}{I_k} - x_{*рез} \right) \frac{I_{н.р} U_{\delta}}{I_{\delta} U_{н.р}} \cdot 100\%,$$

де I_k — значення припустимого струму КЗ для розрахункової точки, задається або приймається за каталогами на передбачувану до установки високовольтну апаратуру, кА; $x_{рез}^*$ — відносний базисний опір схеми заміщення до точки установки реактора при базисному струмі I_b .

За каталогом вибирають реактор з найближчим великим індуктивним опором до розрахункового $x_p\%$ при відповідних $I_{н.р}$ і $U_{н.р}$. Обраний реактор перевіряють за залишковою напругою:

$$U_{зал}\% \geq U_{зал.прин}\%$$

де $U_{зал.прин}\%$ — припустима залишкова напруга при КЗ після реактора, яка звичайно приймається 50—60% номінальної напруги установки.

За залишковою напругою не перевіряють реактори кіл зі швидкодіючим захистом, а також секційні і групові реактори.

Електродинамічна стійкість реактора гарантується при дотриманні умови (9.10), а термічна стійкість при дотриманні умови (9.11) при трифазному КЗ за реактором.

Бетонні реактори з індуктивним опором більш 3% на електродинамічну стійкість можна не перевіряти, оскільки вони розраховуються заводом-виготовлювачем на найбільший можливий амплітудний струм, що дорівнює струму при трифазному КЗ за реактором і живленні його від джерела нескінченної потужності. На термічну стійкість перевіряють усі реактори.

Здвоєні реактори вибирають за тими же умовами, що і лінійні.

Вибір і перевірка трансформаторів струму.

Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою, родом установки, номінальним первинним струмом (або коефіцієнтом трансформації), номінальним вторинним струмові (якщо $I_{2н} \neq 5A$), класу точності і вторинному навантаженні та перевіряють на електродинамічну й термічну стійкість при протіканні наскрізних струмів КЗ. Якщо трансформатори струму призначені для живлення кіл релейного захисту, то їх перевіряють також на 10%-ву похибку.

При виборі трансформаторів струму за номінальною напругою та струмом первинного кола повинні виконуватися наступні умови:

$$U_{н.т.с} \geq U_{н.у}, \quad I_{1н} \geq I_{р.м},$$

де $U_{н.т.с}$ — номінальна напруга трансформатора струму, $I_{1н}$ — номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму.

Слід зазначити, що значне перевищення $I_{1н}$ у порівнянні з $I_{р.м}$ збільшує похибку трансформатора струму. Тому в деяких випадках доцільно вибирати трансформатор струму з $I_{1н}$ трохи меншим $I_{р.м}$. Однак при цьому необхідно мати на увазі, що деякі типи трансформаторів струму допускають тривале перевантаження не більш ніж $(1,1 \div 1,2) I_{1н}$. Вибір трансформатора струму за вторинним навантаженням кола для забезпечення роботи в необхідному класі точності

зводиться до порівняння його номінальної і розрахункової вторинних потужностей; при цьому повинна бути виконана умова:

$$S_{2н} \geq S_2,$$

де $S_{2н} = I_{2н}^2 z_{2н}$ — припустима (номінальна) потужність вторинної обмотки трансформатора струму; S_2 — розрахункова потужність вторинної обмотки трансформатора струму в нормальному (робітнику) режимі; $I_{2н}$ — номінальний струм вторинної обмотки; $z_{2н}$ — повний припустимий опір вторинного кола, обумовлений як

$$z_{2н} = \sum z_{приб} + r_{пров} + r_k,$$

де $\sum z_{приб}$ — повний опір послідовно включених обмоток приладів і реле; $r_{пров}$ — припустимий опір сполучних проводів; r_k — опір контактів (у розрахунку приймають рівним 0,1 Ом).

Розрахункова потужність вторинного кола

$$S_2 = \sum S_{приб} + I_{2н}^2 + I_{2н}^2 r_k. \quad (9.12)$$

Опір сполучних проводів

$$r_{пров} = \frac{S_{2н} - (\sum S_{приб} + I_{2н}^2 r_k)}{I_{2н}^2}$$

або

$$r_{пров} = z_{2н} - (\sum z_{приб} + r_k).$$

Необхідний мінімальний перетин сполучних проводів

$$S_{пров} = \frac{\rho l_{расч}}{r_{пров}}, \quad (9.13)$$

де ρ — питомий опір проводу; $l_{расч}$ — розрахункова довжина сполучних проводів, обумовлена з урахуванням схеми включення приладів.

При схемі повної зірки $l_{расч} = l$, при схемі неповної $l_{расч} = 1,73l$; при одному трансформаторі струму $l_{расч} = 2l$; l — довжина проводу (в один кінець), що з'єднує трансформатор струму і прилад. Прийнятий стандартний перетин не повинен бути менше розрахункового. Мінімальний перетин проводів у вторинному колі трансформатора струму 2,5 мм² — для алюмінієвих і 1,5 мм² — для мідних проводів.

Обрані трансформатори струму перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість до струмів КЗ. Електродинамічна стійкість трансформатора стру-

му характеризується електродинамічною кратністю $k_{дин}$, рівною відношенню максимального припустимого струму до амплітуди первинного номінального струму:

$$k_{дин} = \frac{i_m}{\sqrt{2}I_{1н}}.$$

Значення $k_{дин}$ приведені в каталогах. Умова електродинамічної стійкості трансформатора струму

$$k_{дин} \sqrt{2}I_{1н} \geq i_y^{(3)}. \quad (9.14)$$

Термічна стійкість трансформатора струму характеризується віднесеною до деякого часу кратністю термічної стійкості k_t , що дорівнює відношенню струму термічної стійкості для заданого часу t до первинного номінального струму трансформатора струму:

$$k_t = \frac{I_t}{I_{1н}}.$$

Коефіцієнт k_t задається заводом-виготовлювачем. Умова термічної стійкості трансформатора струму

$$k_t I_{1н} \sqrt{t} \geq I_{\infty} \sqrt{t_n}. \quad (9.15)$$

У більшості випадків кратність термічної стійкості трансформатора струму дається для $t = 1$ с.

Вибір і перевірка вимірювальних трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги вибирають за номінальною напругою первинного кола (або коефіцієнтом трансформації), родом установки і конструкції, класом точності і схемою з'єднання обмоток і перевіряють за вторинним навантаженням, створюваним підключеними приладами.

При виборі трансформатора напруги за номінальною напругою повинна дотримуватися умова

$$U_{1н} \geq U_{н.у},$$

де $U_{1н}$ — номінальна напруга первинної обмотки трансформатора напруги.

За класом точності трансформатори напруги вибирають у залежності від похибки, що допускається, у вимірах приладів, що приєднуються. Оскільки від одного трансформатора напруги можуть житися прилади з різними вимогами за класом точності, то він вибирається відповідно до приладів, що вимагають вищої точності виміру. Робота трансформаторів напруги в прийнятому класі га-

рантується, якщо відхилення напруги не виходить за межі $\pm 10\%$ від номінального.

Перевірка трансформатора напруги за вторинним навантаженням означає виконання умови

$$S_{2н} \geq S_2,$$

де $S_{2н}$ — номінальна потужність трансформатора напруги в прийнятому класі точності; S_2 — розрахункове вторинне навантаження трансформатора напруги.

Вторинне навантаження трансформатора напруги знаходиться з урахуванням різних коефіцієнтів потужності приладів ($\cos \varphi_{приб}$) за формулою

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \sin \varphi_{приб}\right)^2}$$

або

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum P_{приб}\right)^2 + \left(\sum Q_{приб}\right)^2}, \quad (9.16)$$

де $\sum S_{приб}$ — повна сумарна потужність приладів, приєднаних до трансформатора напруги; $\sum P_{приб}$, $\sum Q_{приб}$ — відповідно сумарна активна і реактивна потужності приєднаних приладів.

Якщо в каталогах приведені навантаження Z приладів, виражені в Омах, то потужність приладів визначається як

$$S_{приб} = \frac{U_{2н}^2}{Z}, \quad (9.17)$$

де $U_{2н}$ — вторинна номінальна напруга трансформатора напруги.

При неоднаковому навантаженні на фази трифазного трансформатора напруги розрахункова потужність S_2 підраховується за найбільш навантаженою фазою. У випадку незначної розбіжності коефіцієнтів потужності приладів можна прийняти

$$S_2 = \sum S_{приб}.$$

Крім того, опір сполучних проводів між трансформатором напруги і приладами не враховують, оскільки воно незначно впливає на значення S_2 . Утрата напруги в сполучних проводах не повинна перевищувати 3% номінальної, а при наявності розрахункового лічильника — 0,5%; при цьому за умовами механічної міцності перетин жила проводів повинна бути не менш 1,5 мм² для мідних і 2,5 мм² для алюмінієвих проводів.

На електродинамічну і термічну стійкість трансформатори напруги не перевіряють.

Вибір і перевірка ізоляторів.

Всі ізолятори вибирають за номінальною напругою, родом установки і припустимому механічному навантаженні. Прокідні ізолятори додатково вибирають за номінальним струмом. Ізолятори надійно працюють при напрузі, що перевищує їх номінальне: на 15% — ізолятори напругою до 35 кВ включно; на 10% — ізолятори напругою 110 - 220 кВ. Оскільки робоча напруга електроустановок перевищує їх номінальну не більш, ніж на 5—10%, то при виборі ізоляторів за номінальною напругою досить виконати умову

$$U_{н.із} \geq U_{н.у} ,$$

де $U_{н.із}$ — номінальна напруга ізолятора.

При виборі за видом установки варто враховувати, для якої (зовнішньої або внутрішньої) установки призначені ізолятори.

За припустимим механічним навантаженням ізолятори вибирають, виходячи з умови:

$$F_{розр} \leq F_{прит} ,$$

де $F_{розр} = F^{(3)}$ — розрахункове механічне навантаження для опорних ізоляторів;

$F_{розр} = \frac{F^{(3)}}{2}$ — розрахункове механічне навантаження для прохідних ізоляторів; $F^{(3)}$ — сила, що діє на шини при протіканні ударного струму КЗ; $F_{прит}$ — припустиме механічне навантаження на ізолятор.

При виборі ізоляторів варто обов'язково враховувати спосіб установки шини на голівці ізолятора (рис. 9.9). Установці шини на рис. 9.9,а відповідає наступна умова вибору ізолятора за механічним навантаженням:

$$F_{розр} \leq 0,6F_{руйн} ,$$

де $F_{руйн}$ — механічне навантаження, що руйнує ізолятор, за каталогом; 0,6 — коефіцієнт запасу міцності.

При розташуванні шин на ребро і напрямку сили перпендикулярно до осі ізолятора (рис. 9.9, б) розрахункове зусилля повинне бути збільшене на величину $k_h = H/H_{із}$, тобто

$$F'_{розр} = F_{розр} H/H_{із} , \quad (9.18)$$

де $H_{із}$ — висота опорного ізолятора; H — відстань від осі опорного ізолятора до горизонтальної осі перетину шини, обумовлена як

$$H = H_{из} + b' + \frac{h}{2};$$

b' — товщина прокладок між ізолятором і шиною.
Для прохідних ізоляторів

$$F_{розр} = 0,5F^{(3)}.$$

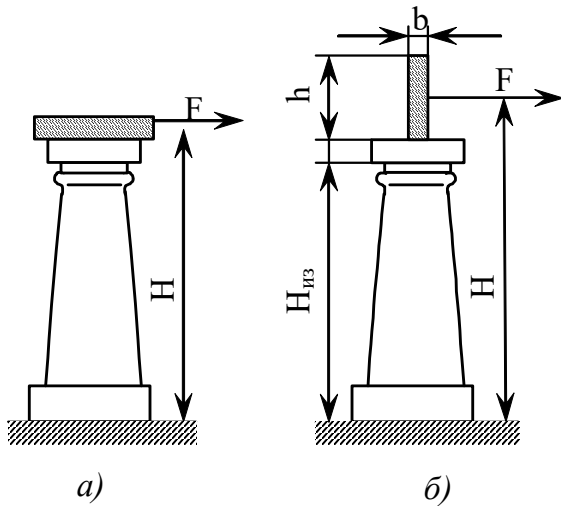


Рис. 9.9. Способи установки шин на ізоляторі;
 a — плашмя; b — на ребро

При виборі прохідного ізолятора за номінальним струмом повинна бути дотримана умова

$$I_{н.из} \geq I_{р.м},$$

де $I_{н.из}$ — номінальний струм струмоведучої частини ізолятора.

Вибір і перевірка запобіжників.

Для правильної і надійної роботи запобіжники вибирають за номінальною напругою, номінальним струмом, родом установки, конструктивному виконанню і граничному струмові, що відключається, (граничній потужності, що відключається).

Вибір за номінальною напругою визначається умовою

$$U_{н.зан} = U_{н.у},$$

де $U_{н.зан}$ — номінальна напруга запобіжника.

Застосування запобіжників, у яких $U_{н.зан} < U_{н.у}$, не допускається. При $U_{н.зан} > U_{н.у}$ використання запобіжників не рекомендується, оскільки це приводить до появи небезпечних для устаткування мереж перенапруг, до зміни умов гасіння електричної дуги і погіршенню захисних характеристик запобіжників.

Номінальний струм запобіжника $I_{н.зан}$ повинен задовольняти умові

$$I_{н.зан} \geq I_{р.м}.$$

При виборі запобіжника за граничним струмом, що відключається, або потужності повинна дотримуватися умова

$$I_{\text{зап.зр}} \geq I'' \quad \text{або} \quad S_{\text{зап.зр}} \geq S'',$$

де $I_{\text{зап.зр}}$ і $S_{\text{зап.зрб}}$ — відповідно граничні струм і потужність, що відключаються, при яких запобіжник розриває коло без яких-небудь ушкоджень, що перешкоджають його подальшій роботі після зміни плавкої вставки.

Невиконання цієї умови може привести до збільшення часу горіння дуги і до руйнування запобіжника.

Додатково вибирають плавку вставку за номінальним струмом кола, що може відрізнятись від номінального струму запобіжника. Плавка вставка запобіжника не повинна перегоряти в нормальному режимі при протіканні по ній максимального струму $I_{p.m}$ і при короточасних перевантаженнях елемента електроустановки, що захищається.

Відповідно до першої вимоги номінальний струм плавкої вставки $I_{н.вс}$ запобіжника повинен бути обраний з умови

$$I_{н.вс} > I_{p.m}. \quad (9.19)$$

За цією умовою вибирають плавкі вставки електроустановок з постійним характером навантаження без значного збільшення струму при її включенні (висвітлення, електронагрівальні прилади, асинхронні двигуни з фазним ротором).

Відповідно до другої вимоги номінальний струм плавкої вставки варто вибирати, виходячи з короточасних перевантажень, що виникають при пуску або самозапуску асинхронних електродвигунів з короткозамкненим ротором, кидках струму намагнічування при включенні трансформаторів і інших приладів, тобто повинне виконуватися співвідношення

$$I_{н.вс} \geq \frac{I_{пер}}{\alpha}, \quad (9.20)$$

де $I_{пер}$ — максимальний струм короточасного перевантаження, що в окремому випадку для одного електродвигуна дорівнює пусковому струмові I_n (значення його можна визначити з паспортних даних електродвигуна, де приводяться значення кратності пускового струму); α — коефіцієнт, що залежить від типу електроприймача, пускового режиму двигуна і перевантажувальної здатності запобіжника. Значення коефіцієнта встановлені дослідом експлуатації: для рідких неважких пусків із тривалістю розгону 5-10 с він дорівнює 2,5; для частих важких пусків із затяжними розгонами 30-40 с і більш — 1,6-2.

При виборі запобіжника для магістралі, що живить кілька електродвигу-

нів або змішане навантаження, номінальний струм плавкої вставки приймають з умови

$$I_{н.вс} \geq \frac{I_{нм}}{\alpha} + k_o \sum_1^{n-1} I_{р.м}, \quad (9.21)$$

де k_o — коефіцієнт одночасності роботи електродвигунів; n — число електродвигунів; $\sum_1^{n-1} I_{р.м}$ — сума максимальних робочих струмів всіх електродвигунів без обліку електродвигуна з найбільшим пусковим струмом $I_{нм}$.

Якщо в колі, що захищається запобіжниками, установлені магнітні пускачі або контактори, то при КЗ у найбільш віддаленій точці мережі плавкі вставки повинні перегоряти за час не більш 0,03 с (у два рази менше часу відключення контактора). У протилежному випадку при зниженні напруги в аварійному колі магнітні пускачі або контактори можуть спрацювати раніш, ніж запобіжники, що приводить до передчасного зносу їхніх контактів. Це умова зразкова забезпечується при виборі плавкої вставки за виразом

$$I_{н.вс} \leq \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{\alpha}, \quad (9.22)$$

де $I_{\kappa}^{(3)}$ — струм при трифазному КЗ на виводах обмотки статора електродвигуна; $\alpha = 20 \div 25$.

При цьому варто враховувати, що якщо $I_{н.вс}$ за виразом (9.20) виходить більшим, ніж за формулою (9.22), то, приймаючи $I_{н.вс}$ за виразом (9.20), ми не забезпечуємо досить швидке згоряння плавкої вставки, а вибравши $I_{н.вс}$ за умовою (9.22), не забезпечуємо виконання умови (9.20). У подібному випадку доцільно замість запобіжника установити автомат.

Якщо магнітний пускач або контактор установлений на щиті або на кабельній зборці поблизу запобіжника, а при КЗ на виводах електродвигуна, що захищається, залишкова напруга в місці установки контактора або магнітного пускача більше напруги його відпадання ($0,4 \div 0,6 U_n$), то допускається вибір плавкої вставки за виразом

$$I_{н.вс} \leq \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{\alpha_1}, \quad (9.23)$$

де $\alpha_1 = 10 \div 15$.

Вибір і перевірка автоматичних вимикачів (автоматів).

Автоматичні вимикачі вибирають за номінальною напругою, номінальним струмом, числом полюсів, конструктивному виконанню, родом струму, необхідним межам регулювання струму і часу відключення (якщо останнє перед-

бачається) і перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість. При виборі автоматів за номінальною напругою повинна дотримуватися умова

$$U_{н.а} \geq U_{н.у},$$

де $U_{н.а}$ — номінальна напруга автомата.

Номінальний струм автомата $I_{н.а}$ повинен бути більше максимального робочого струму кола, у якому він установлений, або дорівнює йому, тобто

$$I_{н.а} \geq I_{р.м}.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість до струмів КЗ виконується за умовами:

- для швидкодіючих автоматів з $t \leq 0,02$ з;

$$I_{гр.а} \geq I_y^{(3)};$$

- для автоматів з $t > 0,02$ з;

$$I_{гр.а} \geq I'',$$

де $I_{гр.а}$ — граничний струм, що відключається автоматом, КЗ.

Номінальний струм електромагнітного або комбінованого розщеплювача $I_{н.э}$ автоматичних вимикачів вибирається також за максимальним робочим струмом лінії

$$I_{н.э} \geq I_{р.м}.$$

Номінальний струм (струм уставки) теплового розщеплювача $I_{н.т}$ повинен бути не менше максимального робочого струму лінії, тобто

$$I_{н.т} \geq K_t I_{р.м},$$

де коефіцієнт K_t дорівнює 1,25—1,5.

Струм уставки електромагнітного або комбінованого розщеплювача $I_{с.ел}$, що здійснює захист від КЗ, перевіряється за максимальним короточасним струмом $I_{кр}$ лінії, можливого в умовах експлуатації (максимум графіка навантаження, пуск електродвигунів тощо), зі співвідношення

$$I_{с.ел} \geq K_z I_{кр},$$

де коефіцієнт $K_z = 1,2—1,3$.

Коефіцієнт K_3 в останній формулі враховує неточність у визначенні максимального короткочасного струму лінії при розкиді характеристик електромагнітних розщеплювачів автоматів. Для більшості автоматів цей коефіцієнт виключає помилкове відключення лінії при пуску електродвигунів, оскільки розкид характеристик автоматів не перевищує $\pm 15\%$.

Струм спрацьовування розщеплювача автоматичного вимикача I_{cp} із регульованою назад залежною від струму характеристикою визначається за формулою

$$I_{c.p} \leq 1,25 I_{p.m}.$$

9.8. БЕЗКОНТАКТНА КОМУТАЦІЙНА АПАРАТУРА

Досягнення напівпровідникової електроніки дозволили створити статичні (безконтактні) комутаційні апарати, що застосовуються в системах електропостачання промислових підприємств. Безконтактна комутаційна апаратура, що випускається на базі могутніх напівпровідникових приладів, забезпечує: високу швидкодію; практично не обмежений ресурс; відсутність перенапруг при комутації; можливість використання однотипних елементів у мережах різної напруги шляхом заміни тиристорів одного класу тиристорами іншого класу; відсутність дуги при комутації; можливість роботи у вибухо- і пожежебезпечних приміщеннях.

Найважливішими перевагами безконтактної комутаційної апаратури є її додаткові функції, не реалізовані контактною комутаційною апаратурою: струмообмеження; фазовмикання; регулювання потужності, що підводиться до електроприймачів; забезпечення безударного пуску і гальмування двигунів.

На рис. 9.10 приведені схеми однофазних безконтактних комутаційних апаратів (БКА). На рис. 9.10,а показана схема з одним тиристором, шунтованим назад включеним діодом; тиристор вибирається за прямим спаданням напруги й струму. Дана схема застосовується порівняно рідко.

Найбільш поширена схема (рис. 9.10,б), у якій використовується біполярна включена група тиристорів, у ній тиристири вибираються як за напругою переключення, так і за зворотною напругою.

Схема рис. 9.10,в представляє модифікацію схеми рис. 9.10,б, де тиристор захищений від зворотної напруги. Схема рис. 9.10,в характеризується зниженим значенням ККД.

На рис. 9.10,г зображена схема з реактором у діагоналі. При її включенні струм у реакторі практично згладжений і дорівнює амплітуді струму навантаження. У цей момент при достатній добротності реактора він протягом більшої частини періоду шунтований провідними тиристорами моста і лише короткочасно, на кілька градусів, підключається через відповідну пару тиристорів у коло навантаження. На реакторі з'являються однополярні сплески напруги, середнє значення яких дорівнює сумі падінь напруг на активному опорі реактора і тиристорах моста, тобто в сталому режимі воно близьке до нуля. У режимі КЗ перша

хвиля ударного струму, що проходить через одну з пар тиристорів, обмежує амплітуду струму КЗ.

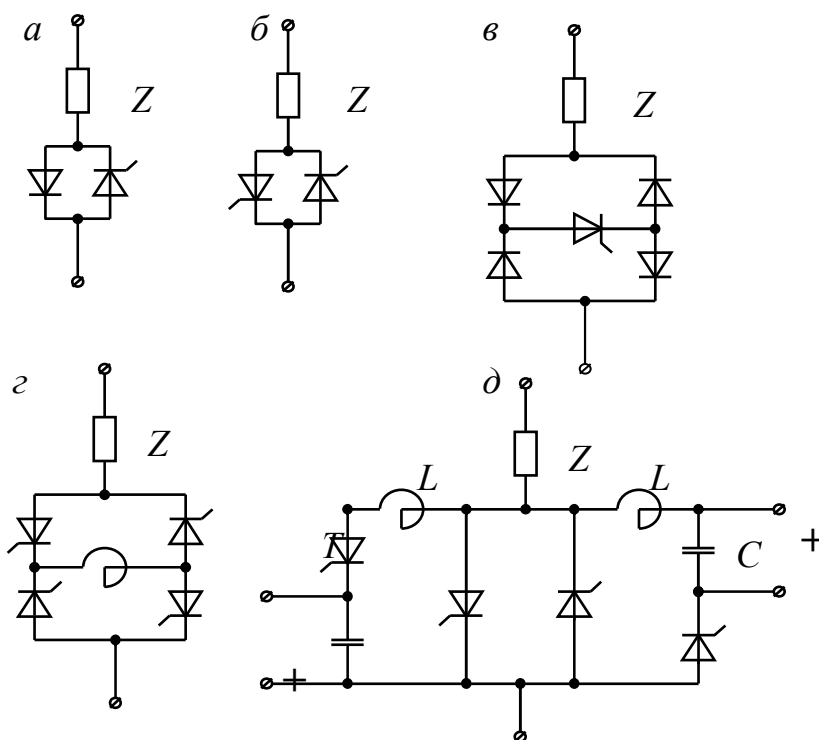


Рис. 9.10. Силові схеми однофазних безконтактних комутаційних апаратів

На мал. 9.10,д показана схема біполярного ключа, оснащеного індивідуальними контурами штучної комутації. Контур комутації містить джерело підзаряду, заряджену ємність, реактор L , допоміжний тиристор T . З появою хвилі струму КЗ за допомогою допоміжного тиристора T підключається комутуючий конденсатор $З$, що доводить струм у головному тиристорі до нуля. Контур комутації забезпечує час, необхідний для відновлення вентильних властивостей основного тиристора. Швидкість струму в контурі комутації обмежується реактором L .

На рис. 9.11 представлені схеми трифазних безконтактних комутаційних апаратів. У схемах трифазних БКА (рис. 9.11, а-г) тиристори включені після навантажень і працюють у полегшених режимах. Схема рис. 9.11,г має потребу в пристрої для примусового гасіння тиристора, включеного в діагональ постійного струму трифазного мостового випрямляча.

На рис. 9.11,д і 9.11,е приведені схеми трифазних БКА з примусовою комутацією тиристорів. Вони складаються з двох груп тиристорів, одна з яких включена послідовно в контур навантаження, інша — паралельно мережі. При цьому можливо використовувати одну, загальну для всього апарата, комутуючу ємність I_3 для гасіння усіх видів ушкоджень.

У схемі рис. 9.11,д розряд комутуючої ємності проходить через точку КЗ, у схемі рис. 9.11,е контур розряду ємності відділений від контуру ушкодження. На рисунках показаний контур розряду ємності при двохфазном замиканні (тиристори, що знаходяться під струмом, зачернені). При цьому виді ушкодження в схемі рис. 9.11,д відбувається гасіння двох тиристорів, у схемі рис. 9.11,е —

одного. Тому схема рис. 9.11,е може використовуватися тільки в мережах з ізольованою нейтраллю.

Приведені на рис. 9.10 і 9.11 схеми БКА комутують струм у циклі природної комутації при знятті імпульсів керування і проходженні струму через нульове значення або в циклі штучної, примусової комутації за рахунок енергії зовнішнього нагромаджувача — зарядженої ємності. Поряд з функціями комутації БКА можуть бути використані для регулювання потужності, що підводиться до електроприймача. Існують два основних методи регулювання: фазове або широтно-імпульсне. При фазовому регулюванні чергування відкритого і закритого станів тиристорів відбувається протягом одного періоду живильної напруги шляхом зміни кута відкриття тиристорів. При широтно-імпульсному методі регулювання зміна діючого значення струму і напруги здійснюється шляхом зміни числа напівперіодів відкритого і закритого станів тиристорів.

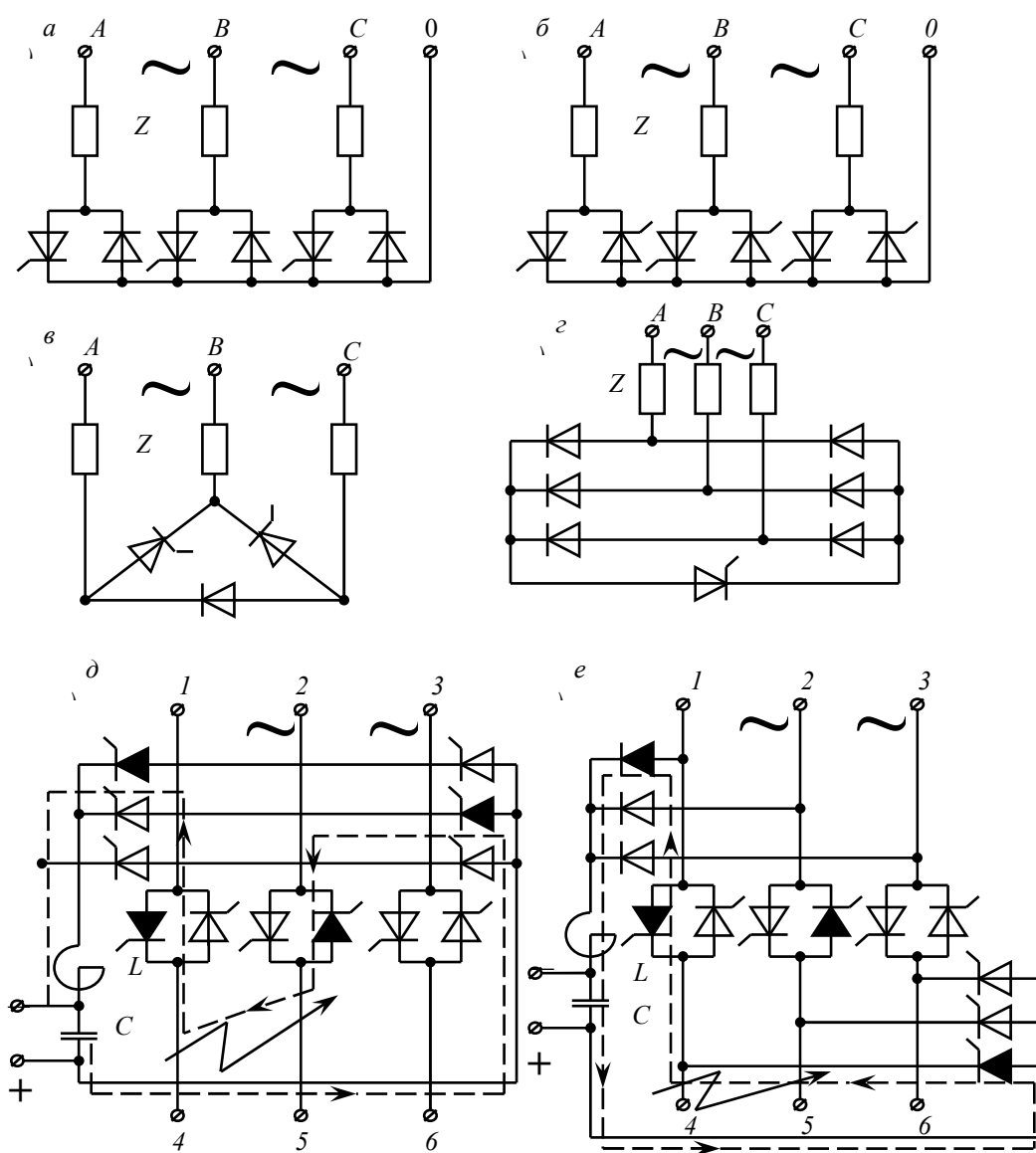


Рис. 9.11. Силові схеми трьохфазних безконтактних комутаційних апаратів

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Номінальні дані трансформаторів.
2. Групи з'єднання трансформаторів.
3. Умови експлуатації трансформаторів.
4. Позначення типу трансформатора.
5. Автотрансформатори.
6. Призначення і конструкція вимірювального трансформатора струму.
7. Призначення і конструкція вимірювального трансформатора напруги.
8. Векторна діаграма вимірювального трансформатора струму.
9. Векторна діаграма вимірювального трансформатора напруги.
10. Високовольтні електричні апарати.
11. Вибір і перевірка електричних апаратів на електродинамічну та термічну стійкість.
12. Безконтактні комутаційні апарати.

Теми рефератів

1. Режим роботи трансформаторів і автотрансформаторів.
2. Обслуговування та ремонту електроустановок.
3. Профілактичні випробування електрообладнання підстанцій.

10. ОСНОВИ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

10.1. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТЕОРІЇ НАДІЙНОСТІ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

Визначення надійності згідно стандарту ґрунтується на сприйнятті об'єкта як предмета цільового призначення, розглянутого в періоди проектування, виробництва, експлуатації, досліджень і іспитів на надійність, і дається через перерахування істотних ознак предмета: “Властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, ремонтів, збереження і транспортування”.

Якщо ми маємо справу тільки з проектом даного об'єкта або не випробуваним ще першим екземпляром, то надійність виступає не як його властивість, а як ступінь впевненості в тім, що об'єкт визначеного нами класу виконає задані функції при визначених обставинах.

Якщо ми маємо справу із сукупністю об'єктів даного класу, то надійність визначається нами як явище, пов'язане з функціонуванням створених і проєктованих об'єктів, що полягає в невизначеності ступеня виконання заданих функцій. Останнє визначення поняття “надійність” через спосіб утворення предметної думки і попереднє визначення через найближчий рід і видову відмінність розкривають неоднозначність поняття “надійність об'єкта”, тому що під об'єктом мається на увазі і сам реально діючий об'єкт, і його проєкт (модель), і клас (сукупність) об'єктів визначеного виду.

Клас об'єктів може містити в собі один або кілька об'єктів, що володіють визначеними ознаками. Відповідно до теорії класифікації істотні (з погляду на надійність) ознаки об'єкта є образом класу і підставою для його ідентифікації.

При прогнозуванні або розрахунку надійності об'єктів якого-небудь класу створюються математичні моделі, що відповідають визначеному образowi або представленням дослідників про об'єкти цього класу. Помилкові представлення про об'єкти ведуть до перекручування образу класу і систематичних помилок розрахунку, зв'язаним не тільки з математичними моделями.

Оцінка надійності об'єктів визначеного класу за результатами іспитів і експлуатації представляється найбільш достовірною, хоча і не дуже точною, внаслідок обмеженості обсягу спостережень. Формальне об'єднання вибірок за критеріями однорідності для збільшення точності може привести до оцінки такого широкого класу, де будуть об'єднані об'єкти різного конструктивного виконання з різними умовами функціонування, не говорячи вже про розходження у функціональному призначенні.

Говорячи про надійність класу об'єктів, можна мати на увазі і надійність визначеної їхньої реальної групи (наприклад, повітряні вимикачі визначеної серії), і надійність групи об'єктів, реальних і проєктованих, з визначеною структурою (схемою з'єднань) і складом елементів, тобто відповідаючих визначеному образowi (наприклад, надійність спрощених підстанцій визначеного типу).

Структура і взаємодія елементів об'єкта визначають його модель надійності, що після введення чисельних оцінок надійності елементів структури (системи) стає образом об'єкта.

У теорії надійності широко використовуються поняття елемента і системи. Об'єкт, надійність якого розглядається незалежно від надійності складових його частин, а тільки в залежності від його функціональної ролі і місця в системі або в установці, називають *елементом*. Сукупність взаємозалежних елементів або об'єктів, призначених для виконання визначеного кола задач, що має єдине керування функціонуванням і розвитком, називається *системою*. Система енергетики призначена для виробництва, перетворення, передачі і розподілу електричної енергії і називається електроенергетичною системою. Сукупність елементів або об'єктів електроенергетичної системи, що виконує визначену частину її функцій, називають *електроенергетичною установкою* (ЕЕУ). Установками є електростанції, підстанції, лінії електропередачі, електричні мережі і системи електропостачання районів, міст, підприємств і споживачів.

Устаткування електроенергетичних установок і систем є, з одного боку, елементом відповідної системи, а з іншого боку, виробом, тобто об'єктом, надійність якого розглядається незалежно від його ролі в системі, але відповідно до технічних умов на продукцію даного типу. Виробами є всі машини, апарати, їхні деталі й інше устаткування, що поставляється заводами-виготовлювачами.

Надійність об'єкта є комплексною властивістю і забезпечується його безвідмовністю, довговічністю, ремонтпригодністю і зберігаємістю. Надійність електроенергетичної системи визначається як її властивість здійснювати виробництво, перетворення, передачу і розподіл електроенергії з метою безперебійного електропостачання споживачів у заданій кількості при припустимих значеннях показників якості. Надійність електроенергетичної системи й установки забезпечується безвідмовністю і відновленістю її елементів, стійкістю, керованістю, живучістю і безпекою, як самої системи (установки), так і її елементів. Визначення безвідмовності, довговічності, ремонтпригодності і зберігаємості у відповідності зі стандартами цілком застосовні до устаткування електроенергетичних установок. Для самих установок ці поняття енергетиками не застосовуються.

Відновленість – властивість елемента, системи або установки, що полягає в можливості відновлення працездатності у випадку відмовлення.

Стійкість – здатність системи переходити від одного стійкого режиму до іншого при різних збурюваннях. Властивість системи безупинно зберігати стійкість протягом деякого інтервалу називають *стійковластивістю*.

Керованість – властивість системи забезпечувати включення і відключення, а також зміна режиму роботи об'єктів і елементів відповідно до заданого алгоритму керування.

Живучість – властивість системи протистояти великим збурюванням режиму, не допускаючи їх ланцюжечного розвитку і масового відключення споживачів, не передбаченого алгоритмом роботи протиаварійної автоматики.

Безпека – властивість системи не створювати небезпеки для людей і навколишнього середовища у всіх можливих режимах і ситуаціях.

Властивості безвідмовності, ремонтпригодності, довговічності, зберігальності, відновленості, стійкості, керованості, живучості і безпеки визначають надійність і окремі електроенергетичні установки енергосистеми, і самої енергосистеми в цілому.

Розглянемо основні поняття стосовно до надійності електроенергетичного устаткування й установок енергосистем.

Визначення необхідних функцій для устаткування або установки припускає точне встановлення програми дій. Устаткування й установки мають багато різних функцій, одні з яких повинні виконуватися постійно протягом визначеного періоду експлуатації, інші – епізодично, при якій-небудь зміні в режимі роботи або по команді персоналу, автоматики. Ці зміни і команди, що вимагають виконання деяких функцій, є для розглянутих установок заявками.

Постійними функціями електроенергетичного устаткування й установок є:

- підтримка нормального (без перегріву і корозії) стану контактів і струмоведучих частин;

- збереження ізоляції на припустимому рівні;

- видача або передача потужності;

- підтримка заданих параметрів режиму роботи та ін.

Заявками для електроенергетичного устаткування є:

- кожна зміна стану устаткування – для пристроїв захисту й автоматики;

- кожна команда персоналу або автоматики – для комутаційної апаратури;

- кожне включення або відключення – для виконавчих механізмів, двигунів, трансформаторів, генераторів.

Параметри, що характеризують здатність виконувати необхідні функції, задаються паспортними даними, інструкціями з експлуатації, а їхні поточні значення призначаються службою режимів, диспетчерами і черговим експлуатаційним персоналом.

Безвідмовна робота електроенергетичного устаткування в залежності від його призначення може знадобитися протягом проміжку часу між плановими ремонтами, протягом визначеного періоду року, у період проходження максимуму або мінімуму навантаження.

Надійна робота комутаційної апаратури, захисних розрядників, пристроїв релейного захисту й автоматики потрібно в межах заданого наробітку, вимірюваного числом спрацьовувань або циклів. При стійкому числі заявок на спрацьовування в одиницю часу припустимо наробітку вимірювати тільки в одиницях часу.

Стан об'єкта, при якому значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати задані функції, відповідають вимогам нормативно-технічної або конструкторської документації, називається *працездатним станом* або *працездатністю*.

Порушення працездатного стану є *відмовленням*. Відмовлення електроенергетичних установок доцільно розділити на *повні* і *часткові*. При повній втраті працездатного стану (повному відмовленні) устаткування або установку треба виводити з роботи в ремонт. При частковій втраті працездатного стану (частковому відмовленні) устаткування або установка може виконувати части-

ну заданих функцій який-небудь обмежений час.

Відмовленням у роботі (відмовленням функціонування) називають відмовлення в момент виконання заданої функції, а *дефектом* – відмовлення, виявлене при налагодженні, профілактичному огляді або плановому ремонті.

Відмовлення установки у виконанні заданих функцій настає в результаті відмовлень устаткування, суміжних установок і противоаварійної автоматики. При наявності в установці резервних елементів, можливості заміни устаткування, що відмовило, ремонту без припинення роботи – надійність установки буде визначатися не тільки частотою відмовлень, але і часом відновлення працездатного стану основних і резервних елементів. Відмовлення і відновлення – от ті випадкові події, що визначають надійність будь-якої електроенергетичної установки. Поява відмовлень, дії протиаварійної автоматики і відновлення працездатності являють собою деякий випадковий процес, у ході якого установки переходять з одного стану в інше з тим або іншим сполученням працюючих елементів; з часом установка може перейти в такий стан, при якому виконання нею робочих функцій частково або цілком припиняється. Відмовлення в роботі устаткування й установок в залежності від тривалості перерви в роботі і нанесеного енергосистемі збитку вважаються аваріями або відмовленнями першого або другого ступеня.

Ступінь порушення функціонування установок енергосистем при аваріях і відмовленнях у роботі називається *глибиною аварії*. На електричних станціях глибина аварій характеризується зниженням розташовуваної потужності і вироблення електроенергії; на підстанціях – числом відключених споживачів і недовідпусткою енергії; на лініях електропередачі – числом відключених кіл і зниженням пропускної здатності; в електричних мережах – обсягом погашення шин споживчих і районних підстанцій; у системах електропостачання – рівнем аварійних обмежень споживачів; в енергосистемах і об'єднаннях – дефіцитом потужності й енергії і зниженням частоти.

Глибина аварійних порушень залежить від тривалості і способу відновлення функціонування установок. У деяких установках, таких, як установки власних потреб атомних станцій, навіть короточасні зниження (посадки) напруги при КЗ приводять до порушення роботи механізмів. Відключення ушкодженої ділянки кола захистом не відновлює працездатність механізму навіть при наявності джерел живлення, що працюють у режимі постійно включеного резерву. Для більшості установок такі зниження напруги не є відмовленнями установки, і глибина порушення оцінюється тільки для споживачів, що відключаються. Функціонування установок може відновлюватися за допомогою засобів релейного захисту і протиаварійної автоматики (АПВ, АВР); шляхом оперативних переключень, виконуваних черговим персоналом, диспетчером електричної мережі або енергосистеми; проведенням аварійно-відбудовних ремонтів.

Глибина аварійних порушень електропостачання споживачів залежить також від ступеня *резервування* устаткування й установок. На електростанціях є резерв генераторної потужності, який забезпечується резервом енергетичних ресурсів. Цей резерв міститься в тих, що обертаються, і в зупинених турбо- і гідроагрегатах, в гарячих і холодних котлоагрегатах, в активній зоні енергетич-

них ядерних реакторів, у спеціальних газотурбінних установках. На підстанціях і в електромережах є явний і схований резерв пропускної здатності, зумовлений недовантаженням робочих і резервних ліній і трансформаторів, а також можливістю аварійного перевантаження елементів, що залишилися в роботі після відключення ушкоджених.

Глибина аварійних порушень, їх частота і тривалість в енергосистемах визначаються в більшому ступені наявністю планових і позапланових відключень устаткування, що послабляють ступінь резервування установок. Планові відключення устаткування здійснюються відповідно до графіка поточних і капітальних ремонтів, що коректується в залежності від наявності або відсутності аварій у системі напередодні наміченого відключення. Позапланові відключення і зупинки устаткування з метою усунення замічених дефектів, небезпечних режимів, плавки ожеледі і так далі – за попередньою заявкою, яка подається диспетчерові системи, і за його дозволом.

Деяку частку аварійних порушень функціонування установок енергосистем складають відключення устаткування через помилки персоналу і помилкових спрацьовувань пристроїв захисту.

Стихійні явища природи: грози, повені, землетруси, зсуви, ожеледь, міграція птахів і тварин, шторми, урагани, а також пожежі, вибухи, падіння літаків та інші викликають відмовлення функціонування великого числа елементів ЕЕС одночасно з руйнуванням споруджень і устаткування. Катастрофічні наслідки таких явищ поки не досліджуються теорією надійності, хоча їхньою імовірністю не можна зневажати.

10.2. ПОКАЗНИКИ І КРИТЕРІЇ НАДІЙНОСТІ

Мірою надійності об'єкта є всякий алгоритм висновку судження про наявність властивості надійності або про наявність впевненості у виконанні заданих функцій у минулому, сьогоденні і майбутньому часу. На безлічі об'єктів якого-небудь класу мірою надійності будуть алгоритми висновку суджень про більш-менш високий рівень надійності одного об'єкта в порівнянні з іншим і визначення об'єкта з оптимальним рівнем надійності. Міра надійності містить у собі показники надійності і критерії (логічні або аналітичні вираження, пов'язані з алгоритмом висновку).

Як показники надійності використовуються наступні:

- час безвідмовної роботи T_i , і час відновлення τ_i , який вимірюється в годинах або роках (год або рік);
- середній час безвідмовної роботи T та середній час відновлення τ , год або рік;
- середнє значення параметра потоку відмовлень ω і середня інтенсивність відмовлень λ , які вимірюються в роках у мінус першій ступені (рік⁻¹);
- частота аварій і відмовлень визначеного, k -го, виду $\Lambda(k)$, рік⁻¹;
- ймовірність відмовлень $Q(t)$ та ймовірність безвідмовної роботи $P(t)$ у заданий проміжок часу; $Q(t) + P(t) = 1$;

- умовна ймовірність відмовлень $Q(s/i)$ при виникненні якої-небудь події (вимоги на спрацьовування, наприклад);

- ймовірність застати об'єкт у будь-який момент визначеного періоду в працездатному (K_2 — коефіцієнт готовності) або непрацездатному (q — коефіцієнт простою) стані;

Судити про наявність властивості конкретного об'єкта виконувати дані функції можна тільки в конкретні моменти і періоди часу в минулому.

Тимчасовою мірою надійності буде сукупність наробітків на відмовлення $\{T_i\}$. Усереднюючи оцінку наробітків по безлічі реалізації та оцінюючи розкид і тенденцію до зміни, можна говорити про ймовірності виконання заданих функцій у найближчому майбутньому $P(T_i \geq t_p)$. Але ця ймовірність буде мірою впевненості в існуванні властивості тільки за умови стабільності обставин функціонування, стану об'єкта, однорідності спостереження, достатності обсягу спостережень, справедливості гіпотез про закон розподілу.

Для безлічі об'єктів порівняння їх за рівнем надійності можливо на основі тимчасових і частотних мір T , λ , ω , τ , A . Але оцінки цих показників за результатами експлуатації виходять з дуже великим інтервалом невизначеності (наприклад, для частоти відмовлень розходження в оцінці складає 2-3 порядки). Прогнозування цих показників дає досить умовні оцінки за тими ж причинами, що і застосування ймовірносних мір. Умовність тимчасових, частотних та ймовірносних мір є причиною невизначеності в оцінках показників надійності устаткування.

Говорячи про надійність класу об'єктів, не мають на увазі ні конкретний момент часу, ні конкретний об'єкт даного класу. Мова йде про ступінь впевненості в тому, що при деяких визначених умовах і об'єкт даного класу виконає або не виконає заданих функцій з відомою ймовірністю. Якщо ця ймовірність дорівнює нулю або одиниці, то міра надійності є логічною, якщо ця ймовірність знаходиться в інтервалі $\{0; 1\}$, то міра надійності буде ймовірсною.

Логічна міра надійності записується у вигляді функції алгебри логіки (ФАЛ) як умова достатньої працездатності (безвідмовності) — $\Phi П$ або умова відмовлення — $\Phi В$ за допомогою знаків кон'юнкції $\wedge$ або диз'юнкції $\vee$. Формування масиву $\Phi В$ (або $\Phi П$) і складає зміст першого етапу розрахунку надійності системи.

Перехід від логічної міри надійності до ймовірносної (впевненості у виконанні або невиконанні функцій) можливий тільки при введенні умовних оцінок ймовірностей подій або станів. Ймовірносні, частотні та тимчасові міри виходять на основі логічної міри. Внаслідок цього вони умовні, а оцінки їхніх показників мають великий інтервал невизначеності.

Вихідні дані про надійність елементів системи можуть бути представлені крапковими оцінками середніх значень показників. У таких випадках результати розрахунку надійності системи також представляються у вигляді крапкових оцінок середніх значень показників. Використання статистичних оцінок середніх значень і середньоквадратических відхилень дає основу для застосування формул теорії точності при вимірі невизначеності результату за допомогою серед-

ньоквадратичної погрішності.

При прогнозуванні показників надійності нового обладнання оцінки можуть бути представлені (на експертній основі) верхньою і нижньою границею інтервалу невизначеності. Аналогічно верхня і нижня границі визначаються для довірчого інтервалу при використанні статистичних даних іспитів і експлуатації. В цих умовах невизначеність показників надійності системи оцінюється за допомогою песимістичних і оптимістичних оцінок, отриманих при підстановці відповідних граничних значень вихідних даних в отримані розрахункові формули для системи.

Наявність погрішності або інтервалу невизначеності в оцінках показників надійності і цільових функцій приводить до ситуацій, коли внаслідок малого розходження в показниках порівнюваних об'єктів (варіантів) неможливо з впевненістю визначити, який з об'єктів краще. В зону невизначеності за показниками надійності попадають найбільш надійні варіанти, в зону невизначеності за приведеними витратами – найбільш економічні.

Оцінки показників надійності елементів електроенергетичних установок і систем, а саме середнього значення параметра потоку відмовлень ω або середньої інтенсивності відмовлень λ (рік⁻¹), середнього часу відновлення τ (рік) або $T_{в порівн}$ (год), частоти виводу в плановий ремонт $\lambda_{n.p}$ (рік⁻¹), середнього часу планового простою $\tau_{n.p}$ (рік), середньої тривалості планового простою протягом року $t_{n.p}$ (год/рік), умовної ймовірності відмовлення спрацювання пристроїв захисту та автоматики Q ($r_{o.c}$), докладно розглянуті у спеціальній та довідковій літературі.

10.3. ПРИЧИНИ І ХАРАКТЕР УШКОДЖЕНЬ ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Самим ненадійним елементом систем електропостачання є лінії електропередачі (ЛЕП) через розгалудженість по території і впливи на них різних зовнішніх впливів. Так, у міських електромережах близько 85 % відключень припадає на частку ЛЕП. У сільських мережах ця цифра досягає 90...95 %.

Повітряні лінії електропередачі.

Основними причинами ушкоджень повітряних ліній (ПЛ) є: ушкодження ізоляції внаслідок грозових перенапруг; ожеледно-морозні відкладення; навантаження від вітру; вібрація та пляска проводів; загоряння дерев'яних опор; ослаблення механічної міцності деталей опор; механічні ушкодження опор і проводів автотранспортом і механізмами та ін.

Зовнішні впливи приводять до перекриття ізоляції, руйнуванню ізоляторів, оплавленню металевих деталей, обриву проводів, ослабленню їхньої механічної міцності при вібрації і плясці в результаті розламу окремих дротів, поломці деталей, падінню стійок разом із проводами. Найбільш важкі наслідки викликають ожеледно-вітряні навантаження.

Порушення в нормальній роботі ПЛ викликано рядом чинників:

- перевищенням фактичних зовнішніх навантажень розрахункових зна-

чень;

- дефектами, що допускаються при виготовленні опор, проводів, ізоляції ПЛ (застосування низьких марок цементу і металу, порушення центрування арматури в залізобетонних виробих, неякісне просочення деревини антисептиками, неякісне з'єднання дротів при виготовленні проводу і т.д.);

- неправильним застосуванням типів проводів, опор, ізоляторів за природно-кліматичними зонами країни;

- порушенням правил монтажу і спорудження ПЛ (неправильне вивезення стійок залізобетонних опор, недостатнє поглиблення опор при установці, розкочування проводів по траверсах опор; неправильна установка стріл прогину і т.д.);

- порушеннями при прийманні лінії в експлуатацію (невиконання перевірки дефектних ізоляторів і термо-зварювальних з'єднань, невідповідність застосованих типів виробів закладених у проектах);

- недоліками експлуатації (недотримання термінів, обсягів і складу перевірок, вимірів, заміни дефектного устаткування, що течуть і капітальних ремонтів, фарбування, підтяжки та інших робіт на ПЛ);

- порушеннями сторонніми організаціями й особами (наїзди на опори, проїзди під ПЛ високогабаритних механізмів, накиди).

Кабельні лінії електропередачі.

Основною причиною ушкоджень кабельних ліній (КЛ) є порушення їхньої механічної міцності будівельними машинами і механізмами при земляних роботах. З цієї причини в міських електромережах відбувається близько 60...70 % всіх ушкоджень КЛ. Іншими причинами є старіння межфазної та поясної ізоляції, інтенсивна корозія (електрична і хімічна) покриття, перевантаження кабелю, потрапляння вологи в кабель, порушення ізоляції гризунами.

Пошкоджуваність КЛ залежить від способу прокладки КЛ (в землі, блоках, трубах, тунелях), різниці горизонтальних рівнів ділянки КЛ (при великих перепадах відбуваються стікання масла та осушення ізоляції), агресивності навколишнього середовища, величини блукаючих струмів і наявності захисту від них, інтенсивності ведення будівельних робіт у зоні прокладки КЛ, терміну експлуатації, режиму роботи.

Електричні пробої найчастіше відбуваються не на цілому кабелі, а в місцях установки сполучних муфт, на кінцевих лійках, вертикальних ділянках кабелю.

Силові трансформатори.

Цей вид устаткування ушкоджується значно рідше, ніж лінії електропередачі, однак відмовлення трансформатора веде до важких наслідків і відновлення його працездатності вимагає тривалого часу.

Основні причини ушкодження трансформаторів:

- ушкодження ізоляції обмоток трансформатора через дефекти конструкції та виготовлення, при впливі зовнішніх перенапруг в мережі, струмів короткого замикання;

- ушкодження перемикачів (в основному для трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням), також викликані конструктивними і тех-

нологічними дефектами;

- ушкодження вводів, в основному при впливі зовнішніх перенапруг у мережі (перекриття зовнішньої або внутрішньої ізоляції, механічні ушкодження, неякісні контактні з'єднання).

Основні способи підвищення надійності експлуатації трансформаторів:

- ретельне приймання в експлуатацію з виконанням контрольних іспитів;
- періодичні огляди і перевірки в процесі експлуатації з виконанням необхідних термінів і обсягу іспитів;
- дотримання режимів роботи трансформаторів, що не допускають значного перевантаження на тривалий час;
- установка засобів зниження потужності коротких замикань і обмеження рівня перенапруг.

Комутаційні апарати.

Відмовлення комутаційних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, віддільників та ін.) відбуваються при відключенні коротких замикань, виконанні ними різних операцій, а також у стаціонарному стані.

Основна причина ушкоджень комутаційних апаратів – механічні ушкодження, пов'язані з недосконалістю конструкції, порушенням технології виготовлення або правил експлуатації. Електричні ушкодження комутаційних апаратів зумовлені перекриттям ізоляції при зовнішніх і внутрішніх перенапругах, пробоем внутрібакової ізоляції вимикачів та ін.

10.4. ОСНОВИ РОЗРАХУНКУ НАДІЙНОСТІ

В даний час найбільш широко поширені методи розрахунку надійності, що засновані на припущенні, що система складається із самостійних у змісті надійності елементів. При такому підході до розрахунку надійності потрібно знати схему з'єднання елементів.

Якщо прийняти моделі надійності систем електропостачання з врахуванням відновлення, то при послідовному з'єднанні працюючих елементів кола (схеми) наробіток на відмовлення складе

$$T_{сер} = 1/\omega = 1/\sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (10.1)$$

а параметр потоку відмовлень

$$\omega = \omega_1 + \omega_2 + \dots + \omega_n = \sum_{i=1}^n \omega_i. \quad (10.2)$$

При паралельному з'єднанні елементів схеми параметр потоку відмовлень є функцією часу роботи, хоча наробіток на відмовлення є постійною величиною. Для n елементів, що працюють паралельно, наробіток на відмовлення

$$T_{сер} = \frac{1}{\omega_1} + \frac{1}{2\omega_2} + \frac{1}{3\omega_3} + \dots + \frac{1}{n\omega_n}. \quad (10.3)$$

На практиці електричні мережі часто досить складні і являють собою багаторазове сполучення послідовних, паралельних і послідовно-паралельних з'єднань окремих елементів. Аналіз надійності роботи таких мереж стає складним і тому виникає необхідність заміни складних ділянок мережі більш простими з еквівалентними характеристиками. Причому складність сучасних систем електропостачання визначається не стільки числом елементів, скільки складністю функціональних і логічних зв'язків між окремими частинами й елементами системи. Перед розрахунком надійності системи попередньо складається логічна схема розрахунку, що може відрізнятись від принципової електричної схеми.

10.5. ВИЗНАЧЕННЯ ОЧІКУВАНОГО ЗБИТКУ ВІД ПЕРЕРВ В ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННІ

В загальному випадку збиток виробництву залежить від тривалості перерви в електропостачанні. При цьому слід зазначити, що навіть короткочасна (до 2 хв) відсутність напруги на шинах ГЗП або ГРП при справно діючому захисті від зникнення напруги, може привести до простою технологічного устаткування протягом 1-1,5 год через велику (до 1 км) відстань між окремими розподільними пунктами і підстанціями (ступінями захисту), значного їхнього числа, а також через те, що включення розподільних пристроїв дозволено робити тільки електротехнічному персоналові з дозволу енергодиспетчера після встановлення причини відключення.

Економічність систем електропостачання оцінюється зіставленням вартісних показників можливих її варіантів. Як економічний критерій при порівнянні варіантів приймаються приведені витрати

$$Z = p_n K + I + U, \quad (10.4)$$

де p_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; K – капітальні вкладення; I – витрати виробництва; U – очікуваний щорічний збиток від перерв в електропостачанні. Найчастіше збиток U представляють як математичне очікування річного збитку $M(U)$.

В загальному випадку методи визначення очікуваного щорічного збитку засновані на докладному аналізі роботи конкретного підприємства або на загальній галузевій оцінці збитку за узагальнюючими показниками. Взагалі очікуваний щорічний збиток складається з прямого і додаткового збитку

$$U = U_n + U_\partial, \quad (10.5)$$

де U_n – прямий збиток, зумовлений збільшенням поточних витрат виробництва, браком продукції, ушкодженням устаткування і т.п.; U_d – додатковий збиток, зумовлений недовипуском продукції і додаткових витрат, пов'язаними з компенсацією цього недовипуску.

Прямий збиток складається з витрат на заробітну плату працівників, що обслуговують виробничі та інші механізми, що простоюють від перерв електропостачання, та амортизаційні відрахування.

Математичне чекання річного збитку від перерв електропостачання внаслідок втрати продуктивності через аварійні простої можна визначити з виразу:

$$M(Y) = Ap(C - 0,6Cy)0,001 g/T_p, \quad (10.6)$$

де Ap – річний розрахунковий випуск продукції підприємством; C – оптова ціна одиниці продукції підприємства; Cy – собівартість одиниці продукції; T_p – річне число годин роботи підприємства.

Під річною розрахунковою продуктивністю Ap варто розуміти підприємство в цілому, коли це стосується всього виробництва або окремої технологічної установки. При цьому може бути така ситуація, що окрема установка є технологічною ланкою, зупинка якого викликає припинення роботи всього підприємства. Якщо відбувається перерва в електропостачанні якої-небудь окремої ділянки, то це не означає, що підприємство припинило цілком свою роботу.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТИВ

Контрольні питання

1. Визначення надійності електроенергетичної системи та електроустаткування.
2. Аварійні порушення функціонування електроустановок.
3. Показники надійності елементів систем.
4. Причини ушкоджень ліній електропередач, трансформаторів та комутаційних апаратів.
5. Методи розрахунку надійності.
6. Методи визначення очікуваного щорічного збитку від переривів в електропостачанні.
7. Які є причини та закономірності виникнення відмов?
8. Яким чином впливають на показники експлуатації електрообладнання різні фактори і умови?

Теми рефератів

1. Вплив категорії електроприймачів на надійність та рівень резервування СЕП?
2. Чинники, що характеризують надійність електрообладнання?

11. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

11.1. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

До якості електричної енергії (ЯЕ) пред'являються такі ж вимоги, що пред'являються до якості будь-якої промислової продукції. Електрична енергія як продукт істотно відрізняється від продукції інших галузей промисловості тим, що вона не складається. Однак від якості електричної енергії значною мірою залежать умови роботи її споживачів. Тому забезпечення необхідної якості електричної енергії має велике народногосподарське значення. Підвищення якості електричної енергії найчастіше пов'язано з додатковими витратами, тому що вимагає застосування додаткових технічних пристроїв.

Доцільно розрізняти наступні показники якості електричної енергії: гранично припустимі значення по технічним умовам, нормовані значення й оптимальні або економічно обґрунтовані значення. Ці значення можуть помітно розрізнятися і залежать від ряду місцевих умов. В основному, по технічним умовам допускаються гранично припустимі відхилення від номінальних значень. За умовами економічності часто доцільним виявляється їхнє зменшення.

Як правило, нормуватися можуть тільки значення, зумовлені технічними умовами. Оптимальні значення повинні визначатися в кожному конкретному випадку особливо, хоча деякі типові рішення не виключаються.

Раніше вважалося, що на промислових підприємствах у мережах трифазного струму напруги повинні складати практично симетричну систему і повинні змінюватися практично синусоїдально в часі (за час одного періоду основної частоти). У дійсності положення різко змінилося за останні 25-30 років у зв'язку з широким застосуванням приймачів електричної енергії, що мають несприятливими з погляду роботи системи електропостачання характеристиками. До таких приймачів відносяться: вентильні перетворювачі, установки однофазного і трифазного електрозварювання, потужні електротермічні установки, зокрема дугові плавильні печі, потужні газорозрядні лампи та ін. Вольт-амперна характеристика таких пристроїв нелінійна. Це приводить до погіршення якості електричної енергії внаслідок значного порушення форми кривих струмів і напруг у системі електропостачання промислових підприємств.

В системах електропостачання ряду промислових підприємств сумарна частка участі електротермічних і вентильних навантажень може складати до 40 % і більше. Тому такі явища, як порушення симетрії напруг і синусоїдальності їхньої зміни в часі, приходиться вважати постійно діючими. Відповідно до нормативів вони повинні знаходитися в припустимих межах, у противному випадку необхідне проведення відповідних заходів щодо нормалізації положення.

Варто розрізняти показники якості електроенергії, зумовлені живильною електроенергетичною системою і приймачами електричної енергії. Так, наприклад, відхилення частоти залежить від живильної системи; колювання частоти, несинусоїдальність форми кривої напруги, колювання напруги, несиметрія напруг, зсув нейтралі викликаються роботою окремих приймачів електричної

енергії.

Не всі показники якості електричної енергії мають жорстко нормовані значення. Так, за значенням і тривалістю нормуються тільки відхилення частоти, інші – тільки за значенням. Відхилення і коливання напруги нормуються за швидкістю зміни напруги; для інших показників якості електричної енергії швидкість зміни не встановлюється.

Варто мати на увазі, що якщо порушення технічних умов може бути помічене за непрямыми проявами (перегрів елементів електроустаткування, підвищена пошкоджуваність, збільшення браку продукції і т.д.), то зниження техніко-економічних показників роботи систем електропостачання промислових підприємств, транспорту і побуту може залишатися непоміченим. Для його виявлення потрібен ретельний контроль, виконання розрахунків, зіставлення з іншими, аналогічними умовами і т.д. Якість електричної енергії можна поліпшити засобами живильної мережі або застосуванням відповідного додаткового устаткування на основі наявного досвіду проектних і експлуатаційних організацій.

11.2. ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Нормування значень показників якості електричної енергії відноситься до числа основних питань проблеми якості електричної енергії. Систему показників якості електричної утворюють кількісні характеристики повільних (відхилення) і швидких (коливання) змін діючого значення напруги, її форми та симетрії у трьохфазній системі, а також зміни частоти.

Показники електричної енергії згідно діючого на Україні міждержавного стандарту ДЕСТ 13109-97 діляться на дві групи: основні та додаткові.

До основних показників відносять: усталене відхилення напруги δU_y ; розмах зміни напруги δU_i ; доза флікера P_i ; коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ; коефіцієнт n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$; коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю K_{2U} ; коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю K_{0U} ; відхилення частоти Δf ; тривалість провалу напруги Δt_n ; імпульсна напруга U_{imn} ; коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{перU}$.

До додаткових показників якості електроенергії відносять: частоту повторення зміни напруги $F_{\delta U_i}$; інтервал між змінами напруги $\Delta t_{i,i+1}$; глибину провалу напруги δU_n ; частість появи провалів напруги F_n ; тривалість імпульсу за рівнем 0.5 його амплітуди $t_{imn0,5}$; тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{перU}$.

Встановлено два види норм якості електричної енергії: нормально допустимі і гранично допустимі. Оцінка відповідності показників вказаним нормам проводиться у на протязі розрахункового періоду, рівного 24 год, у відповідності з вимогами ДЕСТ 13109-97.

Враховуючи те, що у літературі практично не приводяться методи обчислення показників якості електричної енергії, розглянемо методику розрахунків основних та додаткових показників.

Основні показники якості електричної енергії:

Відхилення напруги.

Відхилення напруги характеризується показником усталеного відхилення напруги, для якого встановлені наступні норми:

- нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги δU_y на виводах приймачів електричної енергії рівні відповідно $\pm 5\%$ і $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі;
- нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги у точках загального приєднання електричної енергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені у договорах на користування електричною енергією між електропостачальною організацією і споживачем з урахуванням необхідності виконання норм ДЕСТ 13109-97 на виводах електроприймачів електричної енергії.

Коливання напруги.

Коливання напруги характеризуються наступними показниками:

- розмахом зміни напруги;
- дозою флікера.

Гранично допустиме значення розмаху зміни напруги δU_t у точках загального приєднання до електричних мереж при коливаннях напруги, огинаюча яких має форму меандру (див. рис.11.1), у залежності від частоти повторення зміни напруги $F_{\delta U_t}$ або інтервалу між змінами напруги $\Delta t_{i,i+1}$ рівні значенням, що визначаються по кривій 1 рис. 11.1, а для споживачів електричної енергії, що мають лампи розжарювання, у приміщеннях, де необхідна значна зорова напруга, - рівні значенням, що визначаються по кривій 2 рис.11.2.

Гранично допустиме значення суми усталеного відхилення напруги δU_y і розмаху змін напруги δU_t у точках приєднання до електричних мереж 0,38 кВ рівне 10% від номінальної напруги.

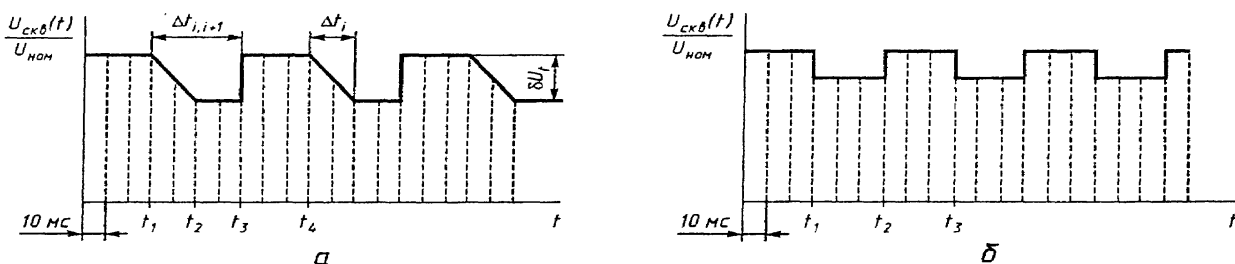


Рис. 11.1. Коливання напруги довільної форми а) і що мають форму меандру б)

Гранично допустиме значення для короткочасної дози флікера P_{St} при коливаннях напруги з форму, що відрізняється від меандру, рівне 1,38, а для тривалої дози флікера P_{Lt} при тих же коливаннях напруги рівне 1,0.

Короткочасну дозу флікера визначають на інтервалі часу спостереження, рівному 10 хв. Тривалу дозу флікера визначають на інтервалі часу спостереження, рівному 2 год.

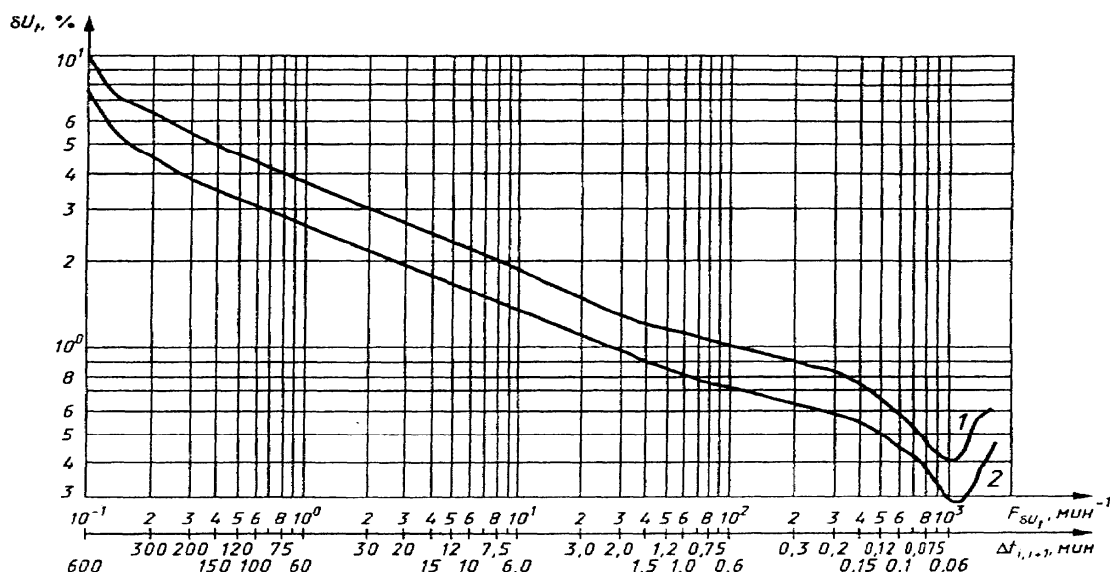


Рис. 11.2 Гранично допустимі розмахи напруги у залежності від частоти повторення змін напруги за хвилину для коливання напруги, що форму меандру

Короткочасну дозу флікера визначають на інтервалі часу спостереження, рівному 10 хв. Тривалу до флікера визначають на інтервалі часу спостереження, рівному 2 год.

Гранично допустиме значення для короткочасної дози флікера P_{St} у точках загального призначення споживачів електричної енергії, що мають лампи розжарювання у приміщеннях, де необхідна значна зорова напруга, при коливаннях напруги з формою, що відрізняється від меандру, рівне 1,0, а для тривалої дози флікера P_{Lt} у цих же точках рівне 0,74.

Несинусоїдальність напруги.

Несинусоїдальність напруги характеризуються наступними показниками:

- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт n -ї гармонічної складової напруги.

Нормально допустимі і гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги у точках загального приєднання до електричних мереж з різною номінальною напругою $U_{ном}$ приведені у таблиці 11.1.



Рис. 11.3. Несинусоїдальність напруги

Нормально допустимі значення коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги у точках загального приєднання до електричних мереж з різною номінальною напругою $U_{ном}$ приведені у таблиці 11.2.

Гранично допустимі значення коефіцієнта n -ї складової напруги визначаються за формулою:

$$K_{U(n)гран} = 1,5 K_{U(n)норм}, \quad (11.1)$$

де $K_{U(n)норм}$ - нормально допустиме значення коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги, яке визначається по таблиці 11.2.

Несиметрія напруги.

Несиметрія напруги характеризується наступними показниками:

- коефіцієнтом несиметрії напруг за зворотною послідовністю;
- коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю.

Нормально допустиме і гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю у точках загального приєднання до електричних мереж рівні 2,0 і 4,0% відповідно.

Нормально допустиме і гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю у точках загального приєднання до чотрьохпроводних електричних мереж з номінальною напругою 0,38 кВ рівні 2,0 і 4,0% відповідно.

Відхилення частоти.

Відхилення частоти напруги змінного струму у електричних мережах характеризується показником відхилення частоти, для якого встановлені наступні норми:

- нормально допустиме і гранично допустиме значення відхилення частоти рівні 0,2 і 0,4 Гц відповідно.

Провал напруги.

Провал напруги характеризується показником тривалості провалу напруги для якого встановлюється наступна норма:

- гранично допустиме значення тривалості провалу напруги у електричних мережах напругою до 20 кВ включно рівне 30 с. Тривалість автоматично усуваного провалу напруги у будь-якій точці приєднання до електричних мереж визначається витримками часу релейного захисту і автоматики.

Дані за глибиною, тривалістю і частотністю появи провалів напруги, отримані за результатами вимірювань, проведених у країнах Європейського Союзу, приведені у таблицях 11.3 і 11.4.

Частотність появи провалів напруг у цих таблицях вказана по відношенню до 100 подій, що спричинили провали напруги різної глибини і тривалості.

Таблиця 11.1. Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги у відсотках.

Нормально допустиме значення при $U_{ном}$, кВ				Гранично допустиме значення при $U_{ном}$, кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Таблиця 11.2. Значення коефіцієнта n -ї гармонічної складової у відсотках.

Непарні гармоніки, не кратні 3, при $U_{ном}$, кВ					Непарні гармоніки, кратні 3, при $U_{ном}$, кВ					Парні гармоніки, при $U_{ном}$, кВ				
n^*	0,38	6-20	35	110-330	n^*	0,38	6-20	35	110-330	n^*	0,38	6-20	35	110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	0,2+ +1,3х х25/п	0,2+ +0,8х х25/п	0,2+ +0,6х х25/п	0,2+ +0,2х х25/п										

Примітка

* n - номер гармонічної складової напруги

** Нормально допустимі значення, приведені для n , рівних 3 і 9, відносяться до однофазних електричних навантажень. У трифазних трьохпроводних електричних мережах ці значення приймаються у двічі меншими, приведених у таблиці.

Таблиця 11.3. Характеристики провалів напруг для кабельних ліній

Глибина провалу %	Доля інтервалів, % при тривалості провалу, с						Всього, %
	0,01-0,1	0,1-0,5	0,5-1,0	1,0-3,0	3-20	20-60	
10-30	33,0	20,0	4,0	0,5	0,5	-	58,0
30-60	4,0	15,0	2,0	-	-	-	21,0
60-95	3,0	9,0	0,5	1,5	-	-	14,0
100	0,5	0,5	1,0	-	-	5,0	7,0
Всього	40,5	44,5	7,5	2,0	0,5	5,0	100

Таблиця 11.4. Характеристики провалів напруг для повітряно-кабельних ліній

Глибина провалу, %	Доля інтервалів, % при тривалості провалу, с						Всього, %
	0,01-0,1	0,1-0,5	0,5-1,0	1,0-3,0	3-20	20-60	
10-30	19,0	17,0	4,0	1,0	0,5	-	41,5
30-60	8,0	10,0	3,0	0,5	-	-	21,5
60-95	1,0	4,0	2,0	0,5	-	-	7,5
100	1,0	4,0	17,0	2,0	1,5	4,0	29,5
Всього	29,0	35,0	26,0	4,0	2,0	4,0	100

Співвідношення характеристик провалів напруги для кабельних ліній приведено у таблиці 11.5, для змішаних кабельно-повітряних - у таблиці 11.4.

Імпульс напруги.

Імпульс напруги характеризується показником імпульсної напруги. Розрахункові значення грозових і комутаційних перенапруг у точках приєднання електричної мережі загального призначення (рис. 11.4.) приводяться для фазних номінальних напруг мережі і справедливі за умови, що розподільні пристрої і лінії електропередачі у електричних мережах енергопостачальної організації і споживачів виконані у відповідності з “ПУЕ”.



Рис. 11.4. Імпульси напруги

Значення грозових імпульсних напруг у точках електричної мережі приведені у таблиці 11.5, а комутаційних імпульсів напруг у таблиці 11.6.

Ймовірність перевищення вказаних у таблиці 11.6 значень комутаційних імпульсних напруг складає не більше 5%, а значень грозових імпульсних напруг (таблиця 11.6) - не більше 10% для повітряних ліній з металевими і залізобетонними опорами і 20% - повітряних ліній з дерев'яними опорами.

Значення грозових імпульсів напруг у електричній мережі споживача можуть перевищувати вказані у таблиці 11.6 значення за рахунок грозових уражень у самій мережі споживача за рахунок відбиття і заломлень грозових імпульсів у мережі споживача і частково - за рахунок розкиду параметрів грозових імпульсів.

Таблиця 11.5. Грозові імпульсні напруги

Місце розташування точок приєднання	Номінальна напруга мережі, кВ					
	0.38	6	10	35	110	220
Повітряна лінія (ПЛ)	5)	100	125	325	800	1580
	-	160	190	575	1200	2400
		200 0	200 0	200 0	2000	-
Кабельна лінія (КЛ)	5)	100	125	325	800	1580
	-	34	48	140	350	660
Силовий трансформатор (ТР)	-	60	80	200	480	750
	-	34	48	140	350	660

Примітка.

1. У варіанті точок приєднання б у чисельнику вказана імпульсна напруга на металевих і залізобетонних опорах, у знаменнику - дерев'яних опорах.

Тимчасова перенапруга.

Тимчасова перенапруга характеризується показником коефіцієнта тимчасової перенапруги. Значення коефіцієнта часової перенапруги у точках приєднання електричної мережі загального призначення у залежності від тривалості часових перенапруг не перевищують значень, вказаних у таблиці 11.7.

Таблиця 11.7. Значення коефіцієнта часової перенапруги.

Тривалість часової перенапруги $t_{перU}$, с	До 1	До 20	До 60
Коефіцієнт часової перенапруги $K_{пер.U}$, в.о.	1,47	1,31	1,15

У середньому за рік у точці приєднання можливо близько 30 часових перенапруг. При обриві нульового проводу у трифазних електричних мережах напругою до 1 кВ, що працюють з глухозаземленою нейтраллю, виникають часові перенапруги між фазою і землею. Рівень таких перенапруг при значній несиметрії фазних навантажень може досягати значень міжфазної напруги, а тривалість - декількох годин.

11.3. МЕТОДИ РОЗРАХУНКІВ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Відхилення напруги.

Визначення усталеного відхилення напруги δU_y здійснюють наступним чином.

Для кожного i -го спостереження за період, рівний 24 год, вимірюють значення напруги, яке в електричних мережах однофазного струму визначають як діюче значення напруги основної частоти $U_{(1)i}$ у вольтах, кіловольтах, без врахування вищих гармонічних складових напруги, а в електричних мережах трифазного струму - як діюче значення кожної міжфазної (фазної) напруги основної частоти $U_{(1)i}$, а також як діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти $U_{I(1)i}$, що обчислюється за формулою:

$$U_{I(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3} U_{AB(1)i} - \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right]}}, \quad (11.2)$$

де $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ - діючі значення міжфазних напруг основної частоти у i -му спостереженні, В, кВ.

Допускається:

- визначати $U_{I(1)i}$ методом симетричних складових;
- визначати $U_{I(1)i}$ за наближеною формулою:

$$U_{I(1)i} = \frac{1}{3} (U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}), \quad (11.3)$$

При цьому відносна похибка обчислення значень $U_{I(1)i}$ з використанням формули (11.3) замість формули (11.2) не перевищує 0,1% при коефіцієнті несиметрії напруг за зворотною послідовністю згідно ДЕСТ 13109-97 не перевищуючим 6%.

3) вимірювати у електричних мережах однофазного струму і трифазного струму замість діючих значень фазних і міжфазних напруг основної частоти діюче значення відповідних напруг з урахуванням з урахуванням гармонічних спотворення синусоїдальності напруги у відповідності з ДЕСТ 13109-97, не перевищуючому 5%. складових цих напруг при коефіцієнті

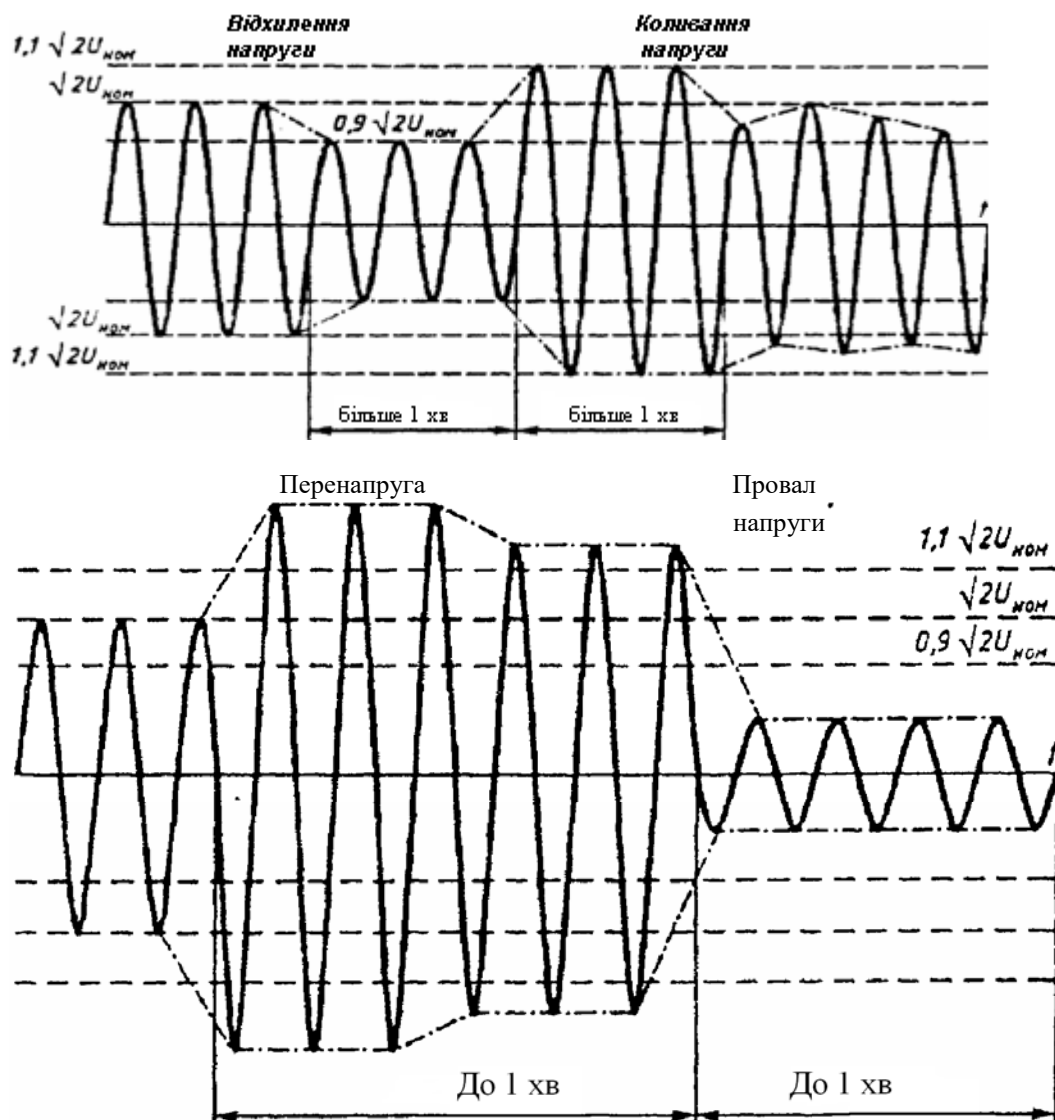


Рис.11.9. Відхилення напруги

Обчислюють значення усередненої напруги U_y у вольтах, кіловольтах як результат усереднення N спостережень $U_{(l)i}$ або $U_{l(l)i}$ за інтервал часу 1 хв за формулою:

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}, \quad (11.4)$$

де U_i - значення напруги $U_{(l)i}$ або $U_{l(l)i}$ у i -му спостереженні, В, кВ.

Число спостережень за 1 хв повинно бути не менше 18.

Обчислюють значення усталеного відхилення напруги δU_y у процентах за формулою:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (11.5)$$

де $U_{ном}$ - номінальна міжфазна (фазна) напруга, В, кВ.

Коливання напруги.

Розмах зміни напруги δU_t у процентах обчислюють за формулою:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{ном}} \cdot 100, \quad (11.6)$$

де U_i, U_{i+1} - значення слідуєчі один а другим екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки огинаючої середньоквадратичних значень напруги основної частоти, що визначаються на кожному напівперіоді основної частоти, В.

Допускається при коефіцієнті спотворення синусоїдальності напруги, що не перевищує 5%, визначати розмах зміни напруги δU_t у процентах за формулою:

$$\delta U_t = \frac{|U_{ai} - U_{ai+1}|}{\sqrt{2} \cdot U_{ном}} \cdot 100 \quad (11.7)$$

де U_i, U_{i+1} - значення слідуєчих один за другим екстремумів або екстремуму і горизонтальної ділянки огинаючої амплітудних значень напруг на кожному напівперіоді основної частоти, В, кВ.

Частоту повторень змін напруги $F_{\delta U_t}$, с^{-1} , хв^{-1} , при періодичних коливаннях напруги визначають за формулою

$$F_{\delta U_t} = \frac{m}{t}, \quad (11.8)$$

де m - число змін напруги за час T ; T - інтервал часу вимірювання, приймається рівним 10 хв.

Інтервал часу між змінами напруги $\Delta t_{i,i+1}$ у секундах або хвилинах визначається за формулою:

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i, \quad (11.9)$$

де t, t_{i+1} - початкові моменти слідуєчих одна за одною змін напруги, с, хв.

Дозу флікера (короткочасну і тривалу) при коливаннях напруги будь-якої форми визначають наступним чином.

Вимірюють за допомогою флікерметра за інтервал часу T_{sh} , рівний 10 хв, рівні флікера P , $(\%)^2$, що відповідають ймовірності рівній 0.1, 0.7, 1.0, 1.5, 2.2, 3.0, 4.0, 6.0, 8.0, 10.0, 13.0, 17.0, 30.0, 50.0, 80.0 %.

Визначають за допомогою флікерметра або обчислюють згладжені рівні флікера P , $(\%)^2$, за формулами:

$$\left. \begin{aligned} P_{1s} &= \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3} \\ P_{3s} &= \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3} \\ P_{10s} &= \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5} \\ P_{50s} &= \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3} \end{aligned} \right\}, \quad (11.10)$$

де $P_{1s}, P_{3s}, P_{10s}, P_{50s}$ - згладжені рівні флікера при інтегральній ймовірності, рівній 1.0, 3.0, 10.0, 50.0 % відповідно.

Визначають за допомогою флікерметра або обчислюють короточасну дозу флікеру P_{sh} , в.о., на інтервалі часу T_{sh} за формулою:

$$P_{St} = \sqrt{0,0314P_{0,1s} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}}. \quad (11.11)$$

Визначають за допомогою флікерметра або обчислюють тривалу дозу флікера P_{Lt} , в.о., на інтервалі часу T_L , рівному 2 год, за формулою:

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} P_{Stk}^3}, \quad (11.12)$$

де P_{Stk} - короточасна доза флікера на k -му інтервалі часу T_{sh} на протязі тривалого періоду спостереження.

Несинусоїдальність напруги.

Вимірювання коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги $K_{(n)i}$ здійснюють для міжфазних (фазних) напруг.

Для кожного i -го спостереження за період часу, рівний 24 год, визначають діюче значення напруги n -ї гармоніки $U_{(n)i}$ у вольтах, кіловольтах.

Обчислюють значення коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)i}$ у процентах як результат i -го спостереження за формулою:

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{1(i)}} \cdot 100, \quad (11.13)$$

де $U_{(1)i}$ - діюче значення напруги основної частоти на i -й ділянці у вольтах, кіловольтах.

Допускається визначати даний показник ЯЕ за формулою:

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (11.14)$$

Визначають значення коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$ у процентах як результат усереднення N спостережень K_{Ui} на інтервалі часу T_{vs} , рівним 3 с, за формулою:

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{U(n)i}^2}{N}}, \quad (11.15)$$

число спостережень N повинно бути не менше 9.

Вимірювання коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U здійснюють для міжфазних (фазних) напруг. Для кожного i -го спостереження за формулою:

$$K_{U(i)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \quad (11.16)$$

де $U_{(1)i}$ - діюче значення міжфазної (фазної) напруги основної частоти на i -го спостереження, В, кВ.

При визначенні даного показника ЯЕ допускається:

- не враховувати гармонічні складові, значення яких менше 0,1%;
- обчислювати даний показник ЯЕ за наближеною формулою:

$$K_{U(i)} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (11.17)$$

Обчислюють значення коефіцієнта спотворення несинусоїдальності кривої напруги K_U у відсотках як результат усереднення N спостережень K_{Ui} на інтервалі часу T_{vs} , рівному 3 с, за формулою:

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}{N}}. \quad (11.18)$$

Несиметрія напруг.

Вимірювання коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} для міжфазних напруг здійснюють наступним чином.

Для кожного i -го спостереження за період часу, рівний 24 год, вимірюють одночасно діюче значення міжфазних напруг за основною частотою $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ у вольтах, кіловольтах.

Обчислюють діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти $U_{2(1)i}$ за формулою:

$$U_{2(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3} U_{AB(1)i} - \sqrt{4 U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right]} \quad .(11.18)$$

Обчислюють коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2Ui} у відсотках процентах як результат i -го спостереження за формулою:

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (11.20)$$

де $U_{2(1)i}$ - діюче значення напруг зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг у i -му спостереженні, В, кВ; $U_{1(1)i}$ - діюче значення напруги прямої послідовності основної у i -му спостереженні, В, кВ.

При визначенні K_{2Ui} допускається:

- визначати $U_{2(1)i}$ методом симетричних складових;
- обчислювати $U_{2(1)i}$ за наближеною формулою:

$$U_{2(1)i} = 0,62 \cdot (U_{нб(1)i} - U_{нм(1)i}), \quad (11.21)$$

де $U_{нб(1)i}$, $U_{нм(1)i}$ - найбільше і найменше діючі значення із трьох міжфазних напруг основної частоти у i -му спостереженні, В, кВ.

При цьому відносна похибка визначення K_{2Ui} з використанням формули (11.21) замість формули (11.19) не перевищує 8%;

- застосовувати при обчисленні $U_{2(1)i}$ замість діючих значень міжфазних напруг основної частоти діючі значення відповідних напруг з урахуванням гармонічних складових цих напруг при коефіцієнті спотворення синусоїдальності напруги не перевищуючому 5%;

- визначати K_{2Ui} за формулою:

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{ном.мф}} \cdot 100, \quad (11.22)$$

де $U_{ном.мф}$ - номінальне значення міжфазної напруги, В, кВ.

При цьому відносна похибка визначення K_{2Ui} з використанням формули (11.22) замість формули (11.20) чисельно рівна відхиленню напруги $U_{1(1)i}$ від $U_{ном.мф}$.

Обчислюють значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} у відсотках як результат усереднення N спостережень K_{2Ui} на інтервалі часу T_{vs} , рівному 3 с, за формулою:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2Ui}^2}{N}}. \quad (11.23)$$

Число спостережень N повинно бути не менше 9.

Вимірювання коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0Ui} проводять у чотирьохпровідних мережах наступним чином.

Для кожного i -го спостереження за період часу, рівний 24 год, вимірюють одночасно діючі значення трьох міжфазних і двох фазних напруг основної частоти $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$, $U_{A(1)i}$, $U_{B(1)i}$ у вольтах, кіловольтах.

Визначають діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти $U_{0(1)i}$ у i -му спостереженні за формулою:

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6} \sqrt{\left[\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} - 3 \cdot \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2 + \left[\sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left[U_{AB(1)i} - \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2} - \sqrt{4U_{B(1)i}^2 - \left[U_{AB(1)i} - \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2} \right]^2}. \quad (11.24)$$

Обчислюють коефіцієнт несиметрії напруги нульової послідовності K_{0Ui} у відсотках як результат i -го спостереження за формулою:

$$K_{0Ui} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (11.26)$$

де $U_{0(1)i}$ - діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг у i -му спостереженні, В, кВ; $U_{1(1)i}$ - діюче значення міжфазної напруги прямої послідовності основної частоти, В, кВ.

При визначенні K_{0Ui} допускається:

- визначати $U_{0(1)i}$ методом симетричних складових;
- обчислювати $U_{0(1)i}$ при симетрії міжфазних напруг за наближеною формулою:

$$U_{0(1)i} = 0,62 \cdot (U_{нб.ф(1)i} - U_{нм.ф(1)i}), \quad (11.26)$$

де $U_{нб.ф(1)i}$, $U_{нм.ф(1)i}$ - найбільше і найменше із трьох діючих значень фазних напруг основної частоти у i -му спостереженні, В, кВ.

При цьому відносна похибка визначення K_{0Ui} з використанням формули (11.26) замість формули (11.24) не перевищує $\pm 10\%$.

- застосовувати замість діючих значень міжфазних і фазних напруг

основної частоти діючі значення відповідних напруг з урахуванням всіх гармонічних складових цих напруг при коефіцієнті спотворення синусоїдальності кривих напруг не перевищуючому 5%;

- визначають K_{0Ui} за формулою:

$$K_{0Ui} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{ном.ф}} \cdot 100, \quad (11.27)$$

де $U_{ном.ф}$ - номінальне значення фазної напруги, В, кВ.

При цьому відносна похибка визначення K_{0Ui} з використанням формули (11.27) замість формули (11.25) чисельно рівна відхиленню напруги $U_{l(i)i}$ від $U_{ном}$.

Обчислюють значення коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} у відсотках як результат усереднення N спостережень K_{0Ui} на інтервалі часу T_{VS} , рівному 3 с, за формулою:

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0Ui}^2}{N}}. \quad (11.28)$$

Число спостережень N повинно бути не менше 9.

Відхилення частоти.

Вимірювання відхилення частоти Δf здійснюють наступним чином.

Для кожного i -го спостереження за встановлений період часу вимірюють дійсне значення частоти f_i у герцах.

Обчислюють усереднене значення частоти f_y у герцах як результат усереднення N спостережень f_y на інтервалі часу, рівному 20 с, за формулою:

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N}. \quad (11.29)$$

Число спостережень N повинно бути не менше 15.

Обчислюють значення відхилення частоти Δf у герцах за формулою:

$$\Delta f = f_y - f_{ном}, \quad (11.30)$$

де $f_{ном}$ - номінальне значення частоти, Гц.

Провал напруги.

Вимірювання тривалості провалу напруги Δt_n у секундах (рис. 11.10) здійснюють наступним чином:

фіксують початковий момент часу t_n різкого спаду (з тривалістю не менше

10 мс) огинаючою середньоквадратичних значень напруги, визначених на кожному напівперіоді основної частоти, нижче $0.9U_{ном}$.

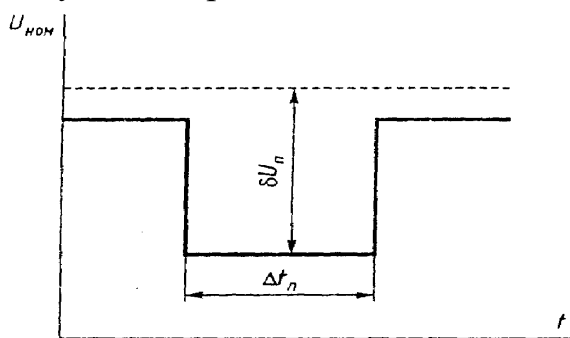


Рис.11.10. Провал напруги

Фіксують кінцевий момент часу t_k відновлення середньоквадратичного значення напруги до $0.9U_{ном}$.

Обчислюють тривалість провалу напруги Δt_n у секундах за формулою:

$$\Delta t_n = t_k + t_n, \quad (11.31)$$

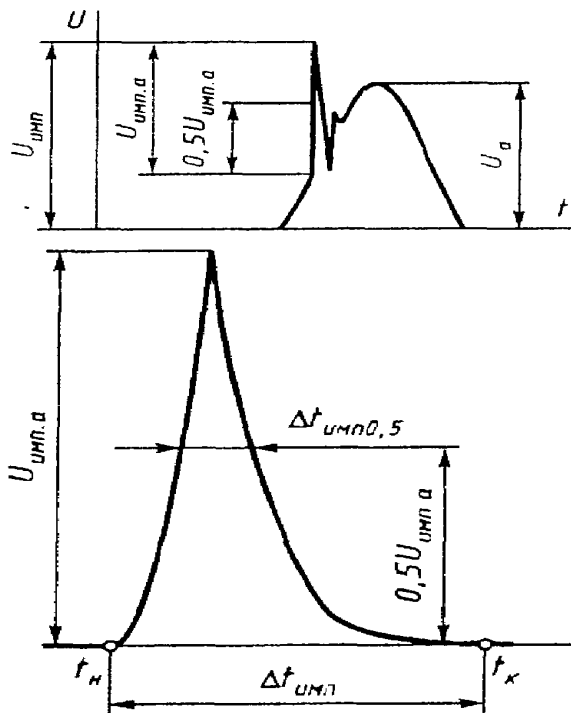


Рис.11.11. Параметри імпульсної напруги

де t_n , t_k - початковий і кінцевий моменти часу провалу напруги.

Глибину провалу напруги δU_n у відсотках (рис. 11.10) визначають наступним чином.

Вимірюють середньоквадратичні значення напруги U за кожний напівперіод основної частоти за час провалу напруги у вольтах, кіловольтах.

Визначають мінімальне із всіх можливих у відповідності з ДЕСТ 13109-97 середньоквадратичних значень напруги U_{min} у вольтах, кіловольтах.

Обчислюють глибину провалу напруги U_n у процентах за формулою:

$$\delta U_n = \frac{U_{ном} - U_{min}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (11.32)$$

Частотність появи провалів напруги F_n у процентах за формулою:

$$F_n = \frac{m(\delta U_n \cdot \Delta t_n)}{M} \cdot 100, \quad (11.33)$$

де $m(\delta U_n, \Delta t_n)$ - число провалів напруги глибиною δU_n і тривалістю Δt_n за період часу спостереження T ; M - сумарне число провалів напруги за період часу спостережень T .

Імпульс перенапруги.

Імпульсна перенапруга $U_{имп}$ у вольтах, кіловольтах (рис. 11.11) вимірюють як максимальне значення напруги при різкій її зміні (тривалість фронту імпульсу не більше 5 мс).

Тривалість імпульсу напруги за рівнем 0.5 його амплітуди $t_{имп0.5}$ у мікросекундах, мілісекундах (рис.11.11) вимірюють наступним чином.

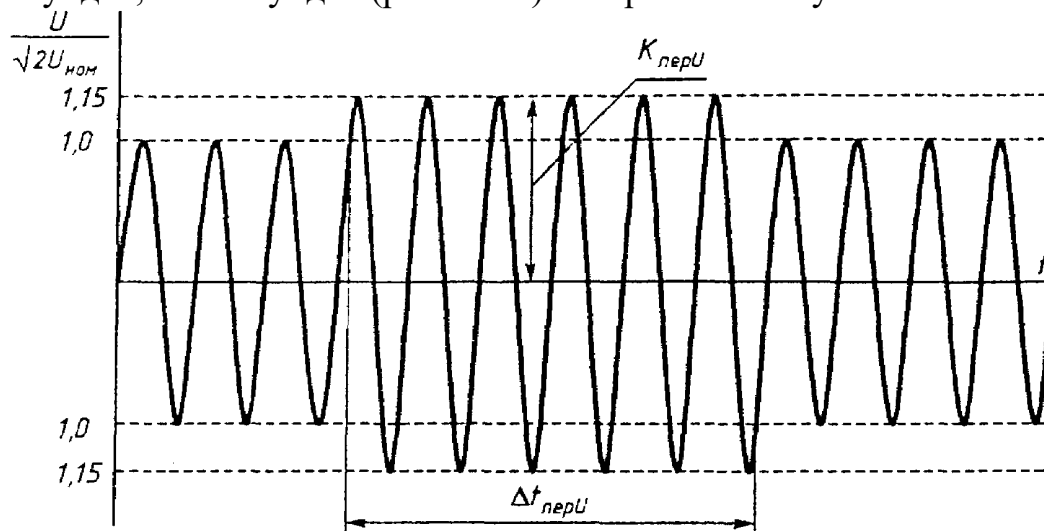


Рис. 11.12. Тимчасова перенапруга

Виділяють із загальної кривої напруги імпульс напруги і визначають амплітуду цього імпульсу $U_{имп.а}$ у вольтах, кіловольтах як максимальне значення імпульсу напруги (рис.11.11).

Визначають моменти часу $t_{н0.5}$, $t_{к0.5}$ у мікросекундах, мілісекундах (рис.11.11) відповідаючі перетину кривої імпульсу напруги горизонтальною лінією, проведеною на половині амплітуди імпульсу, у мікросекундах, мілісекундах.

Обчислюють $\Delta t_{имп0.5}$ за формулою:

$$\Delta t_{имп0,5} = t_{к0,5} - t_{н0,5}. \quad (11.34)$$

Тимчасова перенапруга.

Вимірювання коефіцієнта тимчасової перенапруги $K_{перU}$ у відносних одиницях (рис. 11.12) здійснюють наступним чином:

Вимірюють амплітудне значення напруги U_a у вольтах, кіловольтах на кожному напівперіоді основної частоти при різкому (тривалість фронту до 5 мс) перевищенні рівня напруги, рівного $1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ном}$.

Визначають максимальне із виміряних у відповідності з ДЕСТ 13109-97 амплітудних значень напруги $U_{a.max}$.

З ціллю виключення впливу комутаційного імпульсу на значення коефіцієнта часової перенапруги визначення $U_{a.max}$ здійснюють через 0.04 с від моменту перевищення напруги рівня рівного $1.1U_{ном}$.

Обчислюють коефіцієнт тимчасової перенапруги за формулою:

$$K_{nepU} = \frac{U_{a.max}}{\sqrt{2} \cdot U_{ном}}. \quad (11.35)$$

Тривалість тимчасової перенапруги Δt_{nep} у секундах визначають наступним чином.

Фіксують момент часу $t_{н.пер}$ перевищення діючим значенням напруги рівня рівного $1.1U_{ном}$, і момент часу $t_{к.пер}$ спаду напруги до рівня $1.1U_{ном}$.

Обчислюють Δt_{nepU} у секундах за формулою:

$$\Delta t_{nepU} = t_{к.пер} - t_{н.пер}. \quad (11.36)$$

11.4. ВПЛИВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Відхилення напруги.

В залежності від режиму навантаження промислового підприємства напруга на затискачах приймачів електроенергії не залишається постійною і може відрізнятись від номінального.

Зміни напруги можна поділити на відхилення і коливання. Відхилення напруги V – це різниця дійсного значення напруги U і його номінального значення для даної мережі $U_{ном}$, що виникає при порівняно повільній зміні режиму роботи, коли швидкість зміни напруги менше 1 % у секунду:

$$\delta V = U - U_{ном}. \quad (11.37)$$

Основними факторами, що визначають якість напруги в системах електропостачання, є: дотримання балансу реактивної потужності у вузлі навантажень, способи і режим регулювання напруги в центрі живлення, способи і засоби місцевого регулювання напруги, наявність однофазних навантажень і їхній розподіл по фазах, наявність ударних навантажень і заходу щодо зниження і локалізації їхнього впливу і т.д.

В умовах безперервного росту електричних навантажень на підприємствах, важливим фактором поліпшення якості напруги є підвищення рівня номінальної напруги розподільних мереж на ступіні внутрішнього електропостачання і вибір раціональних напруг для систем електропостачання при проектуванні.

Слід зазначити, що необхідність застосування тих або інших засобів регулювання напруги в системі електропостачання промислових підприємств є наслідком недосконалості самої системи. При відхиленнях напруги в

приймачах електроенергії вище припустимих значень часто доцільніше не встановлювати засоби регулювання напруги, що збільшують капітальні витрати на мережу і втрати електроенергії, а перестроїти систему електропостачання, перейшовши до більш високих рівнів напруги розподільних мереж. Цей захід одночасно зменшить втрати електроенергії в елементах системи електропостачання і дозволить безперешкодно вводити в експлуатацію нові електричні навантаження при розширенні промислового підприємства.

В загальному випадку справедливе твердження, що кожен приймач електроенергії має найкращі техніко-економічні показники при визначеній оптимальній напрузі на його затискачах. Відхилення напруги від оптимального приводить до зміни техніко-економічних показників приймачів електричної енергії. При зміні напруги міняються також показники самої мережі в основному за рахунок зміни втрат потужності та енергії. Таким чином, відхилення напруги в окремих точках мережі впливають на всю систему електропостачання підприємства.

Розглянемо приклади впливу відхилень напруги в системі електропостачання на роботу окремих приймачів електричної енергії і на протікання технологічних процесів.

В даний час найбільш розповсюдженими приймачами електричної енергії в промисловості є асинхронні двигуни, що використовуються для привода найрізноманітніших механізмів. У табл. 11.1 приведені дані по впливу відхилень напруги в межах від -10 до $+10$ % на характеристики асинхронних двигунів.

При зміні напруги мережі вбік від номінального активна потужність на валу асинхронного двигуна залишається практично постійною, змінюються втрати активної потужності в ньому, що може дати перевитрату або економію електричної енергії. Реактивна потужність електродвигуна при цьому істотно міняється. Для наближених розрахунків можна прийняти, що для електродвигунів єдиної серії А потужністю 20-100 кВт підвищення неосновними факторами, що визначають якість напруги в системах електропостачання, є: дотримання балансу реактивної потужності у вузлі навантажень, способи і режим регулювання напруги в центрі живлення, способи і засоби місцевого регулювання напруги, наявність однофазних навантажень і їхній розподіл по фазах, наявність ударних навантажень і заходу щодо зниження і локалізації їхнього впливу і т.д.

В умовах безперервного росту електричних навантажень на підприємствах, важливим фактором поліпшення якості напруги є підвищення рівня номінальної напруги розподільних мереж на ступіні внутрішнього електропостачання і вибір раціональних напруг для систем електропостачання при проектуванні.

Слід зазначити, що необхідність застосування тих або інших засобів регулювання напруги в системі електропостачання промислових підприємств є наслідком недосконалості самої системи. При відхиленнях напруги в приймачах електроенергії вище припустимих значень часто доцільніше не встановлювати засоби регулювання напруги, що збільшують капітальні витрати

на мережу і втрати електроенергії, а перестроїти систему електропостачання, перейшовши до більш високих рівнів напруги розподільних мереж. Цей захід одночасно зменшить втрати електроенергії в елементах системи електропостачання і дозволить безперешкодно вводити в експлуатацію нові електричні навантаження при розширенні промислового підприємства.

В загальному випадку справедливе твердження, що кожен приймач електроенергії має найкращі техніко-економічні показники при визначеній оптимальній напрузі на його затискачах. Відхилення напруги від оптимального приводить до зміни техніко-економічних показників приймачів електричної енергії. При зміні напруги міняються також показники самої мережі в основному за рахунок зміни втрат потужності та енергії. Таким чином, відхилення напруги в окремих точках мережі впливають на всю систему електропостачання підприємства.

Розглянемо приклади впливу відхилень напруги в системі електропостачання на роботу окремих приймачів електричної енергії і на протікання технологічних процесів.

В даний час найбільш розповсюдженими приймачами електричної енергії в промисловості є асинхронні двигуни, що використовуються для привода найрізноманітніших механізмів. У табл. 11.1 приведені дані по впливу відхилень напруги в межах від -10 до $+10$ % на характеристики асинхронних двигунів.

При зміні напруги мережі вбік від номінального активна потужність на валу асинхронного двигуна залишається практично постійною, змінюються втрати активної потужності в ньому, що може дати перевитрату або економію електричної енергії. Реактивна потужність електродвигуна при цьому істотно міняється. Для наближених розрахунків можна прийняти, що для електродвигунів єдиної серії А потужністю 20-100 кВт підвищення напруги на 1 % приводить до росту реактивної потужності на 3 %, а для електродвигунів меншої потужності – на 5-7 %.

Значний збиток промисловим підприємствам наносить скорочення терміну служби асинхронних двигунів, що працюють з великим завантаженням і зниженою напругою. Розрахунки показують, що найвигіднішим, з погляду збільшення терміну служби двигунів, є номінальна напруга або напруга вище номінальної.

Частота обертання асинхронних двигунів міняється в залежності від підведеної напруги, що може істотно вплинути на продуктивність технологічного устаткування.

Значний вплив робить відхилення напруги на протікання електротермічних процесів. Мінусове відхилення напруги на затискачах неавтоматизованих електричних печей приводить до зниження їхньої потужності і зміни тривалості технологічного процесу. Вплив відхилення напруги на роботу дугових печей залежить від вибору параметра регулювання:

- при підтримці постійними опору дуги і її довжини, потужність печі знижується пропорційно квадратові напруги;
- при підтримці постійним струму дуги – пропорційно першого ступеня

напруги;

- при підтримці постійної потужності печі відбувається збільшення втрат потужності в квадратичній залежності стосовно зниження напруги.

Таблиця 11.8. Вплив відхилень напруги на характеристики асинхронних двигунів

Пусковий і максимальний обертаючі моменти	-19%	+21%
Синхронна частота обертання	Постійна	Постійна
Ковзання	+23%	-17%
Частота обертання при номінальному навантаженні	-1,5%	+1%
ККД при навантаженні:		
Номінальному		
75%	-2%	+1%
50%	-1÷-2%	+1÷+2%
Коефіцієнт потужності при навантаженні: 100%	+1%	-3%
75%	+2÷+3%	-4%
50%	+4÷+5%	-5÷-6%
Струм ротора при номінальному навантаженні	+14%	-11%
Струм статора при номінальному навантаженні	+10%	-7%
Пусковий струм	-10÷-12%	+10÷+12%
Приріст температури обмотки при номінальному навантаженні	+5÷+6%	Практично без зміни

Відхилення напруги можуть погіршувати технологічний і енергетичний режим печей опору та індукційних печей. В багатьох випадках при зниженні напруги на 8-10 % технологічний процес не можна довести до кінця. Відхилення напруги впливає і на електричне зварювання. Зниження напруги погіршує якість зварених швів. Час зварювання при зниженні напруги на 10 % подовжується приблизно на 20 % (для прогріву швів). Підвищення напруги приводить до збільшення реактивної потужності зварювального агрегату, причому на холостому ходу при підвищенні напруги з 200 до 220 В кожному відсотковій підвищення напруги відповідає підвищення реактивного навантаження приблизно на 5 %, в той час як при навантаженні це підвищення складає близько 2,5 %.

Відхилення напруги істотно впливає на роботу освітлювальних установок. Від підведеної напруги залежить світловий потік, освітленість, термін служби, споживана потужність і ККД освітлювальних установок. Так, наприклад, для ламп накаливання підвищення напруги тільки на 1 % більше номінального викликає збільшення споживаної потужності приблизно на 1,5 %, світлового потоку на 3,7 % і скорочення терміну служби ламп на 14 %.

Збільшення напруги на 5 % приводить до скорочення терміну служби ламп накаливання в 2 рази. Термін служби люмінесцентних ламп при підвищенні напруги на 10 % скорочується на 20-30 %. Зниження напруги нижче номінального збільшує термін служби ламп накаливання, зменшує потужність, споживану лампою. При цьому в лампі зменшується струм і світловий потік, що негативно впливає на освітленість. При зниженні напруги на 20 % і більш у газорозрядних ламп, у тому числі і люмінесцентних, запалювання стає практично неможливим.

Несиметрія напруги.

Коефіцієнт несиметрії $K_{нсм,U}$ є нормованим показником якості електричної енергії. Відповідно до діючих стандартів $K_{нсм,U} \leq 2\%$ довгостроково допустимо на затискачах будь-якого трифазного симетричного приймача електричної енергії. У випадках, коли коефіцієнт несиметрії виявляється більше зазначених меж, повинні бути прийняті заходи для його зниження.

Несиметрія напруг в системах електропостачання значно впливає на роботу окремих елементів мережі і приймачів електричної енергії.

Синхронні машини. При несиметрії струмів і напруг, зумовленій несиметричним навантаженням, у статорах синхронних генераторів проходять струми прямої, зворотної і нульової послідовностей. Струми прямої послідовності створюють магнітне поле, що обертається синхронно з ротором, а зворотної послідовності – магнітне поле, що обертається з подвійною синхронною частотою в напрямку, зворотному напрямкові обертання ротора, в результаті чого магнітний потік, створюваний струмами зворотної послідовності, перетинає полюси ротора з подвійною частотою обертання і наводить в останніх ЕРС з частотою 100 Гц. Ця ЕРС зумовлює в обмотці збудження пульсуюче поле, яке можна розкласти на дві складові: поле, що обертається в напрямку обертання ротора і наводить в статорі ЕРС потрібної частоти, і поле, що обертається в напрямку, зворотному напрямку обертання ротора, і наводить у статорі ЕРС з частотою обертання основного поля зворотної послідовності, частково компенсуючи його. Електрорушійна сила потрібної частоти викликає в статорі струми прямої та зворотної послідовностей такої ж частоти. Магнітне поле струмів зворотної послідовності індукуює у масивних металевих частинах ротора значні вихрові струми, що мають подвійну частоту і створюють додатковий пульсуючий з подвійною частотою електромагнітний момент. Вихрові струми викликають підвищене нагрівання ротора, а пульсуючий момент – вібрацію обертової частини машини. При значній несиметрії вібрація може виявитися небезпечною для конструкцій машини. Особливо небезпечна несиметрія напруги для потужних сучасних турбо- і гідрогенераторів, виконаних зі зниженим тепловим запасом.

Асинхронні двигуни. Особливо несприятливо несиметрія напруги позначається на роботі і терміну служби асинхронних двигунів. Опір асинхронних електродвигунів струмам зворотної послідовності в 5–7 разів менше опору струмам прямої послідовності. При наявності навіть невеликої за

значенням складової напруги зворотної послідовності виникає значний струм зворотної послідовності. Цей струм накладається на струм прямої послідовності і викликає додаткове нагрівання ротора і статора, що приводить до швидкого старіння ізоляції і зменшенню потужності двигуна. Наприклад, при несиметрії напруг у 4 % термін служби цілком завантаженого асинхронного двигуна скорочується в 2 рази, а при несиметрії напруг, яка дорівнює 5 %, потужність двигунів зменшується на 5–10%, при несиметрії 10 % – на 20-25 % в залежності від виконання двигуна.

В асинхронних двигунах несиметрія напруг зумовлює протидіючий обертовий момент, що зменшує корисний момент. Зменшення корисного моменту за рахунок протидіючих стосовно моменту при симетричному навантаженні визначається виразом

$$\frac{M_2}{M_{ном}} = \frac{s}{(2-s)} \frac{Z_1^2 U_2^2}{Z_2^2 U_{ном}^2} = \frac{s}{(2-s)} \frac{Z_1^2}{Z_2^2} \kappa_{нсм,U}^2, \quad (11.38)$$

де s – ковзання; $\kappa_{нсм,U}$ – коефіцієнт несиметрії; Z_1 і Z_2 – повні опори двигуна відповідно струмам прямої і зворотної послідовностей.

Таким чином, зменшення обертового моменту залежить від квадрата коефіцієнта несиметрії напруг.

Конденсаторні установки. Підключення симетричної по ємності трифазної конденсаторної батареї до електричної мережі з несиметричною напругою може викликати ще більшу несиметрію. Крім того, при несиметрії напруг конденсаторні установки нерівномірно завантажуються реактивною потужністю по фазах, змінюється їх загальна реактивна потужність. Відношення реактивної потужності конденсаторної установки при несиметричній напрузі до реактивної потужності при симетричній напрузі в номінальному режимі визначається з виразу

$$\frac{Q_{нсм}}{Q_{ном}} = \frac{U_2^2}{U_{ном}^2} (1 + \kappa_{нсм,U}). \quad (11.39)$$

Нормальна тривала експлуатація конденсаторної установки можлива за умови, що в жодній фазі, в тому числі й у найбільш завантаженій, потужність втрат не перевищує номінального значення. Ця умова унеможливорює повне використання встановленої реактивної потужності. Її можна використовувати тільки до рівня розташовуваної потужності. Розташовувана потужність – це верхня межа реактивної потужності трифазної конденсаторної установки, що може бути корисно використана при несиметричній напрузі без зниження терміну служби конденсаторів найбільш завантаженої фази. Розташовувана потужність при несиметричній напрузі завжди менше номінальної

$$Q_{расп} = Q_{ном} U_2^2 (1 + \kappa_{нсм, U}) \frac{I}{U_{н,з,ф}^2}, \quad (11.40)$$

де $U_{н,з,ф}$ – напруга найбільш завантаженої фази.

Багатофазні випрямлячі. Несиметрія напруг впливає на режим роботи багатофазних випрямлячів. Якщо при симетричній напрузі струми (наприклад, в мостовій схемі) однакові у всіх випрямлячах і мають однакову тривалість протікання, то при несиметричній напрузі вони можуть значно відрізнятися. В результаті припустима потужність випрямляча знижується, тому що частина випрямлячів виявляється недовантаженою.

Несиметрія напруг знижує також ефективність роботи трьох-, шести-, дванадцятифазних і інших схем випрямлення. При несиметрії напруг з'являються гармоніки (пульсації) подвійної частоти випрямленого за допомогою таких схем струму, амплітуда яких пропорційна коефіцієнтам несиметрії напруг. Ці гармоніки, резонуючи в не розрахованих на їхню появу згладжувальних фільтрах, перевантажують конденсатори і виводять їх з ладу. Наявність цих пульсацій у напрузі тягової мережі навіть при роботі згладжувальних фільтрів, негативно впливає на роботу зв'язку.

Трансформатори, кабельні і повітряні лінії. При розрахунку втрат активної потужності в кабельних і повітряних лініях $\Delta P_{л2}$ і трансформаторах ΔP_{m2} у несиметричних режимах полагають, що ці втрати визначаються тільки струмом зворотної послідовності I_2 :

$$\begin{cases} \Delta P_{л2} = 3I_2^2 r_{л2} \\ \Delta P_{T2} = 3I_2^2 r_{T2} \end{cases} \quad (11.41)$$

Несиметрія напруг не робить помітного впливу на роботу кабельних і повітряних ліній, але за тих самих умов нагрівання трансформаторів і скорочення терміну їхньої служби можуть виявитися істотними.

Струми нульової послідовності постійно проходять через заземлювачі і негативно позначаються на їхній роботі, викликаючи висушування ґрунту і збільшення опору розтікання.

Заходи щодо зниження несиметрії напруг зводяться в основному до того, щоб коефіцієнт несиметрії напруг не перевищував припустимих меж. Основною причиною виникнення несиметрії напруг є наявність несиметричних однофазних електричних навантажень. Розглянемо основні методи і схеми симетрування однофазних навантажень.

Знизити несиметрію напруг у деяких випадках можна раціональним пофазним розподілом навантажень, однак це не завжди дозволяє забезпечити несиметрію напруг у припустимих межах. У таких випадках для зниження несиметрії застосовуються спеціальні симетрируючі пристрої.

Симетрування системи лінійних напруг трифазної мережі зводиться до

компенсації струму зворотної послідовності, споживаного однофазними навантаженнями, і зумовленої ним напруги зворотної послідовності. Симетруючі пристрої виготовляються керованими і некерованими в залежності від характеру графіка навантаження. В даний час розроблено велика кількість схем симетруючих пристроїв як з електричними, так і з електромагнітними зв'язками між елементами.

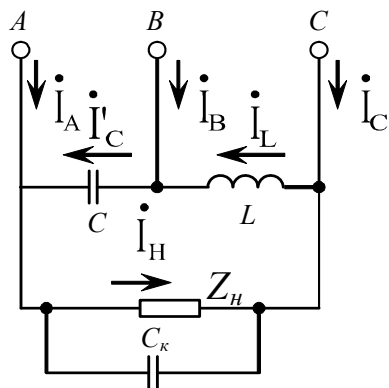


Рис. 11.13. Схема симетрування однофазного навантаження Штейнметца

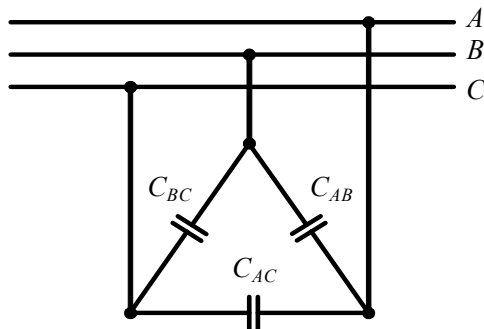


Рис. 11.14. Схема симетрування несиметричного трифазного навантаження за допомогою несиметричної конденсаторної батареї

Для симетруванн однофазних приймачів електричної енергії з практично постійним графіком навантаження і коефіцієнтом потужності, близьким до 1,0 (дугові печі, печі опору), застосовується схема Штейнметца (рис. 11.13). Необхідна потужність конденсаторної батареї C и дроселя L визначається з умови

$$Q_C = Q_L = \frac{P_o}{\sqrt{3}}, \quad (11.42)$$

де P_o – активна потужність однофазного навантаження.

Компенсація струму зворотної послідовності здійснюється за допомогою конденсаторної батареї C и дроселя L . Варто мати на увазі, що ця схема найбільш ефективна при симетруванні чисто активного навантаження. Керовані симетруючі пристрої відрізняються від некерованих тим, що потужність конденсаторної батареї і дроселя регулюється відключенням частини секцій паралельно включених конденсаторів і переключенням відпайок дроселя або відключенням окремих дроселів.

Симетрування дво- і трифазових несиметричних навантажень з низьким коефіцієнтом потужності можна здійснити за допомогою трифазної несиметричної батареї конденсаторів (рис. 11.14). У загальному випадку потужності конденсаторів у кожній фазі можуть бути не рівними

$$Q_{C,AB} \neq Q_{C,BC} \neq Q_{C,CA}.$$

Трифазні симетричні конденсаторні батареї компенсують тільки реактивну складову струму і не впливають на активну складову.

Несинусоїдальність напруги і струму.

Широке впровадження приймачів електричної енергії з нелінійними вольт-амперними характеристиками, приводить до погіршення якості електричної енергії (зокрема до появи вищих гармонік) і тим самим до появи народногосподарського збитку. До елементів систем електропостачання з нелінійними вольт-амперними характеристиками відносяться вентильні і частотні перетворювачі, установки електрозварювання, електродугові печі, газорозрядні джерела світла, а також силові трансформатори і двигуни. Характерною рисою цих пристроїв є споживання ними з мережі несинусоїдальних струмів при підведенні до їхніх затискачів синусоїдальної напруги.

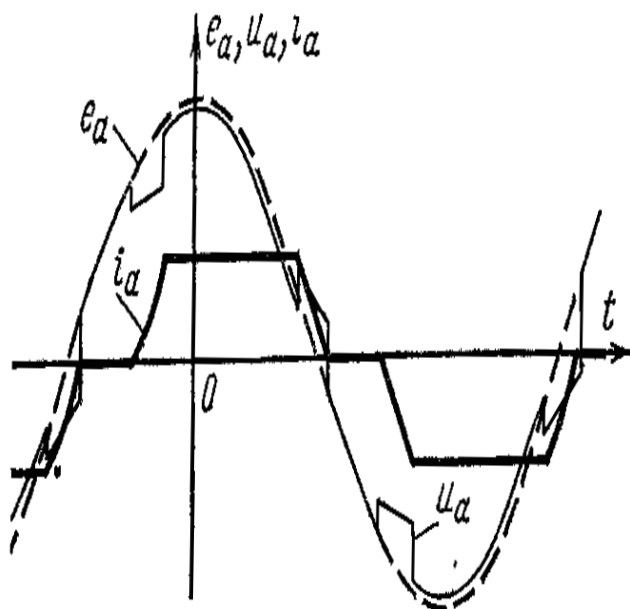


Рис. 11.15. Криві ЕРС джерела живлення (e_a), напруги на затискачах трифазного вентильного перетворювача (u_a), та струму однієї з його фаз (i_a)

Як приклад на рис. 11.15 приведена крива струму однієї з фаз трифазного вентильного перетворювача. Несинусоїдальні криві струмів можна розглядати як складні гармонійні коливання, що складаються із сукупності простих гармонійних коливань різних частот. Струми вищих гармонік, проходячи по елементах мережі, викликають спадання напруги в опорах цих елементів, і накладаючись на основну синусоїду напруги, приводять до перекручування форми кривій напруги (крива U_a , рис. 11.15).

Розрахунок коефіцієнта несинусоїдальності виконується за формулою

$$K_{нс} = X_{c*} \sqrt{\frac{\frac{3}{\pi} \frac{\sin \varphi}{X_{c*} + X_{np*}} - \frac{9}{\pi^2}}{1 - \frac{6}{\pi} X_{c*} \sin \varphi + \frac{9}{\pi^2} X_{c*}^2}}, \quad (11.43)$$

де $X_{c*} = S_{np} / S_k$ – еквівалентний індуктивний опір живильної системи від умовного джерела нескінченної потужності до досліджуваної точки мережі;

S_{np} – повна потужність, споживана перетворювачем; S_k – потужність КЗ в досліджуваній точці мережі; $X_{np*} = \frac{u_k}{100} \frac{S_{np}}{S_{np,T}}$, U_k , $S_{np.m}$ – відповідно індуктивний опір, напруга короткого замикання і номінальна потужність перетворювального трансформатора.

Основним джерелом вищих гармонік в системах електропостачання промислових підприємств є напівпровідникові перетворювачі частоти. Істотний вплив на несинусоїдальність напруги мережі можуть робити й установки електродугового плавлення, електродугові печі і газорозрядні джерела світла. Силкові трансформатори і двигуни працюють найчастіше в умовах щодо незначного насичення стали. Тому створювані ними струми вищих гармонік невеликі і при розрахунках нормальних режимів, як правило, не враховуються.

Дугові електропечі одержали широке поширення на сучасних металургійних і машинобудівних підприємствах. Нелінійність вольт-амперної характеристики дуги приводить до генерації печами струмів вищих гармонік. Форми кривих струму печей у великому ступені залежать від режиму горіння дуги в різні періоди плавки. У початковий період розплавлювання струм печі коливається між струмами режимів холостого ходу і металевих коротких замикань. Ці сильні і нерегулярні коливання навантаження носять випадковий характер. Форма кривих струмів в цей період значно відрізняється від синусоїдальної. З появою рідкого металу плавку ведуть при короткій дузі, коливання струму стають менше. Форма кривих струмів поліпшується і наближається до синусоїдального.

Відносні значення амплітуд вищих гармонік порядків $\nu = 6k \pm 1$ ($\nu = 1, 2, 3, 4, \dots$) можуть бути приблизно визначені за формулою

$$I_{\nu*} = \frac{I_{\nu}}{I_1} = \frac{\kappa_{\partial}}{\nu^2}. \quad (11.44)$$

Коефіцієнт κ_{∂} залежить від відношення амплітуди проти ЕРС дуги E_{∂} до ЕРС живильної енергосистеми E_m і співвідношення між індуктивним x_k і активним r_k опорам в колі дуги, значення яких визначаються опорамі пічного трансформатора, короткої мережі і живильної енергосистеми. У початковий період плавки κ_{∂} дорівнює $0,3 \div 0,4$, при завершенні плавки – $0,05 \div 0,10$.

В струмах електродугових печей поряд з 5, 7, 11 і 13-ї гармоніками утримуються також 2, 3, 4 і 6-а гармоніки. Ці гармоніки за аналогією з відповідними гармоніками вентильних перетворювачів називають аномальними. Основними причинами появи аномальних гармонік є безперервна зміна умов горіння дуг печі і неповне вирівнювання опорів короткої мережі. Значення аномальних гармонік струму близькі до значень 5-ї і 7-ї гармонік. Еквівалентне діюче значення струмів вищих гармонік у струмі печі за рахунок аномальних гармонік зростає в 1,8-2 рази.

При проходженні струмів вищих гармонік по елементах системи електропостачання виникають додаткові втрати активної потужності через несинусоїдальності, що в елементі системи електропостачання можуть бути обчислені за формулою

$$\Delta P_{nc} = 3 \sum_{v=3}^n I_v^2 R_v, \quad (11.45)$$

де I_v – струм v -ї гармоніки; R_v – активний опір елемента струму v -ї гармоніки.

Додаткові втрати електроенергії, зумовлені вищими гармоніками, визначаються за формулою

$$\Delta \mathcal{E}_{nc} = 3 T_p \sum_{v=3}^n \kappa_{np,v} I_{c,v}^2 R_v, \quad (11.46)$$

де T_p – число робочих годин елемента системи електропостачання за обліковий період; $\kappa_{np,v} = \frac{\pi}{2\sqrt{2v}}$ – коефіцієнт приведення графіка v -ї гармоніки до графіка 1-ї гармоніки з періодом 2π ; $I_{c,v}$ – середнє значення струму v -ї гармоніки; n – порядок гармоніки, що враховується (останньої).

При наявності гармонік у кривій напруги процес старіння ізоляції протікає більш інтенсивно, чим у випадку роботи електроустаткування при синусоїдальній напрузі. Вищі гармоніки струму і напруги впливають на погрішності електровимірювальних приладів. У практиці експлуатації істотне значення має збільшення погрішностей індукційних лічильників активної і реактивної енергії. Наявність вищих гармонік ускладнює та у ряді випадків унеможлиблює використання силових кіл як канали зв'язку для передачі інформації. Спостерігалися також випадки помилкової роботи пристроїв релейного захисту, у якій використовувалися фільтри струмів зворотної послідовності. Вплив вищих гармонік на роботу релейного захисту виявляється, як правило, при рівні гармонік у струмі навантаження порядку 5-7 %.

Найбільш відчутний вплив вищі гармоніки роблять на роботу батарей конденсаторів. Практика роботи вітчизняних і закордонних промислових підприємств свідчить про те, що батареї конденсаторів, що працюють при несинусоїдальній напрузі, у ряді випадків швидко виходять з ладу в результаті вздуття і вибухів. Причиною руйнування конденсаторів є перевантаження їх струмами вищих гармонік, що виникає, як правило, при виникненні в мережі резонансного режиму на частоті однієї з гармонік.

З огляду на негативний вплив вищих гармонік на роботу електроустаткування, нормативними документами обмежується рівень несинусоїдальності форми кривої напруги. Як показник, що характеризує

несинусоїдальність форми кривої напруги, прийняте еквівалентне діюче значення вищих гармонік напруги, що не повинна перевищувати 5 % діючої напруги основної частоти на затискачах будь-якого приймача електроенергії.

Експериментальні дослідження показали, що в системах електропостачання промислових підприємств, що мають потужні вентиляльні і тиристорні перетворювачі, несинусоїдальність напруги, як правило, перевищує нормовані межі, досягаючи в ряді випадків 20 % ($K_{нс} = 20 \%$).

Розглянемо найбільш розповсюджені методи зменшення несинусоїдальності форми кривої напруги.

Збільшення числа фаз випрямлення.

Спектральний склад струмів вентиляльних агрегатів визначається числом фаз випрямлення p . Зі збільшенням p форма первинного струму перетворювача наближається до синусоїдального, а кількість гармонік, що утримуються в струмі віппрямляча і, отже, у напрузі мережі, зменшується. Так, наприклад, при 6-фазній схемі випрямлення ($p = 6$) у струмі вентиляного агрегату утримуються 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25-я ... гармоніки, а при 12-фазній схемі ($p = 12$) – 11, 13, 23, 25-я ..., тобто перехід від 6-фазної до 12-фазної схеми випрямлення приводить до зникнення в напрузі мережі гармонік з номерами

$$\nu = 6 \cdot (2k - 1) \pm 1.$$

Розрахунки показують, що при цьому несинусоїдальність напруги мережі зменшується приблизно в 1,4 рази. Збільшення числа фаз випрямлення є дійовим заходом зниження змісту вищих гармонік у кривих первинного струму перетворювачів і в напрузі мережі.

Фільтри вищих гармонік.

На рис. 11.16 представлена схема підключення фільтра до електричної мережі. Ланка фільтра являє собою контур з послідовно з'єднаною

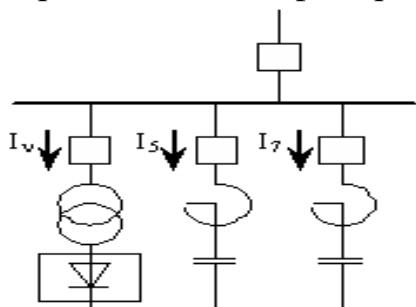


Рис. 11.16. Схема підключення фільтра вищих гармонік.

індуктивності і ємності, налагоджена на частоту визначеної гармоніки. Ідеальний фільтр цілком споживає струм гармоніки I_v , генерируємий нелінійними елементами. Однак практично наявність активних опорів у реакторі і конденсаторі і неточному їхньому налаштуванні приводять до неповної фільтрації. Фільтр являє

собою ряд ланок, кожне з яких налагоджене на резонанс для визначеної гармоніки. Кількість ланок у фільтрі на практиці, як правило, дорівнює 2-м або 4-м. Кожна ланка налагоджується на частоти 5, 7, 11, 13, 23 і 25-ї гармонік. Фільтри приєднуються як у місцях виникнення вищих гармонік, так і в пунктах їхнього посилення (резонанс струмів).

Фільтр вищих гармонік є одночасно і джерелом реактивної потужності і може служити в якості одного з засобів для компенсації реактивних навантажень. Параметри фільтрів найчастіше підбираються так, щоб їхні ланки

були налагоджені в резонанс на частоти гармонік, неприпустимих в електричній системі, а значення їхній ємностей дозволили б компенсувати необхідну реактивну потужність основної частоти.

Поширенню фільтрів заважає також їхня велика чутливість до точності настроювання: ефективність фільтра зменшується і навіть може мати місце збільшення гармонік напруги на шинах підстанції.

На шинах нижчої напруги ГЗП (або шинах ГРП) і всіх підстанціях підприємства, що мають джерела вищих гармонік, рекомендується робити періодичний і епізодичний контроль рівнів вищих гармонік. Періодичний контроль повинен здійснюватися не менш 2 разів у рік для характерних експлуатаційних режимів системи електропостачання, а також для режимів, що відповідають максимальним навантаженням джерел вищих гармонік. Епізодичний контроль несинусоїдальності напруги і рівнів окремих гармонік варто робити при підключенні нових приймачів електроенергії, що є джерелами вищих гармонік, і змінах в існуючій системі електропостачання, наприклад при підключенні батарей конденсаторів.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Показники якості електроенергії та їх нормування.
2. Вплив відхилення напруги на роботу електроприймачів.
3. Метод симетричних складових.
4. Коефіцієнти несиметрії напруг.
5. Вплив несиметрії напруг на роботу електроприймачів.
6. Які причини обумовлюють зміну відхилень напруги?
7. Які методи й засоби регулювання напруги застосовуються в мережах промислових підприємств?
8. Коли застосовують індивідуальне регулювання напруги?
9. Коефіцієнт несинусоїдальності напруги.
10. Вплив несинусоїдальності форми кривої напруги на роботу електроустаткування.
11. Відхилення і коливання частоти

Теми рефератів

1. Причини погіршення показників якості електроенергії та способи їх покращення.
2. Поздовжня та поперечна компенсація в системах електропостачання

12. ПОНЯТТЯ ПРО СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ І ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ

12.1. РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Сукупність процесів, що існують в електричній системі і визначають її стан у будь-який момент часу або в деякому інтервалі часу, називається режимом системи. Режим — це стан системи, обумовлений значеннями потужності, напруг, струмів, частоти й інших фізичних змінних величин, що характеризують процес перетворення передачі і розподілу енергії. Зазначені показники називаються параметрами режиму.

Режим електричної системи може бути сталим або перехідним (несталим). У сталому режимі роботи системи параметри режиму непостійні, вони безупинно змінюються, однак ці зміни досить малі. Перехідний режим системи характеризується швидкою зміною в часі його параметрів. Окремий випадок перехідного режиму — режим хитань, коли періодично змінюються параметри.

З погляду параметрів режиму системи розрізняють:

1. Нормальні сталі режими, стосовно до яких проектується електрична система і визначаються основні техніко-економічні характеристики.

2. Нормальні перехідні режими, під час яких система переходить від одного робочого стану до іншого.

3. Аварійні сталі і перехідні режими, для яких визначаються технічні характеристики, зв'язані з необхідністю ліквідації аварії і з'ясування умов подальшої роботи системи.

4. Післяаварійні сталі режими викликають у загальному випадку зміну нормальної схеми системи, наприклад відключення якого-небудь елемента системи або ряду елементів. У цьому режимі система може працювати з погіршеними техніко-економічними характеристиками в порівнянні з нормальним режимом.

У будь-яких перехідних процесах відбуваються закономірні післяаварійні зміни параметрів режиму системи, викликані якими-небудь причинами, названими впливами, що збурюють.

Нормальні перехідні процеси виникають при звичайних експлуатаційних операціях: включенні і відключенні трансформаторів і ліній електропередач, включенні і відключенні окремих генераторів і навантажень. При нормальній експлуатації системи завжди діють малі впливи, що збурюють, які викликають малі збурювання режиму, наприклад зміни навантаження.

Аварійні перехідні процеси виникають унаслідок різких і істотних змін режиму системи: при коротких замиканнях у системі і наступному їхньому відключенні, при зміні схеми з'єднання системи.

Під час перехідного режиму система переходить від одного сталого режиму до іншого або після збурювання повертається до вихідного сталого режиму. Перехідні і сталі режими електричних систем повинні задовольняти рядові основних вимог. У нормальному робочому режимі системи (вихідний режим) повинні бути забезпечені:

- якість - постачання споживачів енергією, що відповідає за своїми показниками встановленим нормативам;
- надійність - постачання споживачів енергією без перерви і без зниження її якості, стійке збереження режиму (стійкість);
- економічність — надійне постачання споживачів енергією необхідної якості при мінімальних витратах засобів на її виробництво і передачу.

Перехідні режими електричних систем практично завжди повинні закінчуватися деяким бажаним сталим режимом. Важливо знати, чи буде цей режим здійснений при параметрах, прийнятих у розрахунку, а якщо здійснимо, то чи буде він стійкий і досить надійний для того, щоб система могла довгостроково працювати без порушень її стійкості. Оцінюючи якість перехідного режиму в цілому, необхідно, щоб зміни параметрів режиму, що відбуваються, не могли істотно знизити якість енергопостачання споживачів.

Умови, що повинні бути виконані при розрахунках перехідних процесів наступні:

- здійсненність режиму, що повинний наступити після загасання перехідних процесів;
- стійкість переходу від режиму до режиму і стійкість режиму.
- задовільна якість перехідного процесу.
- економічність заходів, що забезпечують дотримання вимог до перехідного процесу.

12.2. СТІЙКІСТЬ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Стійкість режиму електричної системи — це здатність системи при раптових випадкових збурюваннях її режиму (малих і значних) зберігати нормальне значення параметрів у її вузлових точках. Систему розглядають як єдине ціле — синхронні генератори системи і вузли навантаження, вплив яких на стійкість може бути значним.

Розрізняють статичну і динамічну стійкість системи. Статична стійкість — здатність системи відновлювати вихідний режим після малого його збурювання або режим, досить близький до вихідного. Щоб судити про статичну стійкість системи, необхідно досліджувати характер перехідного процесу при малому збурюванні.

Розглянемо найпростішу нерегульовану систему (рис. 12.1), у якій генератор G працює через трансформатор TI і лінію L на шини незмінною за значенням і фазою напруги при будь-яких режимах роботи електропередачі. Перехідні процеси в обмотках збудження генератора не розглядаються.

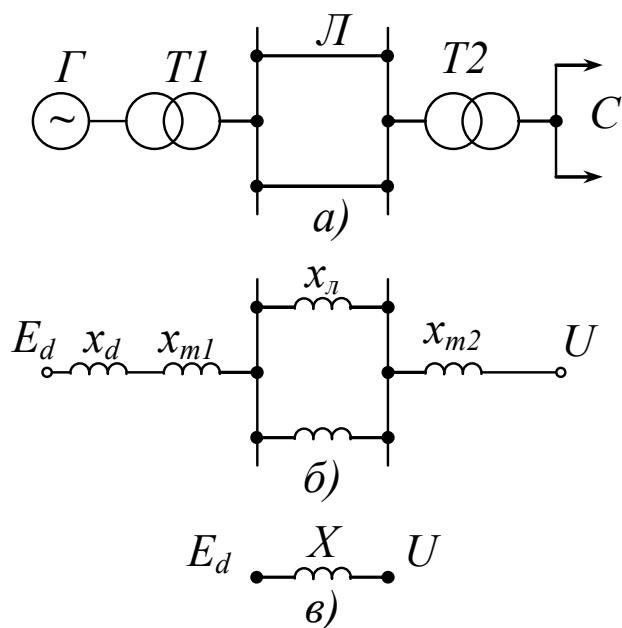


Рис. 12.1. Схеми електропередачі:
a — принципова; *б* — заміщення;
в — еквівалентна

Перехідний процес у системі досліджується за допомогою кутової характеристики

$$P = f(\delta),$$

де P — електромагнітна потужність генератора; δ — кут зсуву по фазі між синхронною ЕРС генератора E_d і напругою U на шинах прийомної системи.

Кутову характеристику можна одержати, замінивши у відомій формулі внутрішньої потужності генератора

$$P = \sqrt{3} E_d I \cos \varphi$$

добуток $\sqrt{3} I \cos \varphi$ через напругу прийомної системи U і кут δ .

З векторної діаграми (рис. 12.2) маємо

$$\sqrt{3} I_q x = U \sin \delta, \quad I_q = I \cos \varphi.$$

Тоді

$$\sqrt{3} I \cos \varphi = \frac{U}{x} \sin \delta.$$

Підставляючи це вираження в приведену вище формулу потужності, одержимо

$$P = \frac{E_d U}{x} \sin \delta. \quad (12.1)$$

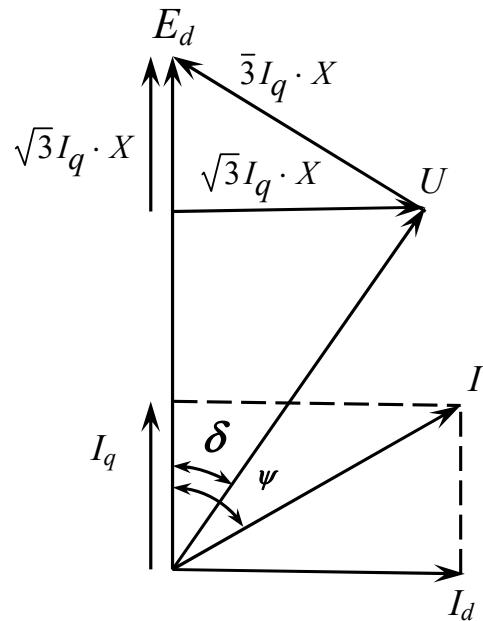


Рис. 12.2. Векторна діаграма системи

З формули (12.1) випливає, що для передачі потужності через індуктивний опір необхідно, щоб ЕРС генератора випереджала напругу прийомних шин. Залежність потужності від кута має синусоїдальний характер (рис. 12.3). Найбільша потужність, що може бути передана при незмінній напрузі на шинах, називається ідеальною межею потужності:

$$P_{г.м} = \frac{E_d U}{x}. \quad (12.2)$$

У сталому режимі повинна підтримуватися рівновага між потужністю первинного двигуна і генератора, що можливо, коли потужність турбіни P_m менше граничної $P_{г.м}$. У системі сталий режим зовсім не означає незмінності всіх його параметрів. Електрична система має величезну кількість навантажень, що безупинно змінюються, причому ці зміни відбуваються стохастично. У зв'язку з цим на генераторах системи з'являються деякі додаткові, досить малі, моменти ΔM . Ці моменти зменшують або збільшують моменти, що діють на валах генераторів, і зміщують ротори останніх на деякі невеликі кути $\Delta \delta$. При цьому зміни швидкості $\Delta \omega = f(\Delta P)$ щодо синхронної досить малі.

З рис. 12.3 випливає, що кожному значенню потужності турбіни P_T відповідають дві точки рівноваги на кутовій характеристиці потужності генератора при значеннях кутів δ_a і δ_b . Покажемо, що стійкий режим роботи можливий лише в точці a , а в точці b — режим несталий.

Припустимо, що електромагнітний момент генератора одержує малі зміни внаслідок зміни ЕРС E , напруги U , опору x відповідно до малих відхилень ротора від положення рівноваги, а обертаючий момент турбіни залишається при цьому незмінним. Якщо при невеликому збурюванні кут генератора δ_a збільшився на $\Delta \delta$, то робоча точка на кутовій характеристиці перейде з a в a' , і потужність генератора збільшиться на ΔP . Видно, що позитивному збільшенню

кута відповідає позитивне збільшення потужності. У результаті зміни потужності генератора рівновагу моментів турбіни і генератора буде порушено і на валі машини виникне гальмуючий момент, тому що потужність генератора стала більше потужності турбіни. Під впливом гальмуючого моменту ротор генератора сповільнює обертання, кут δ зменшується, і знову відновлюється вихідний режим роботи (точка a). Тому такий режим повинний бути визнаний стійким. Подібна картина явищ спостерігається при зменшенні кута δ .

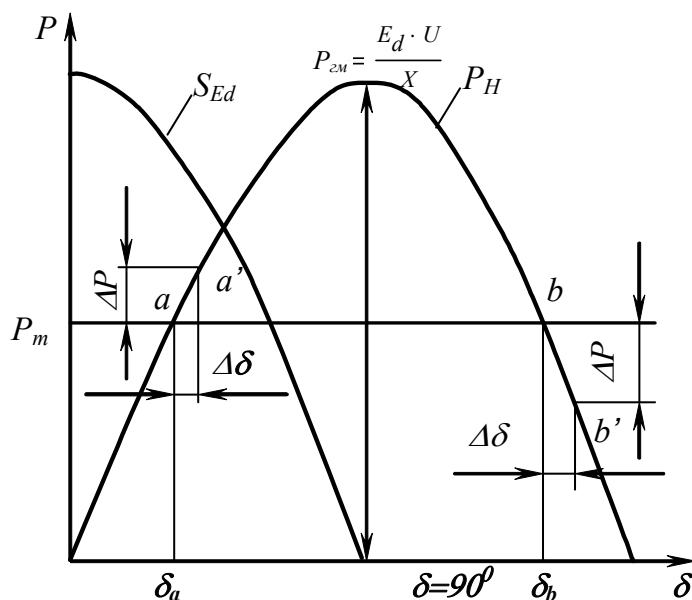


Рис. 12.3. Кутова характеристика потужності

Розглянемо процеси в точках b і b' , де позитивне збільшення кута $\Delta\delta$ відповідає негативним змінам потужності генератора ΔP . Зміна потужності викликає появу моменту, що прискорює, під впливом якого кут δ зростає. Потужність генератора падає, що приводить до подальшого збільшення кута. У такій системі, називаною статично несталою, у даному випадку досить малі збурювання приводять до прогресивної зміни параметрів її режиму. Ці зміни на початку процесу звичайно відбуваються дуже повільно. Практично вони виявляються у виді мимовільної зміни (сповзання або плинності) параметрів нормального режиму системи.

З викладеного випливає прямий критерій статичної стійкості найпростішої нерегульованої системи. Статична стійкість системи забезпечується, якщо збільшення кута і потужності генератора мають той самий знак:

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0 \quad \text{або} \quad \frac{dP}{d\delta} > 0.$$

Прямий критерій критичного (по сповзанню або плинності) режиму найпростішої системи

$$\frac{dP}{d\delta} = 0.$$

Похідну $\frac{dP}{d\delta}$ називають синхронізуючою потужністю. Позитивний знак синхронізуючої потужності є умовою статичної стійкості. Для нерегульованої системи синхронізуюча потужність

$$S_{E_d} = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E_d U}{x} \cos \delta. \quad (12.3)$$

Якщо потужність прийомної системи порівнянна з потужністю електропередачі, то напруга на її шинах буде мінятися при зміні режиму роботи. Найбільша передана потужність у цьому випадку — дійсна межа потужності. При збільшенні переданої потужності напруга на генераторі і на прийомних шинах буде знижуватися, що небажано або навіть неприпустимо з погляду якості енергії у споживачів. Тому дійсна межа потужності завжди менше ідеальної. Під впливом зниження напруги деформується залежність $P = f(\delta)$.

На значення дійсної межі потужності істотний вплив роблять характеристики навантаження прийомних шин — статичні характеристики $P_H = f(U)$ і $Q_H = f(U)$ (рис. 12.4). Характер кривої $P = f(\delta)$ залежить в основному від регулюючого ефекту навантаження, що полягає в зміні активної і реактивної потужностей навантаження при зміні напруги на її шинах. Чим більше регулюючий ефект, тим сприятливіше впливає навантаження на стійкість системи.

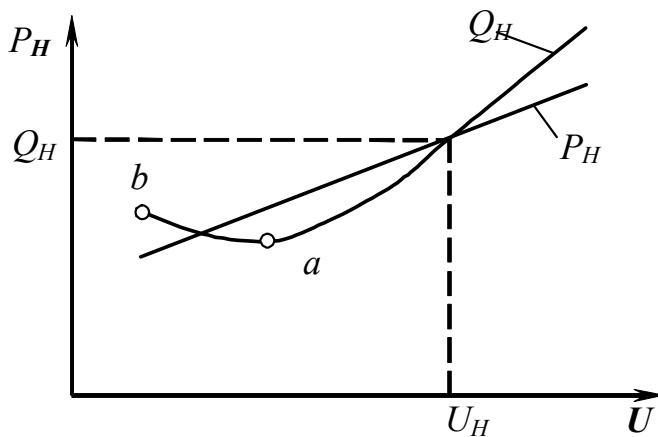


Рис. 12.4. Статичні характеристики навантаження

На зміну напруги при зростанні переданої потужності найбільше помітно впливає регулюючий ефект по реактивній потужності. У схемах з переважним реактивним опором збільшення реактивної потужності навантаження (участок ab), обумовлене ростом ковзання асинхронних двигунів при дефіциті реактивної потужності в системі, приводить до лавинообразного зниження напруги. Це явище, як правило, супроводжується перекиданням двигунів. Таке порушення

стійкості вузла навантаження може послужити причиною порушення стійкості режиму електричної системи.

Автоматичне регулювання збудження (АРЗ) генераторів, приєднаних до електричної системи, значно поліпшує статичні властивості системи. За допомогою регулювання збудження підвищується межа переданої потужності за рахунок керування величиною ЕРС генераторів і усунення факторів, здатних викликати саморозгойдування системи поблизу межі стійкості. АРЗ поліпшує якість режиму системи за рахунок підтримки напруги на початку кола передачі і забезпечення якомога більш швидкого загасання малих коливань, що виникають у нормальному режимі.

У результаті, при збільшенні переданої потужності, а виходить, і збільшенні кута, ЕРС генераторів зростає і спостерігається перехід з однієї характеристики на іншу (рис. 12.5). При цьому межа потужності, обумовлена точкою Z , буде значно більше, ніж у нерегульованого генератора, і зрушений у зону, де синхронізуюча потужність S_{Ed} негативна. Область при $\delta > 90^\circ$ ($S_{Ed} < 0$) називається зоною штучної стійкості. Стійкість режиму системи в цій зоні можлива тільки при автоматичному регулюванні збудження.

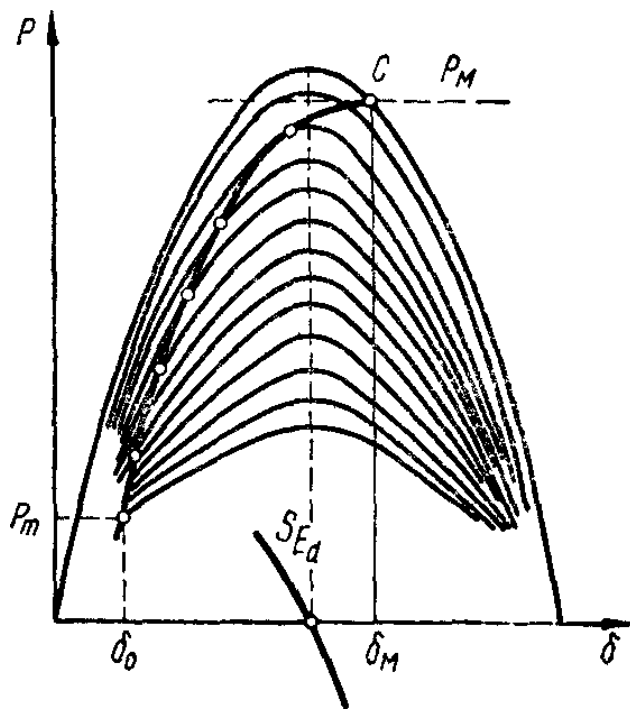


Рис. 12.5 Характеристики системи при регулюванні збудження

Динамічна стійкість — здатність системи відновлювати після великого збурювання вихідне або практично близьке до вихідного (припустимого до умов експлуатації системи) стану. Великі збурювання режиму, що з'являються в електричних системах, найчастіше викликаються відключеннями потужних навантажень або генераторів, що несуть навантаження, трансформаторів і ліній електропередачі. До ще великих порушень режиму приводять КЗ, при яких зміни потужності на окремих ділянках системи можуть бути порівнянні зі значенням сумарної потужності всієї системи. При таких великих збурюваннях, зв'язаних з наступними відключеннями окремих елементів системи або деяких її частин, розрізняють два види стійкості системи: динамічну синхронну стійкість

і результуючу динамічну стійкість.

Динамічна синхронна стійкість — це здатність системи продовжувати після відключення аварії нормальну роботу при збереженні синхронізму у всіх не відключених синхронних генераторів і компенсаторів. Результуюча динамічна стійкість — це здатність системи відновлювати нормальну синхронну роботу після короткочасного і безпечного для системи асинхронного режиму частини її автоматично ресинхронізуючихся генераторів.

У першому випадку при великих збурюваннях режиму зміни швидкості залишаються малими. В другому випадку одночасно відбуваються великі зміни режиму і швидкості.

Розглянемо перехідний процес, викликаний КЗ одного з кіл лінії електропередачі (рис. 12.6, а) з наступним відключенням ушкодженого кола. Задача вирішується за допомогою характеристик потужності для нормального, аварійного (КЗ) і післяаварійного (відключення кола) режимів.

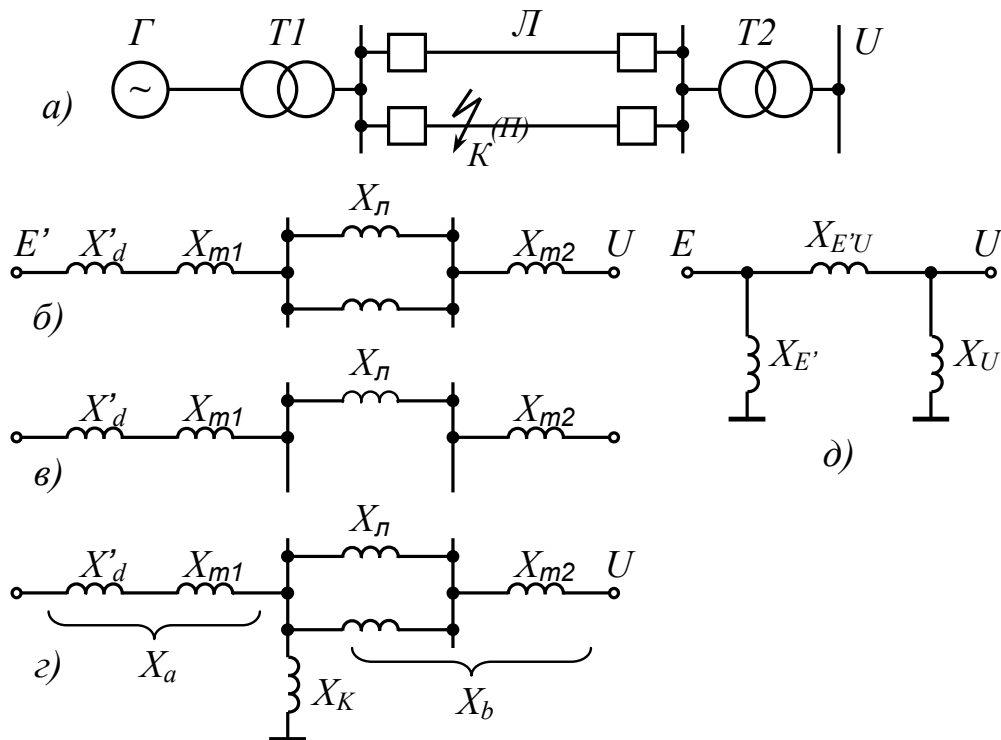


Рис. 12.6. Схема електропередачі (а) і схеми заміщення для нормального (б), післяаварійного (в), аварійного (г, д) режимів

Схеми заміщення для режимів роботи показані на рис. 12.6, б-д. Характеристики потужності, що відповідають першим двом режимам, будуть:

$$P_I = \frac{E'U}{x_I} \sin \delta, \quad (12.4)$$

де $x_I = x'_d + x_{T1} + \frac{x_l}{2} + x_{T2}$; E' — деяка фіктивна ЕРС генератора, що приблизно

дорівнює подовжній перехідній ЕРС E'_d і незмінна протягом перехідного процесу;

$$P_{III} = \frac{E'U}{x_{III}} \sin \delta, \quad (12.5)$$

де $x_{III} = x'_d + x_{T1} + x_n + x_{T2}$.

Значення опору кола КЗ (рис. 12.6, з) залежить від виду замикання і дорівнює:

- при трифазному КЗ $x_K^{(3)} = 0$;
- при двофазному КЗ $x_K^{(2)} = x_2$,
- при однофазному КЗ $x_K^{(1)} = x_0 + x_2$,
- при двофазному КЗ на землю $x_K^{(1,1)} = x_0 \parallel x_2$.

Опір між точками накладання ЕРС генератора і напругою прийомних шин, через який в період аварії передається весь потік активної потужності генератора, визначається за формулою

$$x_{E',U}^{(n)} = x_a + x_b + \frac{x_a x_b}{x_K^{(n)}} = x_{II}^{(n)}. \quad (12.6)$$

Тоді характеристика потужності генератора в аварійному режимі

$$P_{II}^{(n)} = \frac{E'U}{x_{II}^{(n)}} \sin \delta. \quad (12.7)$$

Характеристики потужності для різних режимів при несиметричному КЗ показані на рис. 12.7. Нормальному режиму відповідає кут δ_o . У момент КЗ різка зміна режиму приводить до швидкої (при спрощеному аналізі) і значної зміни потужності, що віддається генератором і одержуваної споживачами або переданої по окремих елементах системи. Відбувається перехід із точки *a* характеристики нормального режиму в точку *b* характеристики аварійного режиму. У результаті на валу генератора виникає надлишковий момент, що прискорює, обумовлений різницею потужності турбіни P_m і електромагнітною потужністю генератора. Під впливом цього моменту швидкість ротора і кут δ починають збільшуватися. Цьому стану відповідає рух робочої точки по характеристиці аварійного режиму з точки *b* у напрямку до точки *c*.

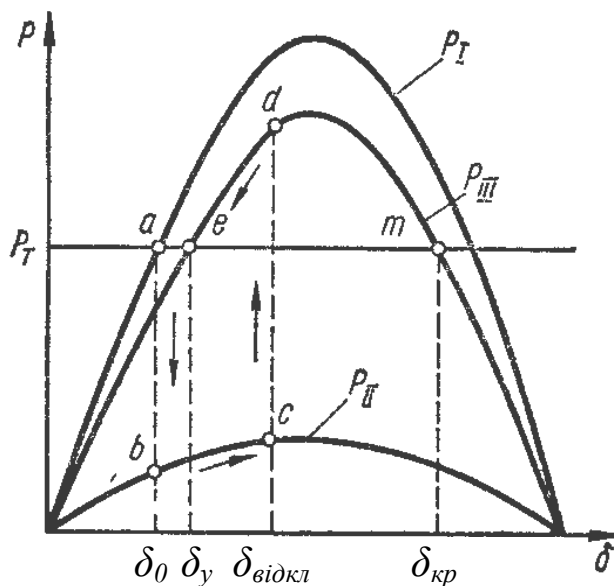


Рис. 12.7. Характеристики потужності

Якщо при значенні кута $\delta_{\text{відкл.}}$ відбудеться відключення ушкодженого кола лінії електропередачі, то в цей момент спостерігається перехід із точки z у точку d характеристики післяаварійного режиму. У цьому випадку під впливом надлишкового гальмуючого моменту, коли навантаження генератора перевищує потужність турбіни, ротор гальмується, а кут зміниться від значення $\delta_{\text{відкл.}}$ до δ_s і по інерції буде ще продовжувати зменшуватися. Після декількох коливань у системі настає новий сталий режим з кутом δ_y (точка e). Таким чином, система може бути визнана динамічно стійкою.

Якщо запасена ротором генератора енергія прискорення буде переважати над енергією гальмування, то при переході точки m (кут δ_{kp}) надлишковий момент стає прискорюючим, унаслідок чого генератор вийде із синхронізму. Так порушується динамічна синхронна стійкість.

Відключення однієї з ліній передачі супроводжується процесами, що протікають фізично аналогічно. При цьому розглядають дві характеристики потужності відповідно до параметрів схеми.

Регулювання збудження генераторів забезпечує значне покращення динамічних властивостей системи:

- підвищення межі динамічної стійкості (полегшення входження машини в синхронізм).
- більш швидке і повне гасіння великих коливань, що виникають після ліквідації асинхронного ходу частини системи.

12.3. СТІЙКІСТЬ ВУЗЛІВ НАВАНТАЖЕННЯ

У нормальних режимах при малих збуреннях виникає необхідність перевірки статичної стійкості навантаження синхронних двигунів, синхронних компенсаторів і великих груп асинхронних двигунів. У навантаженнях, при підключенні їх до мережі, зміні умов їхньої роботи або порушеннях режиму системи (зміна напруги, частоти, параметрів мереж) виникають перехідні процеси. Ці процеси визначають надійність усієї системи електропостачання.

Стійкість асинхронного двигуна.

Розглянемо перехідний процес і критерії стійкості на прикладі агрегату, що складає з асинхронного двигуна і приводного механізму. Рівняння руху цього агрегату для малих відхилень має вигляд

$$T_j \frac{ds}{dt} = - \left(\frac{dP_\partial}{ds} - \frac{dm_c}{ds} \right) s, \quad (12.8)$$

де T_j — механічна постійна інерції агрегату; s — відносне ковзання ротора двигуна; m_c — відносний статичний момент механізму.

Рівняння (12.8) отримано за умови, що відносний електромагнітний момент двигуна m_∂ при постійній частоті, що підведений до двигуна напруги дорівнює (у відносних одиницях) потужності P_∂ , переданої зі статора на ротор.

Тоді критерій стійкості асинхронного двигуна

$$\left| \frac{dP_\partial}{ds} - \frac{dm_c}{ds} \right| \succ 0.$$

Якщо момент опору механізму прийнятий незалежним від ковзання, тобто $\frac{dm_c}{ds} = 0$, то критерій стійкості

$$\frac{dP_\partial}{ds} \succ 0.$$

Виходячи зі спрощеної схеми заміщення асинхронного двигуна, потужність двигуна при незмінності підведеної напруги

$$P_\partial = \frac{U_\partial^2 R_\partial s}{x_\partial^2 s^2 + R_\partial^2}. \quad (12.9)$$

Відомо, що стала робота двигуна досягається лише на висхідній частині характеристики $P = f(s)$ (рис. 12.8). Дорівнюючи похідну $\frac{dP}{ds}$ нулеві і вирішуючи відносно неї s , одержимо значення ковзання, що відповідає максимальному значенню потужності двигуна.

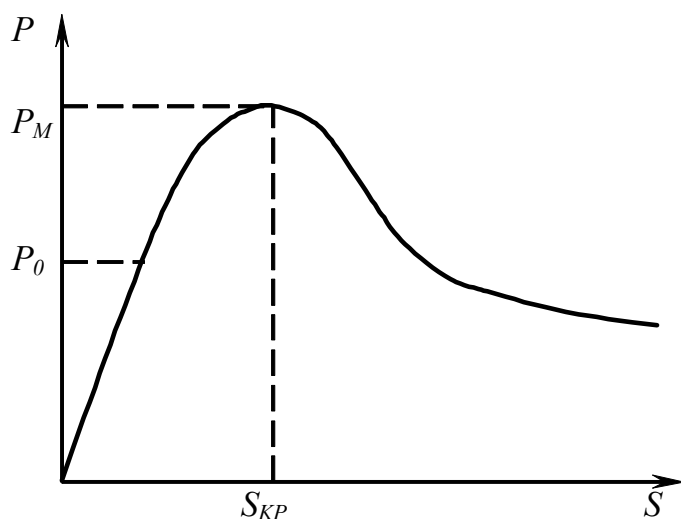


Рис. 12.8. Механічна характеристика асинхронного двигуна

Це значення ковзання називається критичним:

$$s_{kp} = \frac{R_{\partial}}{x_{\partial}}. \quad (12.10)$$

Підставляючи значення s_{kp} у рівність (12.10), одержимо найбільше значення потужності двигуна, що відповідає перекидаючому (критичному) моменту:

$$P_{\partial..м} = \frac{U_{\partial}^2}{2x_{\partial}}. \quad (12.11)$$

Перекидаючий момент, як видно, залежить від другого ступеня зміни напруги і різко зменшується при його зниженні. Напруга, при якій перекидаючий момент дорівнює навантаженню двигуна, називається критичною:

$$U_{kp} = \sqrt{2P_{\partial}x_{\partial}}. \quad (12.12)$$

Якщо напруга на затискачах двигуна стане менше критичного U_{kp} , то наступить момент гальмування двигуна. Величина критичного напруження слугує показником ступеня стійкості двигуна. Чим вище значення критичного напруження, тим менш стійкий двигун. При живленні двигуна від шин незмінної напруги значення максимальної потужності приблизно вдвічі перевищує номінальну потужність двигуна, що забезпечує достатній запас стійкості.

Критичне напруження і запас стійкості двигуна залежать:

- від коефіцієнта завантаження двигуна $n_3 = P_{\partial}/P_n$

$$U_{kp} = \sqrt{2n_3P_nx_{\partial}}; \quad (12.13)$$

- від електричної віддаленості двигуна від точки системи, напругу в якій можна

вважати незмінною (рис. 12.9, а)

$$U_{c.кр} = \sqrt{2P_o(x_d + x_e)}; \quad (12.14)$$

- від поперечної ємнісної компенсації (включення ємності на виводах двигуна):

$$U_{\dot{a}.\dot{e}\dot{o}} = \sqrt{2D_i(\tilde{o}_{\dot{a}} + \tilde{o}_{\dot{a}})}. \quad (12.15)$$

В останньому випадку (рис. 12.9, б, в) еквівалентний опір і еквівалентна розрахункова напруга зовнішньої мережі відповідно рівні:

$$\tilde{o}_{\dot{a}} = \frac{\tilde{o}_{\dot{A}}\tilde{o}_{\dot{E}}}{\tilde{o}_{\dot{E}} - \tilde{o}_{\dot{A}}}, \quad U_{\dot{a}} = U_c \frac{x_{\dot{E}}}{\tilde{o}_{\dot{E}} - \tilde{o}_{\dot{A}}},$$

де $x_K = \frac{U_{\dot{o}}^2}{Q_K}$ — опір конденсаторів (Q_K — потужність конденсаторної установки).

З рівнянь (12.13) і (12.14) випливає, що збільшення завантаження двигуна й електричної віддаленості від шин незмінної напруги приводить до зниження стійкості асинхронного двигуна. З ростом ступеня поперечної ємнісної компенсації (зменшується x_K) зменшується критичне значення напруги. При деякому значенні ємності, коли $x_K < x_B$, можна досягти умови $U_{\dot{a}.e\dot{o}} < U_{\dot{n}.e\dot{o}}$ і забезпечити в такий спосіб стійкість двигуна при всіх можливих зниженнях напруги в мережі. Однак це вимагає застосування могутніх пристроїв, що компенсують. Тому при виборі засобів компенсації реактивної потужності віддалених вузлів навантаження важлива перевірка стійкості.

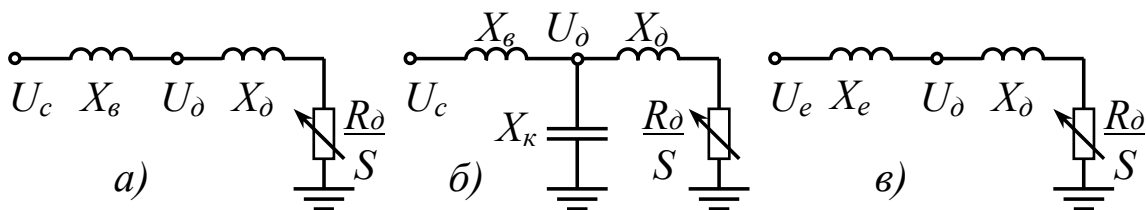


Рис. 12.9. Схеми заміщення до аналізу стійкості асинхронного двигуна

Коефіцієнт запасу стійкості визначають, виходячи з напруги системи у вихідному режимі:

$$U_{c.o} = \sqrt{\left(U_d + \frac{Q_o x_B}{U_d}\right)^2 + \left(\frac{P_o x_B}{U_d}\right)^2}, \quad (12.16)$$

де

$$Q_o = \frac{P_o}{\frac{R_o}{s}} x_\partial.$$

Перевірка порушення стійкості двигунів виконується за результатами порівняння напруги $U_{c.o}$ з напругою $U_{c.кр}$.

При повній компенсації реактивної потужності статичними конденсаторами напруга на затискачах двигуна, при якому відбудеться їхнє перекидання, дорівнює

$$U_{\partial.кр} = \sqrt{\left(U_{c.кр} - \frac{P_o x_B}{U_{c.кр}} \right)^2 + \left(\frac{P_o x_B}{U_{c.кр}} \right)^2}. \quad (12.17)$$

Стійкість синхронного двигуна.

Синхронний двигун може випасти із синхронізму і загальмуватися, якщо гальмовий момент на його валові перевищить максимальний електромагнітний момент. Критерій стійкості синхронного двигуна дорівнює $\frac{dP_\partial}{d\delta} > 0$ (де δ – кут між векторами E U_∂ синхронної машини). Максимальне значення потужності двигуна

$$P_{\partial.м} = \frac{EU_\partial}{x_\partial}. \quad (12.18)$$

При зниженні напруги мережі потужність падає, а коли навантаження $P_o = P_{\partial.м}$, настає порушення стійкості і двигун випадає із синхронізму, чому відповідає критична напруга

$$U_{кр} = \frac{P_o x_\partial}{E}. \quad (12.19)$$

Отже, збільшення навантаження двигуна ($P_o = n_3 P_n$) і зовнішнього опору ($x_\Sigma = x_\partial + x_3$) приводить до зниження стійкості, а збільшення ЕРС — до підвищення стійкості синхронного двигуна. Тому для підвищення стійкості двигуна бажано зменшити його $\cos\varphi$, припускаючи, що двигуни працюють з випереджальним $\cos\varphi$.

Стійкість вузлів навантаження.

Для вузлів навантаження, що містять асинхронні і синхронні двигуни, а також інші види електроприймачів, застосовують критерій стійкості, отриманий на основі статичних характеристик навантаження. Широке застосування одержав критерій стійкості $\frac{dE_\partial}{dU} > 0$, що визначає стійкість вузла навантаження при малих відхиленнях ЕРС E_e еквівалентного генератора, що заміщає електри-

чну систему, і напруга U на затискачах споживача.

Аналізувати стійкість вузлів навантаження за цим критерієм можна для тих вузлів навантаження, для яких статичні навантаження електроприймачів відомі. Для наближеної оцінки стійкості можна користуватися типовими характеристиками подібних по своєму складу електроприймачів (див.рис. 12.4).

При дослідженні стійкості за критерієм $\frac{dE_{\dot{a}}}{dU} > 0$ задаються різними значеннями напруги на затискачах навантаження (U_n і менше) і визначають по статичним характеристикам відповідні значення активної P_n і реактивної Q_n потужностей навантаження, а по них — ЕРС і напруга системи і будують залежність $\dot{A}_{\dot{a}} = f(U)$.

Мінімум характеристики $\dot{A}_{\dot{a}} = f(U)$ дає критичні значення ЕРС системи $E_{кр}$ і напруги навантаження $U_{кр}$, при яких відбувається перекидання асинхронних двигунів (рис. 12.10). У залежності від значення зовнішнього опору x_z критичне напруження може знаходитися ліворуч або праворуч від точки O' . Отже, критичне напруження збільшується з ростом зовнішнього опору.

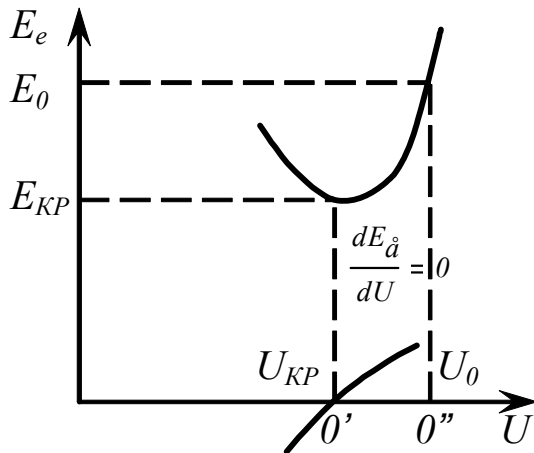


Рис. 12.10. Залежність ЕРС системи від напруги навантаження

Запас стійкості вузла навантаження може бути визначений як перевищення фактичного значення напруги над його критичним значенням, тобто значенням, при якому $\frac{dE_{\dot{a}}}{dU} = 0$. Запас стійкості навантаження по вихідному і критичному значенням ЕРС еквівалентного генератора характеризує припустиму ступінь зниження напруги і виражається коефіцієнтом

$$\hat{E}_{\varsigma} = \frac{\dot{A}_{\dot{a}.i} - \dot{A}_{\dot{a}.e\delta}}{\dot{A}_{\dot{a}.i}} \cdot 100\%.$$

Значення коефіцієнта запасу вважається достатнім, якщо в нормальному режимі $\hat{E}_{\varsigma} \geq 20\%$, а в післяаварійному режимі $K_{\varsigma} \geq 10\%$. Включення в навантаження конденсаторів, що поліпшують $\cos\varphi$ і забезпечують підтримку напруги при зміні режиму, може різко погіршити стійкість (рис. 12.11). У цьому випадку

в складі потужності навантаження з'являється негативна складова $\frac{U_K^2}{x_K}$ і сумарна крива $\sum Q_n = f(U)$ виявляється положистою. У свою чергу ЕРС еквівалентного генератора при включенні конденсаторів знижується, що приводить до деформації характеристики $\sum Q_c$. У результаті запас стійкості навантаження при включенні конденсаторів зменшується.

Підвищити стійкість у цьому випадку можна, застосовуючи одночасно з поліпшенням $\cos\varphi$ статичними конденсаторами регулювання збудження на генераторах і збільшуючи в складі навантаження кількість синхронних двигунів з регулюванням збудження. Завдяки цьому характеристики навантаження стають більш сприятливими у відношенні стійкості.

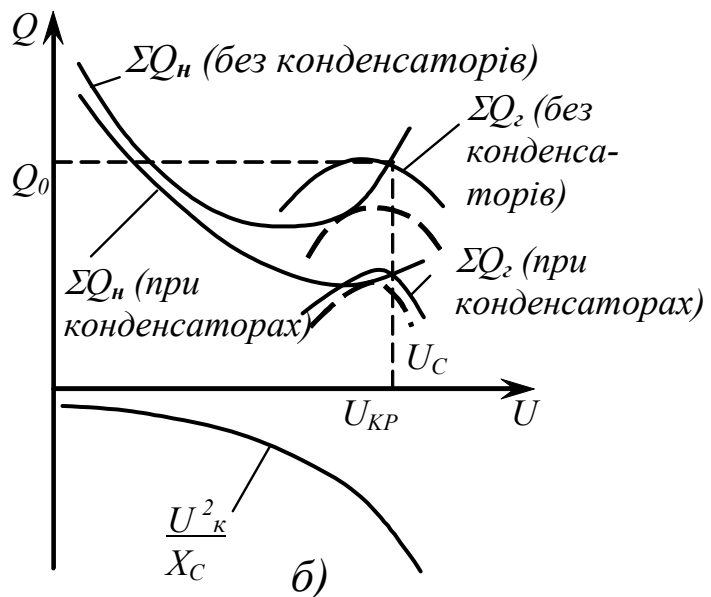
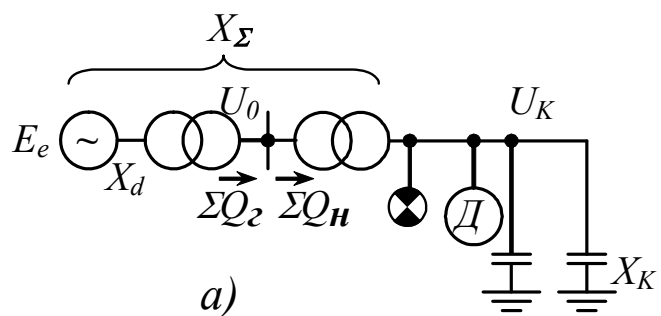


Рис. 12.11. Стійкість вузла навантаження:

а — схема системи;
б — вплив конденсаторів на стійкість навантаження

При зменшенні опору зв'язку між джерелом (генератором) і двигунами, а також застосуванні регуляторів збудження, що забезпечують незмінність напруги на виході джерела, значення критичного напруження $U_{кр}$ буде зменшуватися, прагнучи до значення критичного напруження, визначеному безпосередньо на затисках двигуна.

12.4. ПУСК І САМОЗАПУСК ДВИГУНІВ

На режими вузлів навантажень електричних систем істотний вплив має пуск двигунів (рис. 12.12). Одночасний пуск значної кількості двигунів, порівнянних по сумарній потужності з потужністю іншої системи, може вплинути на її режим.

Пуск двигунів у хід або пусковий режим електропривода, що входить до складу комплексного навантаження, — це процес переходу двигунів і відповідно робочих механізмів з нерухомого стану в стан обертання з нормальною швидкістю. Пуск двигунів відноситься до числа нормальних перехідних процесів. Протікання цих процесів залежить від схеми пуску двигуна. Існуючі способи пуску двигунів, що знижують напругу, що підводиться до двигуна, в основному зводяться до наступних (які викладені стосовно до синхронних двигунів) трьох: автотрансформаторний, реакторний і прямий пуск.

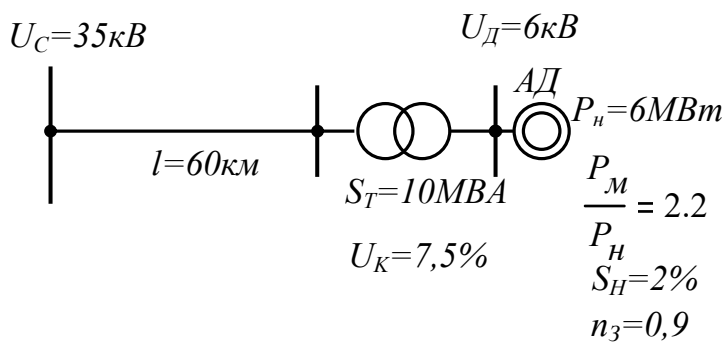


Рис. 12.12 Схема живлення вузла навантаження

У системах, у яких потужності окремих навантажень порівнянні з потужністю системи, стійкість може порушитися при нормальних (з погляду експлуатації) режимах. Найбільш небезпечний у цьому випадку прямий пуск короткозамкнених асинхронних двигунів, що звичайно складають основну частину навантаження. Великий пусковий струм цих двигунів викликає різке зниження напруги в системі, що приводить до збільшення ковзання інших працюючих двигунів. Співвідношення завантаження двигунів і зниження напруги в мережі звичайно бувають такими, що реактивна потужність, споживана двигунами, зростає. Це викликає подальше зниження напруги і може привести до перекидання працюючих двигунів.

Самозапуск двигунів — це процес відновлення нормальної роботи двигунів після її короточасного порушення, викликаного зникненням живлення (відключенням джерела напруги) або КЗ, що приводить до тимчасового зниження або зникнення напруги на шинах навантаження. Практичне завдання самозапуску полягає в тому, щоб не допустити масового відключення двигунів і забезпечити безперебійну роботу споживачів. Без автоматично здійснюваного самозапуску можливо масове відключення двигунів і відповідне порушення виробничого процесу.

Самозапуск на відміну від пуску двигунів характерний тим, що:

- одночасно включається ціла група двигунів;

- у момент відновлення напруги (живлення) і початку самозапуску частини двигунів (або всі двигуни) обертається з деякою швидкістю;
- самозапуск, як правило, відбувається під навантаженням.

Самозапуск можна вважати забезпеченим, якщо при зниженій напрузі надлишковий момент двигунів достатній для доведення механізмів до номінальної швидкості і якщо за цей час нагрівання обмоток двигунів не досягне небезпечних значень.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Особливості дослідження динамічної стійкості режиму СЕП при різних видах КЗ?
2. Який режим роботи генератора називають асинхронним?
3. У чому полягає завдання аналізу динамічної стійкості режиму СЕП?
4. Як оцінити динамічну стійкість режиму СЕП щодо зміни кута δ у часі?
5. Причина виникнення асинхронних режимів роботи синхронних машин?
6. Як проходить перехідний процес при трифазному КЗ на затискачах асинхронного двигуна?
7. Як розгортається перехідний процес в асинхронному двигуні при зниженні напруги на затискачах?
8. Що розуміють під самозапуском асинхронного двигуна і як ним можна керувати?
9. Як визначити залишкову напругу на затискачах двигунів при самозапуску?
10. Що таке груповий вибіг двигунів і процес його проходження?
11. Аналіз характерних сильних збурень та їх впливу на стійкість режиму електропостачання?
12. Перехідні процеси у вузлах навантаження при само запуску асинхронних та синхронних двигунів?

Теми рефератів

1. Відмітні ознаки статичної та динамічної видів стійкості режиму СЕП?
2. Характерні риси режиму групового самозапуску двигунів у вузлі з комплексним навантаженням?
3. Шляхи підняття стійкості роботи навантаження при проектуванні СЕП.

13. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ У СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

13.1. ПРИЗНАЧЕННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

У електричних машинах та апаратах, кабельних й повітряних лініях електропередач та інших частинах електричних установок і електричних мереж постійно протікає струм, що викликає їхнє нагрівання, вони перебувають під напругою. Тому в процесі експлуатації можуть відбуватися порушення нормальних режимів роботи й виникати ушкодження, які приводять у більшості випадків до коротких замикань (КЗ). Короткі замикання є найнебезпечнішими видами ушкоджень, що виникають через пробій або перекриття ізоляції, обривів проводів, помилкових дій персоналу (ввімкнення під напругу заземлених струмоведучих частин устаткування, вимкнення роз'єднувачів під навантаженням) та через інші причини.

У більшості випадків у місці КЗ виникає електрична дуга з високою температурою, що приводить до значних руйнувань струмоведучих частин, ізоляторів і електричних апаратів. При КЗ до місця ушкодження протікають струми (струми КЗ), що вимірюються тисячами ампер, які перегрівають неушкоджені струмоведучі частини й можуть викликати додаткові ушкодження, тобто розвиток аварії. Одночасно у мережі, електрично зв'язаній із місцем ушкодження, відбувається глибоке пониження напруги, що приводить до зупинки електродвигунів і порушенню паралельної роботи генераторів.

Аваріям або їхньому розвитку можна запобігти шляхом швидкого відключення ушкодженої ділянки електричної установки або мережі за допомогою спеціальних автоматичних пристроїв, які одержали назву *релейний захист*, і які діють на відключення вимикачів. При відключенні вимикачів ушкодженого елемента гасне електрична дуга в місці КЗ, припиняється проходження струму КЗ і відновлюється нормальна напруга на неушкодженій частині електричної установки або мережі. Завдяки цьому скорочуються розміри або навіть зовсім запобігають ушкодження устаткування, на якому виникло КЗ, а також відновлюється нормальна робота неушкодженого устаткування.

Таким чином, основним призначенням релейного захисту є виявлення місця виникнення КЗ і швидке автоматичне відключення вимикачів ушкодженого устаткування або ділянки мережі від іншої, неушкодженої частини електричної установки або мережі.

Крім ушкоджень електричного устаткування, можуть виникати такі порушення нормальних режимів роботи, як перевантаження, замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованими нейтралями, зниження рівня масла в розширнику трансформатора ін. У зазначених випадках немає необхідності негайного відключення устаткування, тому що ці явища не приводять до різкого збільшення струмів і не представляють безпосередньої небезпеки для устаткування, вони можуть самоусунутися. Передчасне відключення устаткування у зазначених випадках не тільки не принесе користі, але може виявитися шкідливим. Тому при порушенні нормального режиму роботи на підстанціях з постійним обслуговуючим персоналом, як правило, досить дати попереджувальний

сигнал персоналу підстанції про виникнення ненормального режиму. На підстанціях без постійного обслуговуючого персоналу й в окремих випадках на підстанціях з постійним обслуговуючим персоналом виконують відключення устаткування, але обов'язково з витримкою часу.

Таким чином, другим призначенням релейного захисту є виявлення порушень нормальних режимів роботи устаткування й подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу або відключення устаткування з витримкою часу.

13.2. ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

До релейного захисту ставляться наступні основні вимоги:

1. *Швидкодія.* Як уже вказувалося, швидко відключення ушкодженого устаткування або ділянки електричної установки запобігає або зменшує розміри ушкоджень, зберігає нормальну роботу споживачів неушкодженої частини електричної системи, запобігає порушенню паралельної роботи генераторів. Тому для забезпечення надійної роботи генератори, трансформатори й інші електричні машини і апарати, лінії електропередачі та всі інші частини електричної установки або електричної мережі повинні оснащуватися швидкодіючим релейним захистом. Сучасні пристрої швидкодіючого релейного захисту мають час дії 0,04-0,1 с.

2. *Селективність, або вибірковість дії.* Селективністю називається здатність релейного захисту виявляти місце ушкодження й відключати його тільки найближчими до нього вимикачами. Так, при КЗ у точці K (рис. 13.1) для правильної ліквідації аварії захист повинен подіяти тільки на вимикачі B_1 і відключити цей вимикач. При цьому інша неушкоджена частина електричної мережі залишиться в роботі. Така вибіркова дія захисту називається селективною.

Якщо ж при КЗ у точці K_1 релейний захист подіє раніше (або одночасно) на вимикач B_4 , ніж на вимикач B_1 , і відключить цей вимикач, то ліквідація аварії буде неправильною, тому що крім ушкодженого електродвигуна D_1 залишиться без напруги неушкоджений електродвигун D_2 . Така дія захисту називається неселективною.

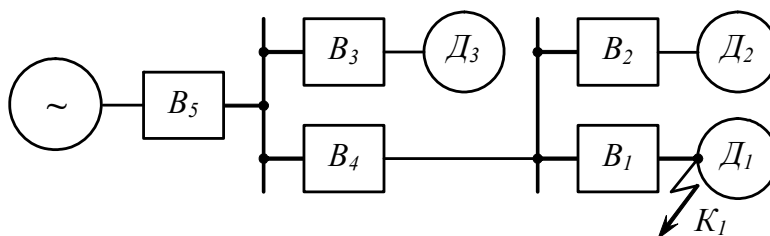


Рис. 13.1. Схема до пояснення принципу селективності дії релейного захисту

З рис. 13.1 видно, що якщо при КЗ у точці K_1 подіє захист вимикача B_5 і відключить цей вимикач, то наслідки такої неселективної дії будуть більш ва-

гомими, тому що без напруги залишаться неушкоджені електродвигуни D_2 і D_3 . Розглянутий приклад показує, наскільки важливе значення має виконання вимоги селективності для забезпечення правильної ліквідації аварій. У ряді випадків одночасне виконання вимог селективності й швидкодії викликає серйозні труднощі та вимагає суттєвого ускладнення захисту. У таких випадках в першу чергу забезпечується виконання тих вимог, які у даних конкретних умовах є визначальними.

3. *Чутливість*. Захист повинен мати таку чутливість до таких видів ушкоджень і порушень нормального режиму роботи в даній електричній установці або електричній мережі, на які вона розрахована, щоб забезпечити її дію саме на початку виникнення ушкодження, чим досягається зменшення розмірів ушкоджень устаткування в місці КЗ. Чутливість захисту повинна також забезпечувати його дію при ушкодженнях на суміжних ділянках. Так, наприклад, якщо при ушкодженні в точці K_1 (рис. 13.1) з будь-якої причини не відключиться вимикач B_1 , то повинен спрацювати захист наступного, у бік до джерела живлення, вимикача (у цьому випадку B_4) і відключити цей вимикач. Така дія захисту називається дальнім резервуванням суміжної або наступної ділянки. Дальнє резервування є обов'язковою умовою принаймні для найбільш ймовірного виду ушкодження.

4. *Надійність*. Вимога надійності полягає у тому, що захист повинен правильно й безвідмовно спрацьовувати на відключення вимикачів устаткування при всіх його ушкодженнях і порушеннях нормального режиму роботи, при яких він повинен спрацьовувати; і не спрацьовувати у нормальних умовах, а також при таких ушкодженнях і порушеннях нормального режиму роботи, при яких спрацьовування даного захисту не передбачено, а повинен спрацювати інший захист. Вимога надійності забезпечується досконалістю принципів захисту й конструкцій апаратури, якістю елементів захисту, простотою виконання, а також рівнем експлуатації.

13.3. ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ДІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Струмові захисти

Захисти, для яких впливовою величиною є струм, який проходить у місці їхнього включення, отримали назву струмових. Першими струмовими захистами, і взагалі першими захистами, були плавкі запобіжники. Нині поряд із плавкими запобіжниками широко застосовують апарати, що одержали назву реле. Реле струму є основними елементами струмового захисту і приводяться у дію при відхиленні значення струму від заданої величини у елементі, який захищається. Реле, що спрацьовує при зростанні значення струму, називається максимальним реле струму, а реле, що реагує на зниження цієї величини, - мінімальним реле струму. Струмові захисти виконують із включенням реле на повні фази струми, а також на симетричні складові цих струмів.

Залежно від способу забезпечення селективності, струмові захисти діляться на максимальні струмові й струмові відсічки. У першому випадку селективність захисту досягається вибором витримки часу, у другому - відповідним

вибором струму, при якому захист спрацьовує. Перевагою струмової відсічки є те, що вона діє без витримки часу, однак захищає при цьому тільки частину лінії, розташовану ближче до джерела живлення. Різновидом струмової відсічки є струмова відсічка з витримкою часу - у ній використовують обидва способи забезпечення селективності.

Захисти напруги

Для захистів напруги впливовою величиною є напруга кола в місці включення захисту. Основний елемент такого захисту - реле напруги, що приводиться у дію при відхиленні значення впливової напруги від заданого.

Захист, що спрацьовує при зменшенні напруги, називається мінімальним захистом напруги (використовується мінімальне реле напруги). Захист, призначений спрацьовувати при перевищенні напругою заданого значення, називається максимальним захистом напруги (використовується максимальне реле напруги). Захист можна виконати із включенням реле на повні фазні та міжфазні напруги, а також на симетричні складові цих напруг. Селективна дія захисту напруги забезпечується тими ж способами, що й у струмових захистів.

Струмові направлені захисти

Струмовий направлений захист діє залежно від значення струму і його фази відносно напруги на шинах підстанції, де встановлено захист. Захист спрацьовує, якщо струм перевищить задану величину, а його фаза буде відповідати КЗ на елементі (ділянці), що захищається. Така його дія забезпечується включенням реле потужності, яке реагує на напрямок потужності КЗ, у схему захисту поряд з реле струму.

Струмові направлені захисти, так само як і ненаправлені, бувають з витримкою часу та миттєвої дії, і можуть виконуватися реагуючими на повні струми фаз і напруги, або на їхні симетричні складові.

Дистанційні захисти

При КЗ у зв'язку зі збільшенням струму I у елементі, що захищається, і зменшенням напруги U відношення U/I зменшується. Тому захист від КЗ можна виконати з урахуванням зміни значення цього відношення. Такий захист називається дистанційним. Основною його частиною є реле опору. Схему захисту виконують так, що її витримка часу є залежною від відстані між місцем установки захисту й точкою КЗ; зі збільшенням цієї відстані зростає й витримка часу.

Диференціальні захисти

Диференціальний захист оснований на принципі порівняння струмів або фаз струмів на кінцях ділянки, що захищається, або у відповідних гілках паралельно з'єднаних елементів електричної установки. Диференціальний принцип дозволяє здійснювати як правило швидкодіючий захист.

Високочастотні захисти

Високочастотний захист застосовується у якості захисту магістральних ліній електропередач. Як і диференціальний захист, він оснований на принципі порівняння між собою однорідних електричних величин на кінцях лінії, що захищається. Зв'язок між порівнюваними величинами здійснюється звичайно за допомогою струмів високої частоти. У якості лінії зв'язку використовується

власне та лінія, що захищається. Високочастотний принцип також дозволяє здійснювати швидкодіючий захист.

13.4. ФУНКЦІОНАЛЬНІ ЕЛЕМЕНТИ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ

Пристрої релейного захисту та автоматики складаються з окремих функціональних елементів, зв'язаних між собою загальною схемою. Призначення кожного елемента - перетворити вхідні сигнали, отримані від попереднього елемента, і передати їх наступному елементу. У кожному пристрої елементи поєднуються у функціональні частини. У відповідності до послідовності перетворення й передачі сигналів, умовно виділяють вимірювальну, передавальну, логічну та виконавчу частини. Деякі з них можуть і не бути в конкретному пристрої.

Вимірювальна частина. Елементи вимірювальної частини контролюють той або інший параметр системи електропостачання, наприклад амплітуду (абсолютне значення) струму, напруги, кут зсуву фаз між ними, значення частоти. Зазначені параметри вторинної напруги й струми, одержувані від первинних вимірювальних перетворювачів (трансформаторів) напруги й струму електричних установок, є інформаційними параметрами.

Для релейного захисту застосовуються трансформатори струму з номінальним вторинним струмом, рівним 1 або 5 А при будь-яких значеннях номінального первинного струму. Для правильної дії релейного захисту потрібна точна робота трансформаторів струму при протіканні в колі, що захищається, струмів перевантаження й струмів коротких замикань, які в багато разів можуть перевищувати їх номінальні первинні струми. Трансформатори струму повинні вибиратися так, щоб повна похибка не перевищувала 10% при заданому вторинному навантаженні й граничній кратності струму. Під граничною кратністю розуміють найбільше відношення первинного струму до його номінального значення. Трансформатори струму встановлюють у всіх трьох або тільки у двох фазах елемента, що захищається. Схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму визначаються призначенням релейного захисту й вимогами до нього.

Трансформатори напруги, як і трансформатори струму, забезпечують ізоляцію реле та кіл вторинної комутації від високої напруги, а також дозволяють незалежно від значення номінальної первинної напруги одержати стандартну величину вторинної напруги, рівну 100 В. Звичайно трансформатори напруги виготовляються із двома вторинними обмотками, одна з яких може бути використана в схемі з'єднання зіркою, а інша - у схемі розімкнутого трикутника. У системах із заземленою нейтраллю напруга на затискачах розімкнутого трикутника при замиканні на землю не перевищує фазної U_ϕ , а у системах з ізольованою нейтраллю вона може досягати $3U_\phi$. Тому номінальна вторинна фазна напруга обмоток, що з'єднуються в трикутник, приймається рівною 100 В, якщо трансформатор встановлюється в системі з великими струмами замикання на

землю (нейтраль заземлена), і рівною $100/3$ В, якщо трансформатор встановлюється в системі з малими струмами замикання на землю (нейтраль ізольована).

Вторинні напруги і струм вимірювальних трансформаторів є основними вхідними електричними сигналами автоматичних пристроїв і є для них впливовими величинами. Впливовою величиною називається електрична величина, яка самостійно або в поєднанні з іншими електричними величинами повинна бути прикладена до електричного реле у заданих умовах для досягнення очікуваного функціонування. У ряді випадків використовуються й неелектричні величини, які за допомогою відповідних вимірювальних елементів (датчиків) перетворюються в електричний вхідний сигнал пристрою.

Розрізняють аналогові (зокрема, неперервні) і дискретні (зокрема, цифрові) сигнали. Визначальною ознакою аналогових сигналів є нескінченна безліч можливих значень інформаційного параметра. Ознака дискретного сигналу - обмежене число допустимих значень інформаційного параметра, часто лише два значення.

Основні вхідні електричні сигнали є аналоговими. Вони надходять на входи вимірювальної частини пристроїв релейного захисту й автоматики. Вимірювальна частина може містити декілька вимірювальних органів неперервної або релейної дії. Вимірювальний орган неперервної дії має неперервну прохідну характеристику (залежність вихідного сигналу Y від вхідного X), а релейної дії — релейну прохідну характеристику. Релейний вимірювальний орган перетворює аналоговий сигнал у дискретний із двома значеннями інформаційного параметра. Найпростіші вимірювальні органи релейної дії - вимірювальні реле струму, напруги, потужності, опору.

Електричним реле називається апарат, призначений здійснювати стрибкоподібні зміни у вихідних колах при заданих значеннях впливових електричних величин. При цьому вважають, що реле спрацьовує, тобто виконує задані функції. Розрізняють максимальні й мінімальні вимірювальні реле. Максимальні реле спрацьовують при значеннях впливових величин більших ніж задане значення, мінімальні - при значеннях впливових величин, менших від заданого значення. Залежно від способу включення в коло, яке захищається, реле діляться на первинні й вторинні. Первинні реле включаються безпосередньо в головне електричне коло, а вторинні - через первинні вимірювальні перетворювачі (трансформатори). Залежно від способу впливу на комутаційний апарат (наприклад, вимикач) об'єкта, що захищається, розрізняють реле прямої і реле непрямої дії. У реле прямої дії рухлива система механічно пов'язана з вимикачем комутаційного апарата. Реле непрямої дії керує колом електромагніта відключення вимикача через виконавчий елемент. Пристрої релейного захисту й автоматики виконуються так, що сигнал на виході вимірювального органа з'являється лише в тому випадку, якщо вхідні сигнали задовольняють деяким умовам, наприклад при досягненні амплітудою струму певного значення. З цього випливає, що вимірювальний орган порівнює сигнали. Розрізняють два основних принципи порівняння електричних величин: за амплітудою (абсолютним значенням) і за фазою. Залежно від числа впливових величин розрізняють вимірювальні органи з однією, двома та більше електричними величинами. Застосову-

ються в основному вимірювальні органи з однією або двома електричними величинами.

Щоб зробити порівняння, необхідно мати не менше двох величин. У вимірювальному органі з однією впливовою величиною в якості другої може використовуватися деяка задана постійна величина. Порівняння можна зробити й іншим способом. Для цього впливова величина $U(I)$ перетвориться у дві порівнювані $U_1(I_1)$ і $U_2(I_2)$ так, щоб вони були різними її функціями і їх графіки перетиналися при деякому значенні $U_{zp}(I_{zp})$, що є граничною умовою появи сигналу на виході вимірювального органа або границею зони дії (рис. 13.2,а). Якщо для появи сигналу на виході вимірювального органа необхідно, щоб $U_1(I_1) \geq U_2(I_2)$, то його зона дії розташовується праворуч від граничної точки. Вона є променем, що збігається з віссю $U(I)$. На виході вимірювального органа неперервної дії є аналоговий сигнал у вигляді, наприклад, постійної складової U_0 напруги, що змінюється пропорційно різниці $U_1(I_1) - U_2(I_2)$ (крива 1 на рис. 13.2,б). На виході вимірювального органа релейної дії є дискретний сигнал у вигляді напруги, що змінюється стрибкоподібно від U_{0min} до U_{0max} (крива 2), в окремому випадку напруга $U_{0min} = 0$. Поява дискретного сигналу означає спрацювання вимірювального органа релейної дії.

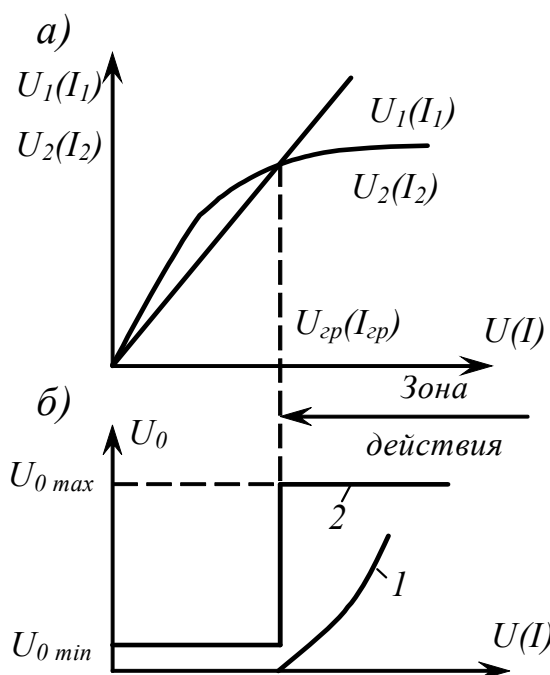


Рис. 13.2. Графіки, що ілюструють дію вимірювального органа з однією електричною величиною

У вимірювальному органі із двома електричними величинами порівнюються або самі впливові величини (U і I), або величини, які лінійно залежать від них, наприклад $A = k_1U + k_2I$ і $B = k_3U + k_4I$. У загальному випадку коефіцієнти $k_1 - k_4$ є комплексними, незалежними від U і I .

Логічна частина. Вихідний дискретний сигнал пристрою в цілому формується його логічною частиною, що перетворює дискретні вхідні сигнали в дискретні вихідні, які є вхідними сигналами виконавчої частини пристрою. Логічна частина містить звичайно кілька логічних елементів, тому поява дискретного сигналу на виході в загальному випадку залежить від комбінації вхідних

сигналів. Таких основних комбінацій три — це логічні операції *АБО*, *I*, *НЕ*. Умовне зображення цих операцій приведено на рис. 13.3.

Операція *АБО* (рис. 13.3,а) являє собою логічне додавання (диз'юнкція) $Y = X_1 + X_2 + X_3 + \dots$ і показує, що сигнал на виході з'являється, якщо є сигнал X хоча б на одному із входів. Це досягається паралельним з'єднанням елементів. Операція *I* (рис. 13.3,б) являє собою логічне множення (кон'юнкція) $Y = X_1 \cdot X_2 \cdot X_3$. Сигнал Y на виході є, якщо є сигнали на всіх входах. Це відповідає послідовному з'єднанню елементів. Операція *НЕ* (рис. 13.3,в) виражає логічне заперечення (інверсія) $Y = \bar{X}$ і показує, що сигнал Y на виході з'являється тільки тоді, коли немає сигналу X на вході. Якщо логічна частина схеми виконується електро механічними реле, то розглянуті логічні операції можна здійснити шляхом з'єднання їхніх контактів, як показано на рис. 13.3. У загальному випадку логічна частина пристрою може бути досить складною. Її оптимальна побудова неможлива без використання математичної логіки.

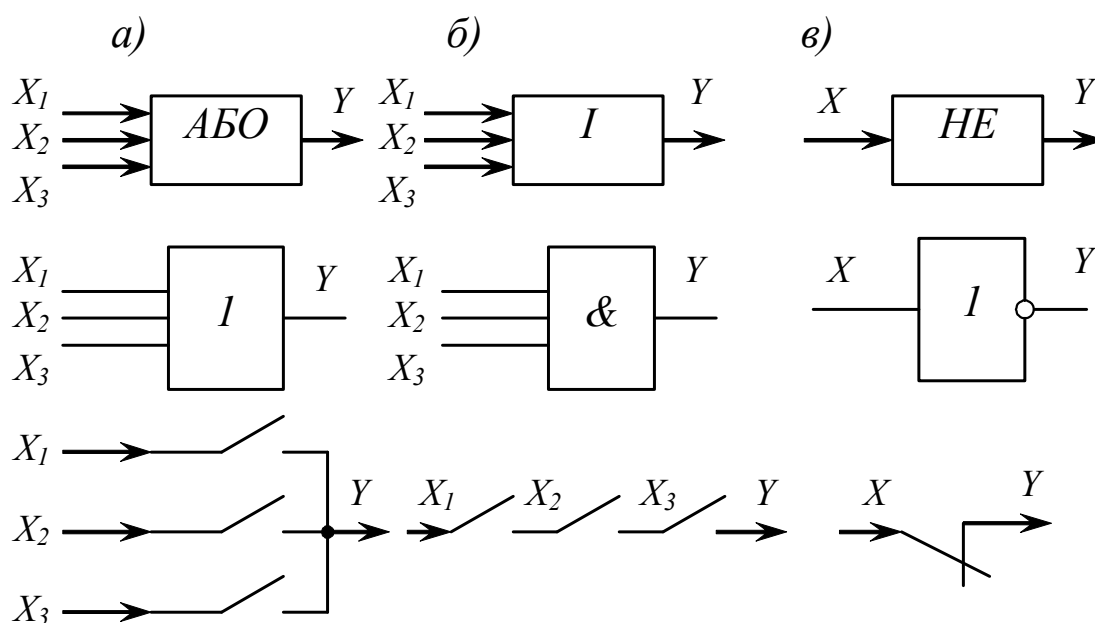


Рис. 13.3. Умовне зображення логічних операцій *АБО*, *I*, *НЕ*

Виконавча частина. Вихідні впливи релейного захисту, пристроїв автоматики релейної дії та телекерування звичайно є дискретними впливами на відключення й включення вимикачів генераторів, трансформаторів, ліній електропередачі й інших електричних установок. Вони формуються відповідними виконавчими елементами у вигляді потужних електро механічних реле й контакторів, що включають електромагніти відключення й включення приводів вимикачів. Виконавчі елементи пристроїв автоматики неперервної дії (автоматичних регуляторів) являють собою потужні тиристорні або магнітні підсилювачі, вихідні струми яких змінюють, наприклад, струм збудження синхронного генератора. Виконавчі елементи релейного захисту, автоматики, особливо телевимірювання й телесигналізації, служать також для введення інформації в ЕОМ і відображення інформації, потрібної черговому персоналу. До них відносяться,

наприклад, пристрої світлової й звукової сигналізації, вимірювальні прилади та ін.

Передавальна частина. У системах телемеханіки, а іноді релейного захисту та автоматики виникає необхідність передавати сигнали на значні відстані. Для цього служить передавальна частина пристрою, одним з основних елементів якої є канал зв'язку.

13.5. МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ

Одним з ознак виникнення КЗ є збільшення струму в лінії. Ця ознака використовується для виконання захистів, що називають струмовими. Струмові захисти приводяться в дію при збільшенні струму у фазах лінії понад певне значення. Струм спрацьовування максимального струмового захисту $I_{с.з}$ та її пускового органа визначаються виразами

$$I_{\tilde{n},\zeta} = (k_{\zeta\tilde{a}\tilde{i}} k_{\tilde{n},\zeta} / k_{\tilde{a}}) I_{\delta\tilde{a}\tilde{a}.\tilde{i}\tilde{a}\tilde{n}} \quad \text{і} \quad I_{\tilde{n},\delta} = k_{\zeta\tilde{a}\tilde{i}} k_{\tilde{n}\delta}^{(3)} k_{\tilde{n},\zeta} I_{\delta\tilde{a}\tilde{a}.\tilde{i}\tilde{a}\tilde{n}} / (k_{\tilde{a}} n_T), \quad (13.1)$$

де $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальний робочий струм у елементі, що захищається в мережі; $k_{\text{зан}}$ – коефіцієнт запасу, що враховує похибки визначення робочого струму й спрацьовування пускового органа (1,1-1,2); $k_{с.з}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів, що враховує збільшення струму після відключення або зникнення КЗ; k_{ϵ} – коефіцієнт повернення реле, дорівнює відношенню струмів повернення й спрацьовування струмового реле; $k_{сх}$ – коефіцієнт схеми, залежить від схеми з'єднання реле й вторинних обмоток трансформаторів струму й виду КЗ; n_T – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Максимальні струмові захисти є основним видом захистів для мереж з однобічним живленням. У мережах більш складної конфігурації максимальний захист застосовується як допоміжний у окремих випадках.

У мережах з однобічним живленням максимальний захист повинен встановлюватися на початку кожної лінії з боку джерела живлення (рис. 13.4, а). При такому розташуванні захистів кожна лінія має самостійний захист, що відключає лінію у випадку ушкодження на ній або на шинах підстанції, що живиться від неї. При КЗ у будь-якій точці мережі, наприклад у точці K_1 (рис. 13.4, а), струм КЗ проходить по всіх ділянках мережі, розташованих між джерелом живлення й місцем ушкодження, в результаті чого приводяться у дію всі захисти (1, 2, 3, 4). Однак за умовою селективності спрацювати на відключення повинен лише захист 4, встановлений на ушкодженій лінії.

Для забезпечення зазначеної селективності максимальні захисти виконуються з витримками часу, які зростають від споживачів до джерела живлення, як це показано на рис. 13.4, б. При дотриманні цього принципу у випадку КЗ у точці K_1 раніше інших спрацює захист 4 і виконає відключення ушкодженої лінії. Захисти 1, 2 і 3 повернуться до початкового положення, не встигнувши подіяти на відключення. Відповідно при КЗ у точці K_2 швидше всіх спрацює захист 3, а захисти 1 і 2, які мають більші витримки часу, не спрацюють. Розгля-

нутий принцип підбору витримок часу називається ступеневим.

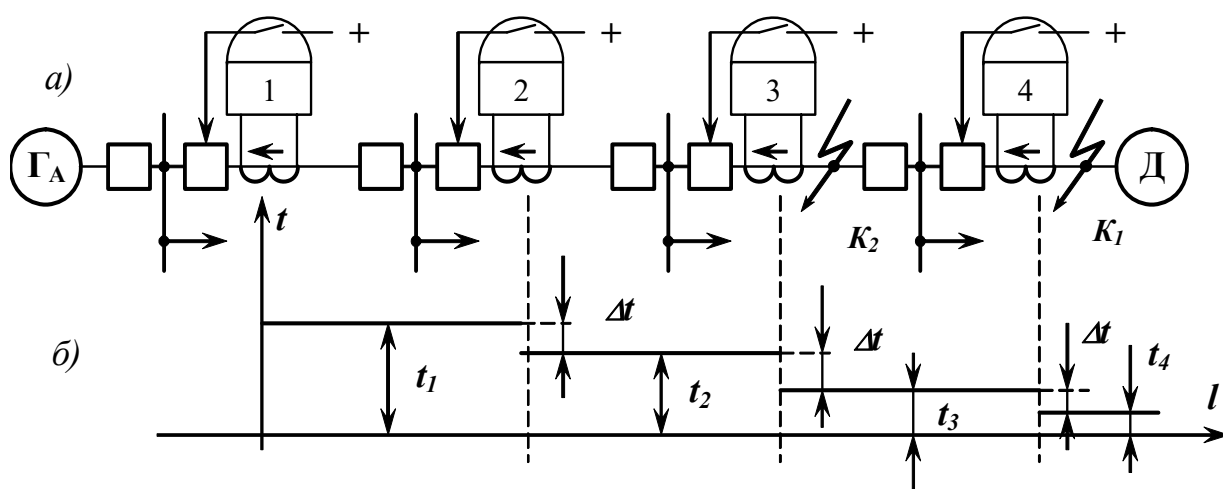


Рис. 13.4. Максимальні струмові захисти в радіальній мережі з однібічним живленням

а - розміщення захистів; б - витримки часу захистів, вибрані за ступеневим принципом

У мережах із двостороннім живленням досягти селективної дії максимального захисту лише шляхом підбору витримок часу, як правило, не вдається; у цих мережах замість максимального струмового захисту застосовують більш складні направлені захисти.

За способом живлення оперативних кіл максимальні захисти непрямої дії діляться на захисти з постійним і змінним оперативним струмом. За характером залежності часу дії реле від струму максимальні захисти підрозділяються на захисти з незалежною й залежною характеристиками.

Основними елементами схеми максимального захисту (рис. 13.5) є: струмові реле KA , які спрацьовують з появою струму $KЗ$ і виконують функції пускового органа захисту, а також реле часу KT , що створює необхідну витримку часу й виконує функції органа часу. Крім основних у схемі є й допоміжні реле; до них відносяться проміжне реле KS і вказівне реле KH . Кількість струмових реле й трансформаторів струму в схемі максимального струмового захисту залежить від призначення захисту, схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму TA й струмових реле KA і режиму роботи нейтралі мережі.

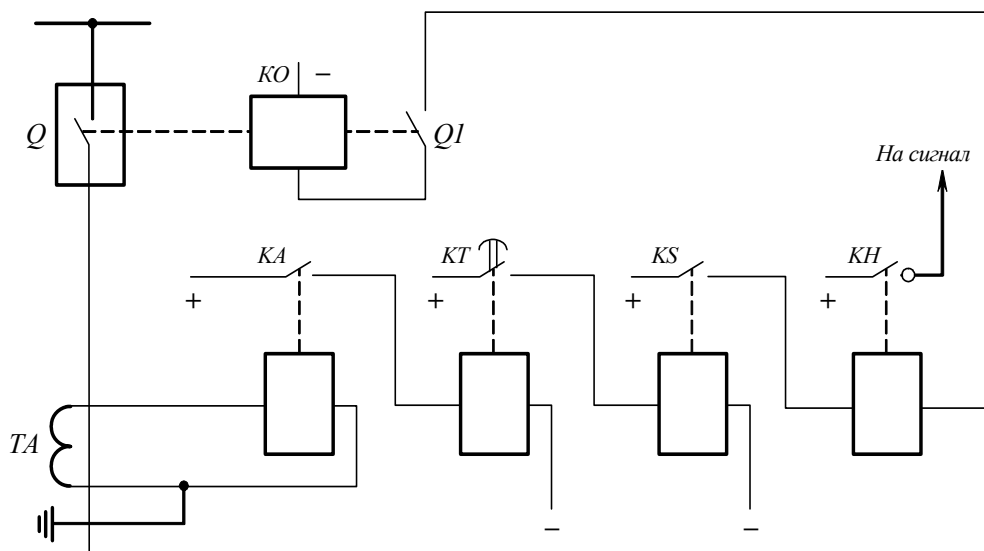


Рис. 13.5. Схема максимального струмового захисту з незалежною витримкою часу

При виникненні КЗ спрацьовують струмове реле тих фаз, по яких проходить струм КЗ. Контакти всіх струмових реле з'єднані паралельно, тому при спрацьовуванні будь-якого струмового реле замикається коло обмотки реле часу KT . Через заданий інтервал часу контакти реле часу замикаються й пускають в хід проміжне реле KS . Останнє спрацьовує миттєво й подає струм у котушку відключення KO вимикача Q через блокувальний контакт силового вимикача QI .

Проміжне реле KS установлюється в тих випадках, коли реле часу не може замикати коло котушки відключення через недостатню потужність своїх контактів. Вказівне реле KH включається послідовно з котушкою відключення KO . З появою струму в цьому колі вказівне реле спрацьовує, його прапорець випадає, фіксуючи в такий спосіб дію максимального захисту й появу струму в котушці відключення. Блокувальний контакт привода вимикача QI служить для розриву струму котушки відключення, тому що контакти проміжних реле не розраховуються на розмикання цього кола. Блокувальний контакт повинен розмикатися раніше, ніж відбудеться повернення проміжного реле.

Час дії розглянутого захисту визначається витримкою часу, встановленої на реле часу, і не залежить від величини струму КЗ, тому такий захист називається захистом з незалежною витримкою часу. Захист із залежною від струму характеристикою виконується за допомогою струмових реле, що спрацьовують не миттєво, а з витримкою часу, яка залежить від значення струму в реле та відповідно від струму КЗ. На відміну від захисту з незалежною характеристикою, захист із залежною характеристикою діє при струмах $I_p = (1 \div 2)I_{c.3}$ із значно більшою витримкою часу, ніж при КЗ. Окрім того, захист із залежною характеристикою дозволяє прискорити відключення при ушкодженні на початку лінії, якщо аварійний струм значно більший, аніж при КЗ в кінці лінії.

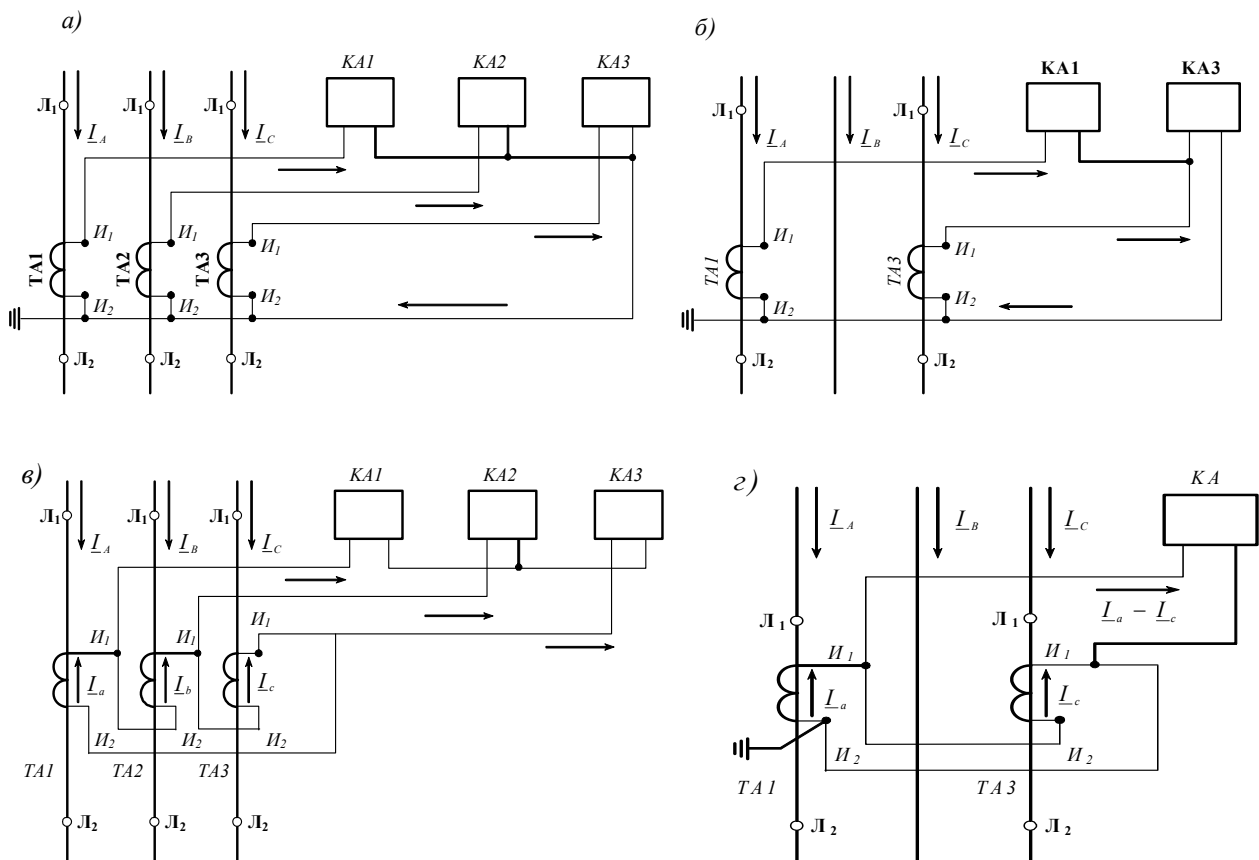


Рис. 13.6. Схеми з'єднання трансформаторів струму та реле у повну зірку (а); у неповну зірку (б); трансформаторів струму в трикутник, а реле в зірку (в); на різницю струмів двох фаз (г)

Розрізняють трифазні й двофазні схеми максимальних струмових захистів, а за кількістю струмових реле – трирелейні, дворелейні та однорелейні (рис.13,6).

Трифазні схеми максимального захисту реагують на всі види КЗ, включаючи й однофазні, і тому їх застосовують у мережі із глухо заземленою нейтраллю, де можливі як міжфазні, так і однофазні КЗ. У тих випадках, коли максимальний захист повинен спрацьовувати тільки при міжфазних КЗ, застосовуються двофазні схеми із двома або одним реле.

13.6. СТРУМОВА ВІДСІЧКА

Селективна дія струмової відсічки досягається тим, що її струм спрацьовування приймається більшим максимального струму короткого замикання, що проходить через захист при ушкодженні поза елементом, що захищається, (зони). При цьому дія захисту при ушкодженні на ділянці, що захищається, забезпечується завдяки тому, що струм короткого замикання в мережі, а отже, і в захисті збільшується в міру наближення місця короткого замикання до джерела живлення (рис. 13.7). Причому крива зміни струму короткого замикання буде

мати різний нахил залежно від режиму роботи системи й виду короткого замикання (криві 1 і 2 відповідно для максимальних і мінімального аварійних режимів). Струм спрацьовування, захисту $I_{с.з.}$, показаний прямою лінією 3, вибирається більшим за максимальний струм, що протікає по лінії AB , що захищається, при зовнішніх ушкодженнях (у цьому випадку — при металевому короткому замиканні біля шин п/ст B за вимикачем приєднання в точці K). Для схем із включенням реле на повні струми фаз розрахунковим звичайно є трифазне коротке замикання в максимальному режимі, тому струм спрацьовування захисту й струм спрацьовування реле дорівнюють:

$$I_{с.з.} = k_{зан} I_{к.з.вн.макс}^{(3)}; \quad I_{с.р} = k_{зан} k_{сх}^{(3)} I_{к.з.вн.макс}^{(3)} / n_T. \quad (13.2)$$

Оскільки струмова відсічка при зовнішніх коротких замиканнях не спрацьовує, то коефіцієнт повернення k_{ϕ} при виборі струму спрацьовування не враховується.

При визначенні $I_{с.з.}$ необхідно мати на увазі те, що час спрацьовування відсічки дорівнює приблизно 0,02 с, якщо немає вихідного проміжного реле, і 0,1 с, якщо воно є. Цей час відповідає початковому моменту короткого замикання. Тому у виразі (13.2) струм $I_{к.з.вн.макс}^{(3)}$ приймається рівним діючому значенню періодичної складової струму зовнішнього короткого замикання, визначеному для $t = 0$. Вплив аперіодичної складової враховується коефіцієнтом запасу $k_{зан}$. Величина $k_{зан}$ враховує також похибку в розрахунку струму короткого замикання й похибки у спрацьовуванні реле.

Відсічка буде спрацьовувати, коли струм, що проходить по лінії AB , буде більшим або дорівнюватиме струму спрацьовування захисту (пряма 3 на рис. 13.7), тобто $I_{к.з.} \geq I_{с.з.}$. Ця умова виконується при короткому замиканні в межах ділянки $l_{омс}$ (максимальний режим) або ділянки $l'_{омс}$ (мінімальний режим) лінії, що захищається. Таким чином, ділянки $l_{омс}$ і $l'_{омс}$ є зонами, що захищаються відсічкою. Величина їх, як виходить із аналізу рис. 13.7, визначається абсцисою точки перетину кривих зміни струму короткого замикання 1 і 2 із прямою 3; отже, відсічка захищає не усю лінію, а тільки деяку її частину. Як видно з рисунка, зона, що захищається, є тим більшою, чим меншим є струм спрацьовування відсічки й чим більшим є нахил кривої зміни струму короткого замикання, що визначається режимом роботи й видом короткого замикання. Тому залежно від режиму роботи й виду КЗ зона захисту відсічки буде змінюватися.

У розглянутому випадку зона захисту охоплює тільки частину лінії, і струмову відсічку не можна використовувати в якості єдиного або основного захисту. Однак у деяких окремих випадках, наприклад на радіальних лініях, що живлять один трансформатор (рис. 13.8), за допомогою струмової відсічки можна захистити всю лінію, якщо допустити її спрацьовування при ушкодженні в трансформаторі. Струм спрацьовування при цьому вибирається за максимальним струмі короткого замикання за трансформатором (точка K).

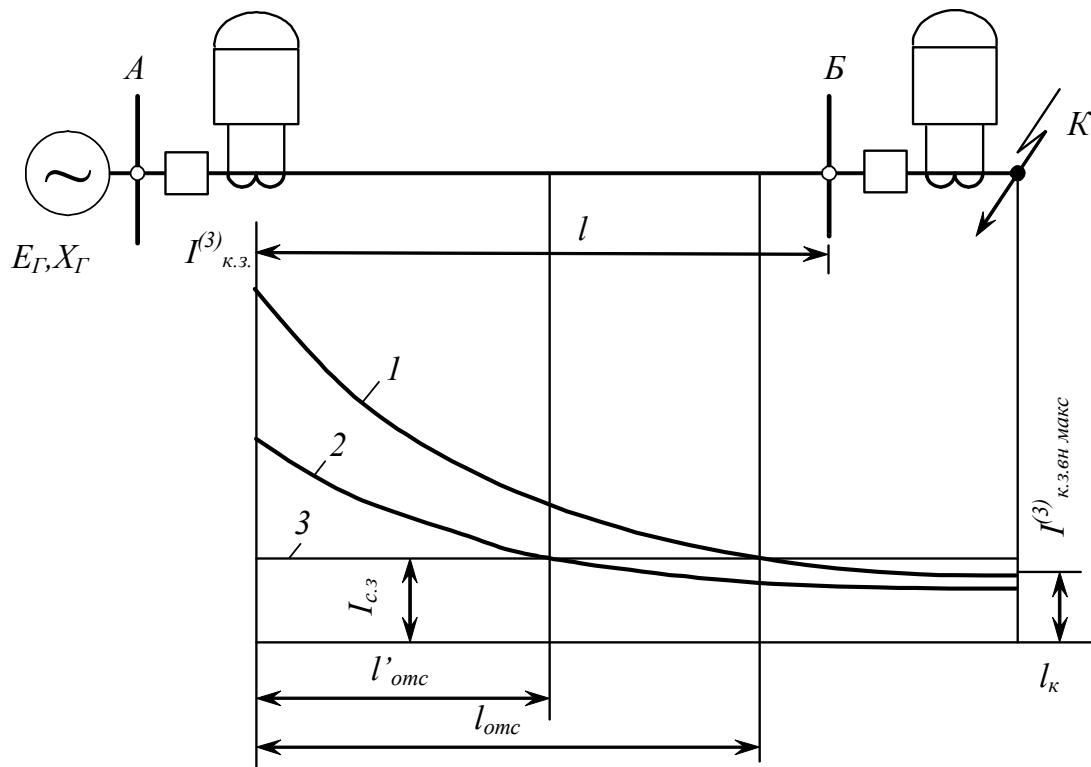


Рис. 13.7. Принцип дії струмової відсічки на лінії з однобічним живленням

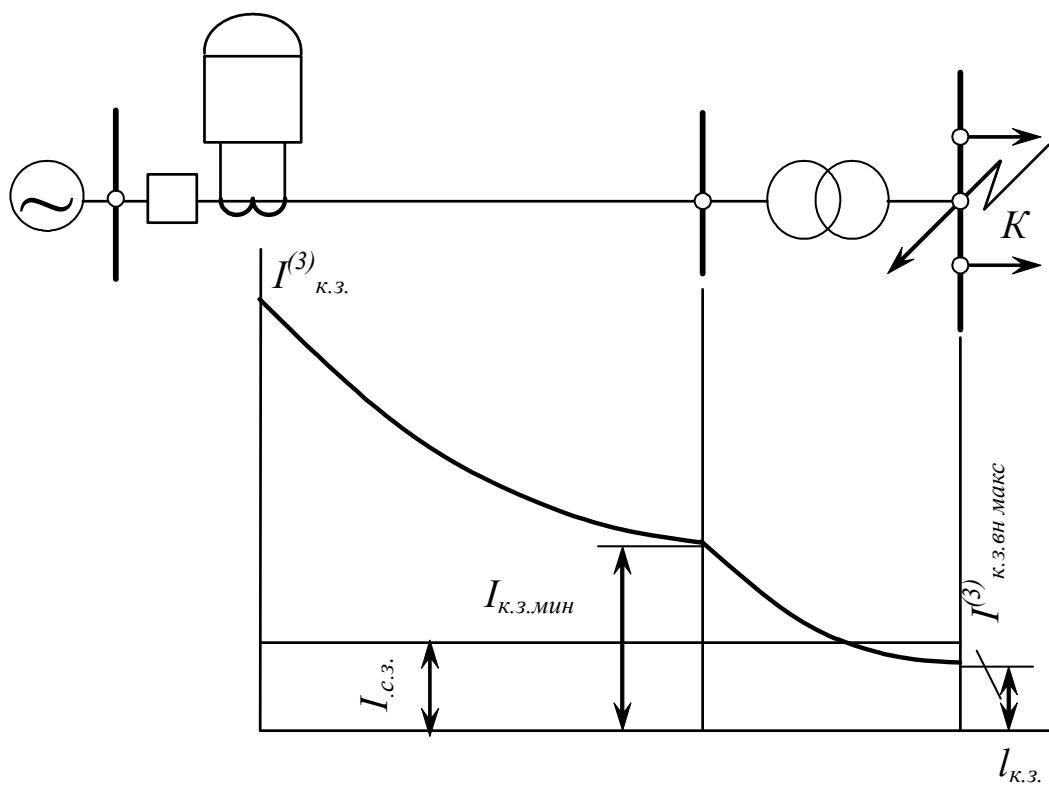


Рис. 13.8. Принцип дії струмової відсічки на лінії з однобічним

У мережах з великими струмами замикання на землю доцільним є струмову відсічку виконувати у вигляді двох комплектів (комплекту від багатofазних коротких замикань і комплекту від коротких замикань на землю). Доцільність цього зумовлена можливістю отримати струмову відсічку нульової послідовності, більш чутливу до коротких замикань на землю, ніж відсічка із включенням реле на повні струми фаз.

На відміну від максимальних струмових захистів струмові відсічки можуть використовуватися також на лініях із двостороннім живленням (рис. 13.9). Струмова відсічка встановлюється по обидва боки лінії, що захищається. Криві 1 і 2 показують зміну максимальних значень струмів короткого замикання, які прямують відповідно від джерел A і B до місця ушкодження при переміщенні точки короткого замикання вздовж лінії, що захищається. Струми спрацьовування відсічок повинні бути обрані таким чином, щоб при зовнішніх коротких замиканнях (точки K_A й K_B) захисти не діяли.

При ушкодженні в точці K_B по лінії, що захищається, і через місця установки захистів проходить струм від джерела A , максимальне значення якого $I_{к.з.вн.максА}$. При цьому захисти по обидва боки не повинні працювати, тобто $I_{с.з} = I_{с.зА} = I_{с.зБ} > I_{к.з.вн.максА}$. При ушкодженні в точці K_A по лінії, що захищається, і через місця установки захистів проходить струм від джерела B , максимальне значення якого $I_{к.з.вн.максБ}$. При цьому захисти також не повинні діяти, тобто $I_{с.з} = I_{с.зА} = I_{с.зБ} > I_{к.з.вн.максБ}$. Із двох значень вибирається найбільший струм спрацьовування, однаковий для захистів обох кінців. У нашому випадку (рис. 13.9,б) $I_{к.з.вн.максБ} > I_{к.з.вн.максА}$, тому

$$I_{с.зА} = I_{с.зБ} = k_{зан} I_{к.з.вн.максБ} \quad (13.3)$$

В експлуатації можливі випадки коливання генераторів станції A щодо генераторів станції B і виходу їх із синхронізму. При цьому по лінії AB можуть протікати більші порівнювальні струми. Відсічки при цьому не повинні діяти, звідси

$$I_{с.з} = I_{с.зА} = I_{с.зБ} = k_{зан} I_{ур.макс} \quad (13.4)$$

Це - друга умова вибору струму спрацьовування відсічок на лініях із двостороннім живленням. Визначальною є умова, яка дає більше значення струму спрацьовування.

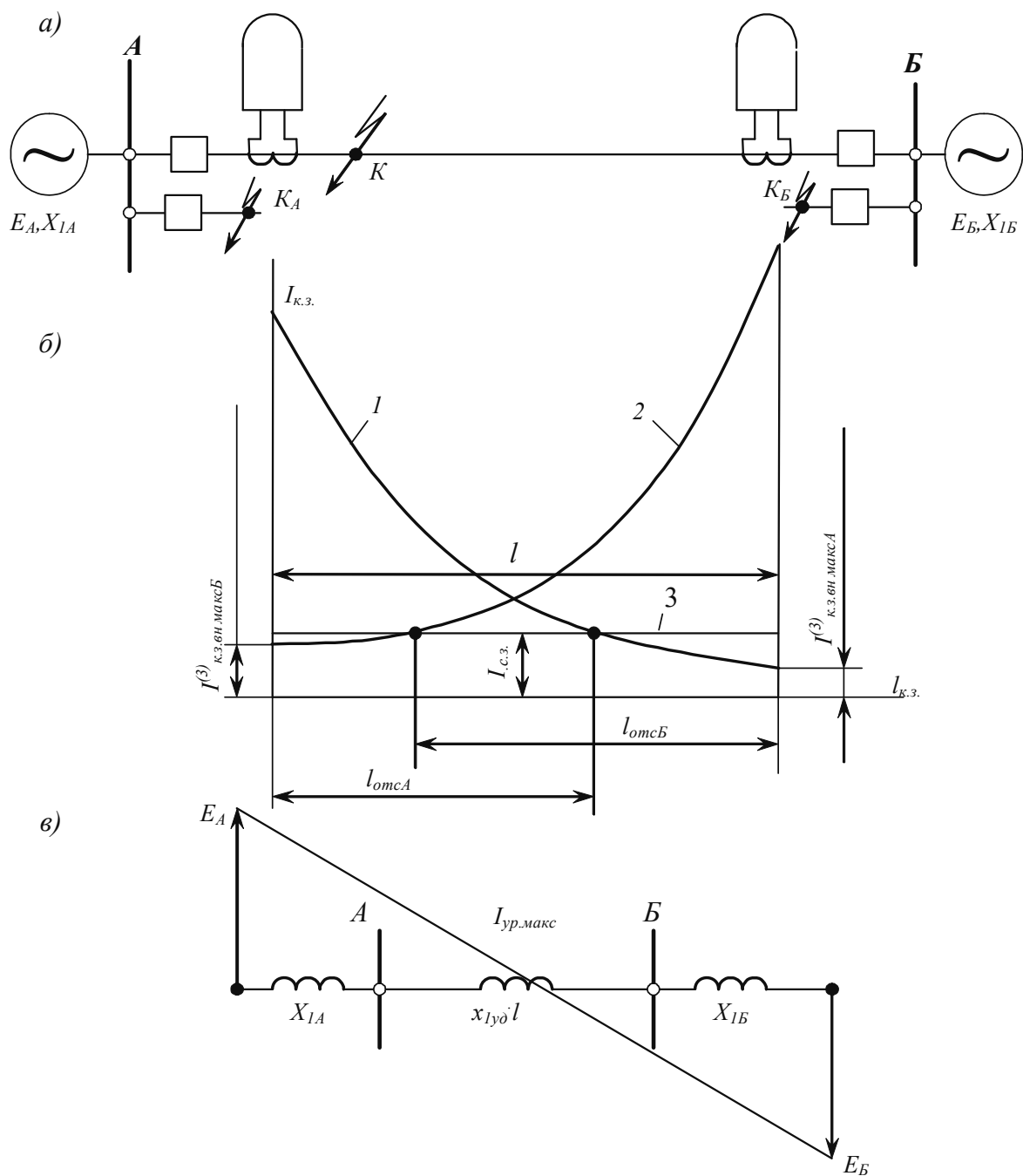


Рис. 13.9. Принцип дії струмової відсічки на лінії з двостороннім живленням

Максимальне значення порівнювального струму має місце, коли вектори еквівалентних ЕРС $\dot{E}_A$ і $\dot{E}_B$ відповідно станції A і станції B будуть зміщені один відносно одного на 180° (рис. 13.9, в). При цьому, приймаючи $E_A = E_B = E$, порівнювальний струм можна визначити за виразом

$$I_{ур. макс} = 2E / (X_{1A} + x_{ly0}l + X_{1B}). \quad (13.5)$$

Зони відсічок, що захищаються, $l_{омсА}$ й $l_{омсБ}$ визначаються абсцисами точок перетину кривих 1 і 2 із прямою 3, що відповідає струму спрацьовування відсічок. У розглянутому випадку (рис. 13.9,б) зони, що захищаються перекривають одна одну. При цьому $l_{омсА} + l_{омсБ} > l$, і ушкодження в середній частині лінії на довжині $(l_{омсА} + l_{омсБ}) - l$ відключаються відсічками з двох сторін. При коротких замиканнях на лінії поза цією зоною, наприклад у точці K , спрацьовує тільки відсічка з боку станції A . З боку станції B лінія буде відключатися іншим (резервним) захистом.

13.7. МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ НАПРАВЛЕНИЙ ЗАХИСТ

У розподільних мережах із двостороннім живленням, а також у складних мережах з одним і декількома джерелами живлення домогтися селективної дії максимального струмового захисту шляхом ступеневого вибору витримки часу не є можливим. У цьому неважко переконатися на прикладі виконання захисту в радіальній мережі з двостороннім живленням (рис. 13.10, а).

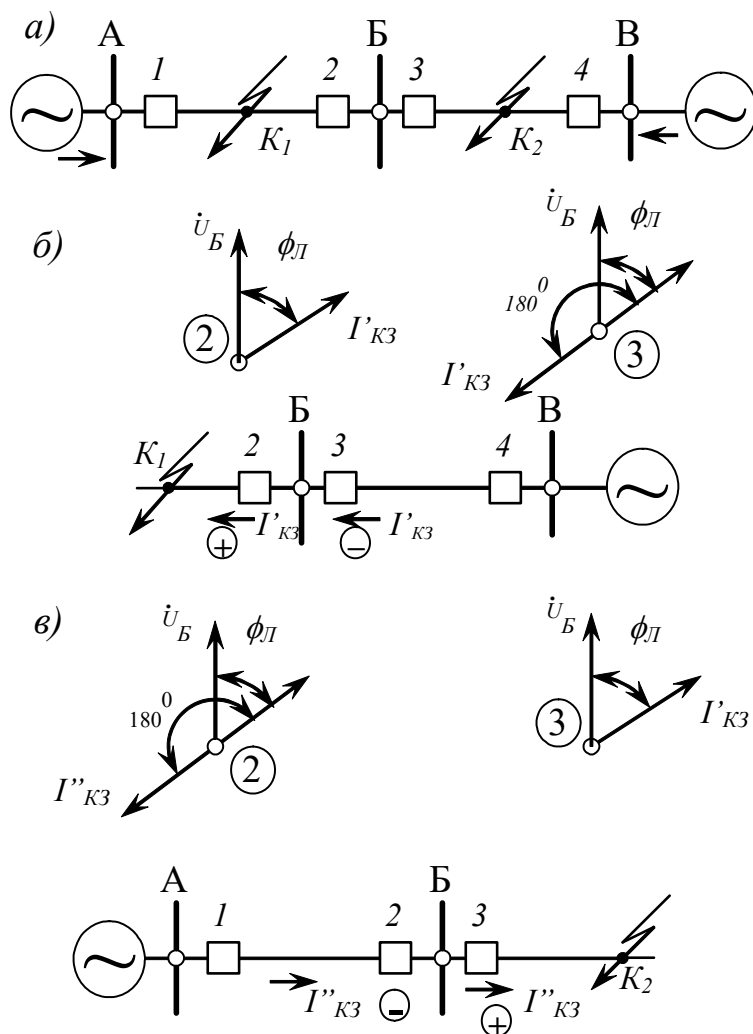


Рис. 13.10. Принцип дії максимального струмового спрямованого захисту

При короткому замиканні в будь-якій точці цієї мережі, у тому числі й у точці K_1 , у загальному випадку спрацюють всі захисти. При цьому для селективного відключення ушкодженої ділянки АБ необхідно, щоб витримка часу t_2 захисту 2 була меншою за витримку часу t_3 захисту 3 і витримку часу t_4 захисту 4, тобто $t_2 < t_3$ і $t_2 < t_4$. Поряд із цим для селективної дії захисту при короткому замиканні в точці K_2 повинна виконуватися наступна умова: $t_3 < t_2$ і $t_3 < t_1$. Із цих міркувань виходить, що до захистів 2 і 3 ставляться суперечливі вимоги. Неможливо виконати умову, при якій в той самий час витримка часу захисту 2 була б і більшою, і меншою за витримку часу захисту 3, тому в таких мережах максимальний струмовий захист не може бути селективним. Що стосується струмових відсічок, то при відповідному виборі струму спрацьовування можна домогтися їх селективної дії також у мережах із двостороннім живленням, але при цьому вони можуть мати недостатню чутливість. У зв'язку із цим бажано мати струмовий захист, що забезпечує селективне відключення ушкодження в розглянутих мережах і володіє при цьому достатньою чутливістю. Таким захистом є максимальний струмовий направлений захист. На відміну від максимального струмового захисту він реагує не тільки на абсолютну величину струму в елементі, що захищається, але й на фазу цього струму відносно напруги на шинах у місці встановлення захисту, тобто діє залежно від напрямку потужності при коротких замиканнях. Така його дія забезпечується завдяки включенню в схему захисту реле напрямку потужності. При цьому захист буде складатися із трьох основних органів: пускового KT , напрямку потужності KM і витримки часу KT (рис. 13.11).

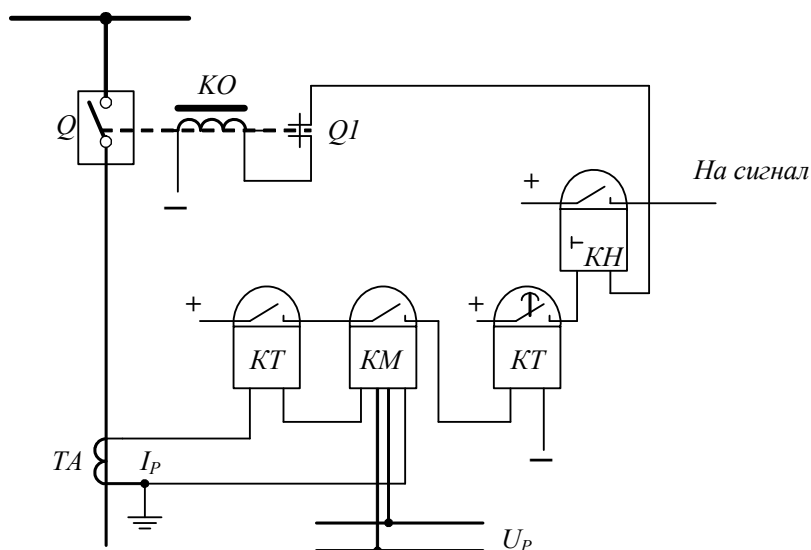


Рис. 13.11. Принцип дії максимального струмового спрямованого захисту

З огляду векторних діаграм, напруги й струму (рис. 13.10, б і в) виходить, що фаза струму в місці включення захистів 2 і 3 відносно напруги U_B на шинах п/ст Б при переміщенні ушкодження із точки K_1 в точку K_2 змінилася на 180° . При побудові цих векторних діаграм за позитивний напрямок струму прийнято напрямок від шин в бік лінії. Кут зсуву фаз струму відносно напруги вважається-

ся позитивним при відстаючому струмі й негативним - при випереджальному струмі. Захист 2 необхідно виконати так, щоб він діяв на відключення тільки при кутах між струмом і напругою, які відповідають короткому замиканню в точці K_1 , а захист 3 — при ушкодженні в точці K_2 . Із цього виходить, що реле напрямку потужності при підведенні до нього напруги $\dot{U}_p = \dot{U}$ й струмів $\dot{I}_p = \dot{I}'_{к.з}$ й $\dot{I}_p = \dot{I}''_{к.з}$ повинно спрацьовувати (замикати контакти) при куті φ_p між $\dot{U}_p$ і $\dot{I}_p$, рівному φ_L , і не спрацьовувати при $\varphi_p = (\varphi_L - 180^\circ)$.

Наявність реле напрямку потужності в схемах захистів 2 і 3 дає можливість не погоджувати між собою їхньої витримки часу. Неважко помітити, що при короткому замиканні в точці K_1 векторна діаграма напруги й струму в місці установки захисту 4 буде такою ж, як і у місці установки захисту 2, у зв'язку з чим обидва захисти будуть приводитися в дію. Тому для селективного відключення ушкодженої ділянки АБ необхідно, щоб витримка часу t_2 захисту 2 була меншою ніж витримка часу t_4 захисту 4. Так само повинні бути погоджені між собою витримка часу t_3 захисту 3 і витримка часу t_1 захисту 1, що впливає з розгляду векторних діаграм напруги й струму в місцях установки цих захистів при короткому замиканні в точці K_2 (рис. 13.10, в).

Таким чином, завдяки реле напрямку потужності всі захисти поділяються на дві групи (2, 4 і 3, 1), не зв'язані між собою витримками часу. У межах кожної групи витримки часу вибираються як і в максимального струмового захисту за ступеневим принципом, тобто повинні виконуватися умови $t_4 = t_2 + \Delta t$ і $t_1 = t_3 + \Delta t$. Відповідно до цього на рис. 13.12 побудовані характеристики витримки часу максимальних струмових направлений захистів з незалежною витримкою часу в радіальній мережі із двостороннім живленням, що складається із трьох ділянок. Стрілками зазначений напрямок потужності, при якому органи напрямку дозволяють захистам працювати. З урахуванням цього захисти об'єднано у дві групи: 2, 4, 6 і 5, 3, 1. Мінімальну витримку часу мають захисти 2 і 5. Вони відстроюються від захистів інших приєднань відповідно п/ст А и п/ст Г. У кожній групі захистів час спрацьовування збільшується в міру наближення до джерел живлення. Прийнято говорити, що витримки часу максимальних струмових спрямованих захистів визначаються за зустрічно-ступеневим принципом.

Струм спрацьовування максимального струмового направленного захисту, як і струм спрацьовування максимального струмового захисту, визначається його пусковим органом і повинен задовільняти умову

$$I_{с.з} \geq (k_{зан} k_{с.з} / k_{в}) I_{раб.макс} \quad (13.6)$$

Однак на відміну від максимального струмового захисту при визначенні максимального робочого струму $I_{раб.макс}$ можна брати до уваги тільки максимальний режим, що відповідає напрямку потужності від шин до лінії.

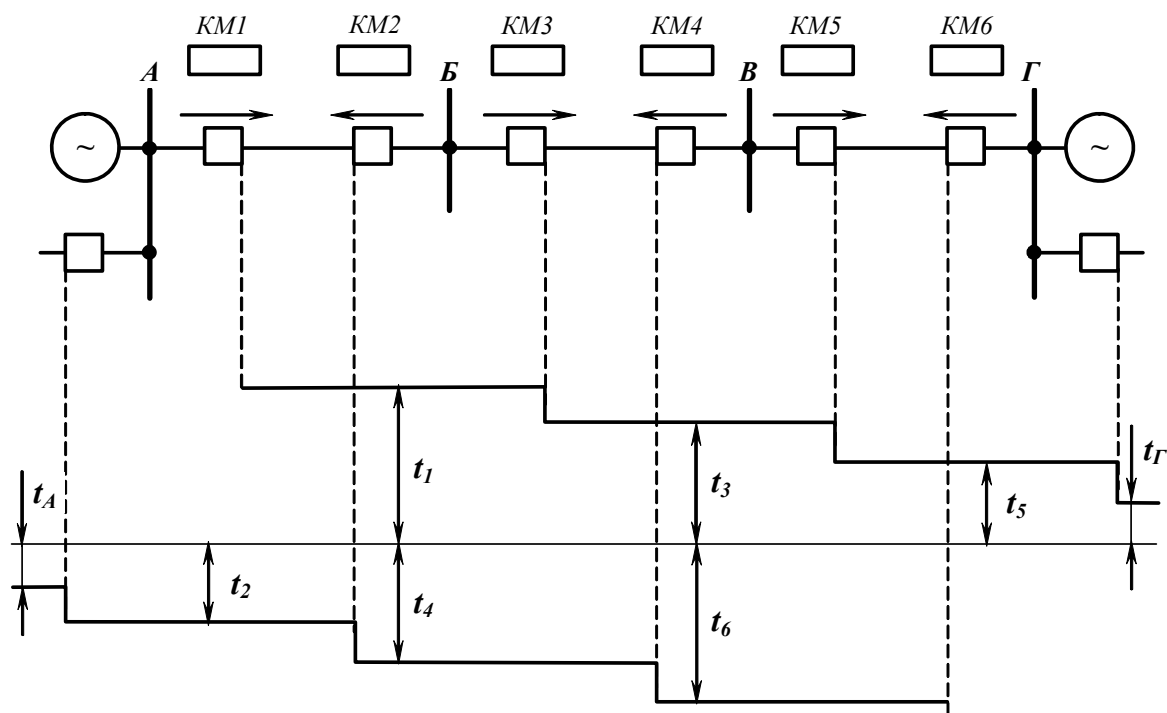


Рис. 13.12. Зустрічно-ступеневий принцип вибору витримки часу максимального струмового направленої захисту

13.8. ДИФЕРЕНЦІАЛЬНІ СТРУМОВІ ЗАХИСТИ

Для захисту елементів електричних установок широко використовують диференціальний принцип, за яким здійснюються поздовжні й поперечні диференціальні струмові захисти. Поздовжні диференціальні захисти використовуються в основному для захисту елементів із зосередженими параметрами, наприклад трансформаторів. Вони можуть застосовуватися також для захисту ліній невеликої довжини. Поперечний диференціальний захист застосовується для захисту паралельних ліній.

Поздовжній диференціальний захист заснований на порівнянні струмів за величиною й фазою на початку та кінці елемента, що захищається. Для виконання захисту лінії на її кінцях встановлюються трансформатори струму з однаковим коефіцієнтом трансформації. Вторинні обмотки трансформаторів струму однойменних фаз і реле з'єднуються так, щоб при короткому замиканні поза зоною, обмеженою трансформаторами струму, струм у реле був відсутнім, а при ушкодженні усередині цієї зони дорівнював струму у точці короткого замикання. Можливі дві схеми з'єднання, що задовольняють цим вимогам: із циркулюючими струмами й з урівноваженими напругами. Переважне поширення одержали захисти, виконані за схемою із циркулюючими струмами. Ця схема одержується шляхом паралельного з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму та реле струму (рис.13.13). При цьому струм у реле визначається з урахуванням прийнятих умовних позитивних напрямків струмів I_{II} та I_{III} на кінцях елемента, що захищається. Схема з урівноваженими напругами одержується шляхом послідовного з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму та реле струму.

З урахуванням позитивних напрямків, зазначених на рис. 13.13,б у нормальному режимі, а також при зовнішніх КЗ, струм у реле дорівнює геометричній різниці вторинних струмів, тобто,

$$\dot{I}_p = \dot{I}_{2I} - \dot{I}_{2II}. \quad (13.7)$$

При рівності первинних струмів $\dot{I}_{1I}$ і $\dot{I}_{1II}$ та відсутності похибок трансформаторів струму $\dot{I}_{2I} = \dot{I}_{2II}$, тому струм $I_p = 0$ і захист не спрацьовує. У цьому випадку вторинні струми $\dot{I}_{2I}$ та $\dot{I}_{2II}$ циркулюють тільки допоміжними проводами, якими з'єднуються вторинні обмотки трансформаторів струму.

При ушкодженні в зоні (рис. 13.13,а) струм $\dot{I}_{1II}$ та разом з ним струм $\dot{I}_{2II}$ при попередньому умовному позитивному напрямку стають негативними, внаслідок чого струми $\dot{I}_{2I}$ та $\dot{I}_{2II}$ в обмотці реле додаються. При однобічному живленні один із струмів, наприклад $\dot{I}_{2II}$, дорівнює нулю. При цьому струм $\dot{I}_{2I}$ може замикатися через паралельно з'єднані обмотку другого трансформатора струму й реле. Однак, оскільки опір реле в багато разів менший опору трансформатора струму, то можна вважати, що весь струм $\dot{I}_{2I}$ у цьому випадку проходить через реле. Таким чином, при КЗ у зоні захисту струм у реле I_p визначається струмом $I_{к.з}$ у точці ушкодження. При цьому захист спрацьовує, якщо $I_p \geq I_{с.р}$.

З викладеного виходить, що поздовжній диференціальний захист діє при ушкодженнях у зоні і не реагує на зовнішні КЗ та струми нормального режиму, тобто вона володіє абсолютною селективністю. Ця принципова особливість дає можливість виконувати захист без витримки часу, а при виборі струму спрацьовування - не враховувати струмів навантаження.

Оскільки у реальних умовах трансформатори струму працюють із похибками, незважаючи на рівність первинних струмів, то вторинні струми $\dot{I}_{2I}$ та $\dot{I}_{2II}$ при нормальній роботі і зовнішніх КЗ є неоднаковими за величиною й не збігаються за фазою, а в реле з'являється струм, так званий струм небалансу $I_{нб}$. Для запобігання неправильної роботи диференціального захисту струм спрацьовування реле повинен вибиратися з урахуванням можливих струмів небалансу. Струм небалансу визначається струмами намагнічування, які не є однаковими для будь-яких двох трансформаторів струму внаслідок неідентичності їхніх характеристик намагнічування. Зі збільшенням первинного струму різниця в струмах намагнічування, а отже і струм небалансу, зростають. Для вибору струму спрацьовування захисту необхідно знати максимально можливе значення струму небалансу при зовнішніх коротких замиканнях.

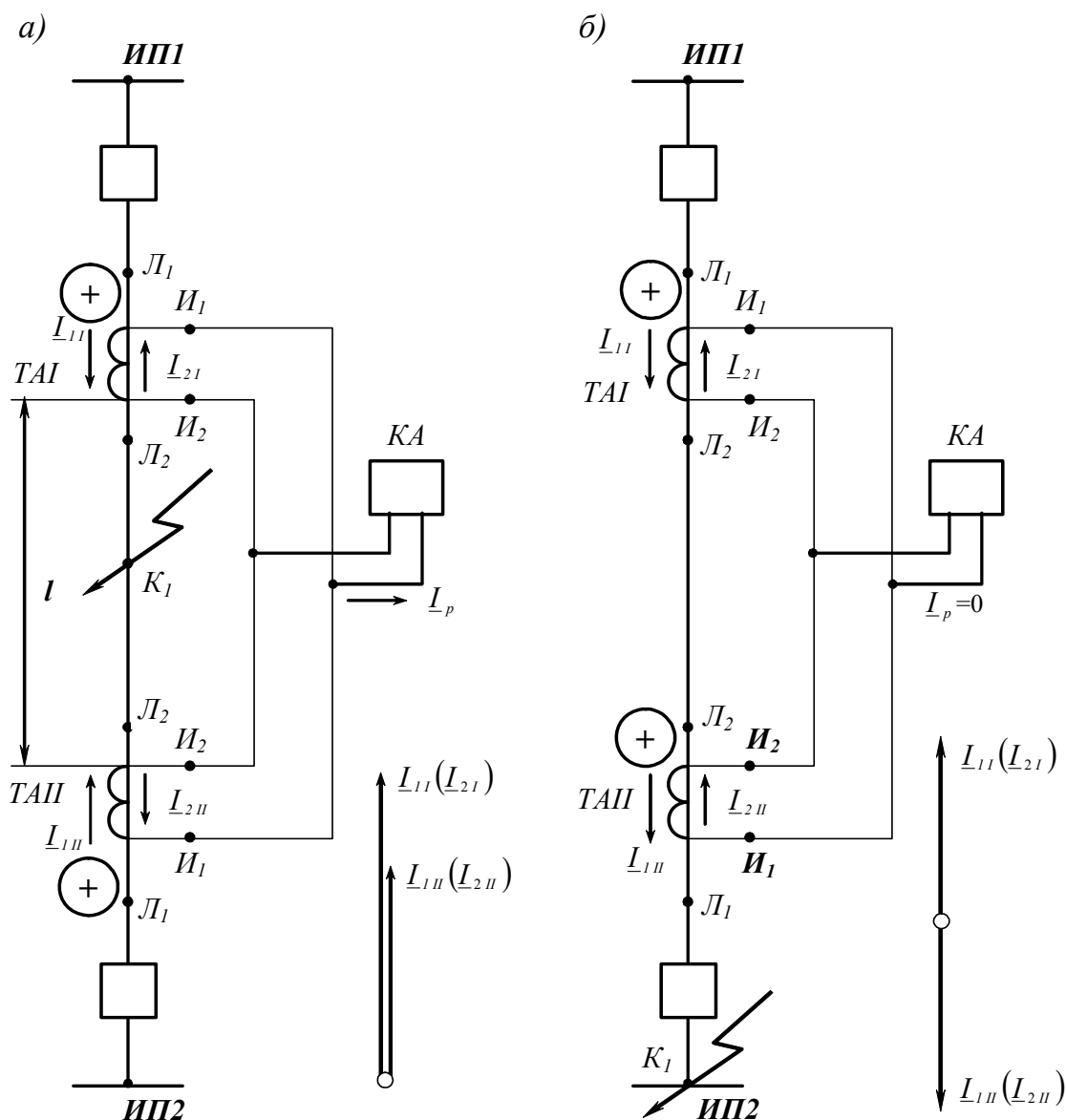


Рис. 13.13. Розподіл струмів у схемі з поздовжнього диференціального захисту з циркулюючими струмами і їх векторні діаграми

Для запобігання неправильної роботи диференціального захисту струм спрацьовування реле варто вибирати з урахуванням струму небалансу перехідного режиму за виразом:

$$I_{с.р} = k_{зап} I_{нб.макс.расч} \cdot \quad (13.8)$$

При визначенні $I_{нб.макс.расч}$ виходять із того, що трансформатори струму в схемі обрані таким чином, щоб повна похибка не перевищувала 10% при заданому вторинному навантаженні й граничній кратності k_{l0} . Похибки двох трансформаторів струму мають однакові знаки, тому струм небалансу, зумовлений різницею струмів намагнічування, є меншим за кожну із похибок, що враховується при розрахунках за допомогою коефіцієнту однотипності $k_{одн} = 0,5 \div 1$. Вплив аперіодичної складової струму короткого замикання на величину струму

небалансу враховують коефіцієнтом $k_{анер}$; для моменту часу $t = 0$ приймають $k_{анер} = 2$. Із сказаного випливає, що струм

$$I_{\dot{I}_A \cdot \dot{I}_{B\bar{B}} \cdot \dot{I}_{C\bar{C}}} = 0,1 k_{\dot{I}_{A\bar{A}}} k_{\dot{I}_{B\bar{B}}} \frac{I_{\dot{e} \cdot \dot{c} \cdot \dot{a} \cdot \dot{I}_{\bar{e}\bar{B}}}}{n_T}. \quad (13.9)$$

Поздовжній диференціальний захист не вимагає відстроювання за струмом і часом від захистів суміжних ділянок, не реагує на коливання, забезпечує селективне відключення без затримки ушкодженої ділянки в мережі будь-якої конфігурації. Для ділянок невеликої довжини захист виходить порівняно простим, досить надійним і задовольняє вимоги чутливості. Тому поздовжні диференціальні захисти широко застосовуються, наприклад, для силових трансформаторів.

Зі збільшенням довжини зони, що захищається, захист набуває негативних властивостей, які зумовлені впливом на його роботу великої довжини проводів вторинних кіл: витратами на сполучний кабель і його прокладку; збільшується можливість ушкодження допоміжних проводів; з'являється додатковий струм небалансу, зумовлений нерівним розподілом вторинних струмів між двома реле, включеними на кінцях лінії, що захищається. Відзначені недоліки обмежують застосування поздовжнього диференціального захисту на лініях електропередачі.

Поперечний диференціальний струмовий захист заснований на порівнянні струмів однойменних фаз паралельних ліній. Принцип його дії розглядається на прикладі виконання захисту здвоєної лінії (рис. 13.14,а). Такі лінії використовуються в розподільних мережах напругою 6-10 кВ, коли пропускна здатність одного кола виявляється недостатньою. Для здійснення захисту використовують трансформатори струму з однаковими коефіцієнтами трансформації, встановлені з боку загальних шин в однойменних фазах. Реле струму включається на різницю струмів двох однойменних фаз здвоєної лінії за схемою із циркулюючими струмами. За прийнятого умовного позитивного напрямку струмів від шин у лінію, струм у реле

$$\dot{I}_p = \dot{I}_{2I} - \dot{I}_{2II}.$$

Тому, як і в поздовжньому диференціальному захисті, при нормальній роботі й зовнішніх коротких замиканнях (за межею здвоєної лінії в точці K_I) по реле KA проходить тільки струм небалансу. Струм спрацьовування реле KA вибирається за умовою (13.8), при цьому максимальний розрахунковий струм небалансу $I_{нб.макс.расч}$ для захисту ліній з однаковими параметрами визначають за виразом:

$$I_{нб.макс.расч} = 0,1 k_{одн} k_{анер} I_{к.з.вн.макс} / 2 n_T. \quad (13.10)$$

При короткому замиканні на одній з ліній, наприклад у точці K_2 , рівність струмів I_{2I} та I_{2II} порушується, внаслідок чого у реле з'являється струм. Якщо $I_p = (I_{2I} - I_{2II}) \geq I_{c.p}$, то реле спрацьовує й відключає вимикач лінії.

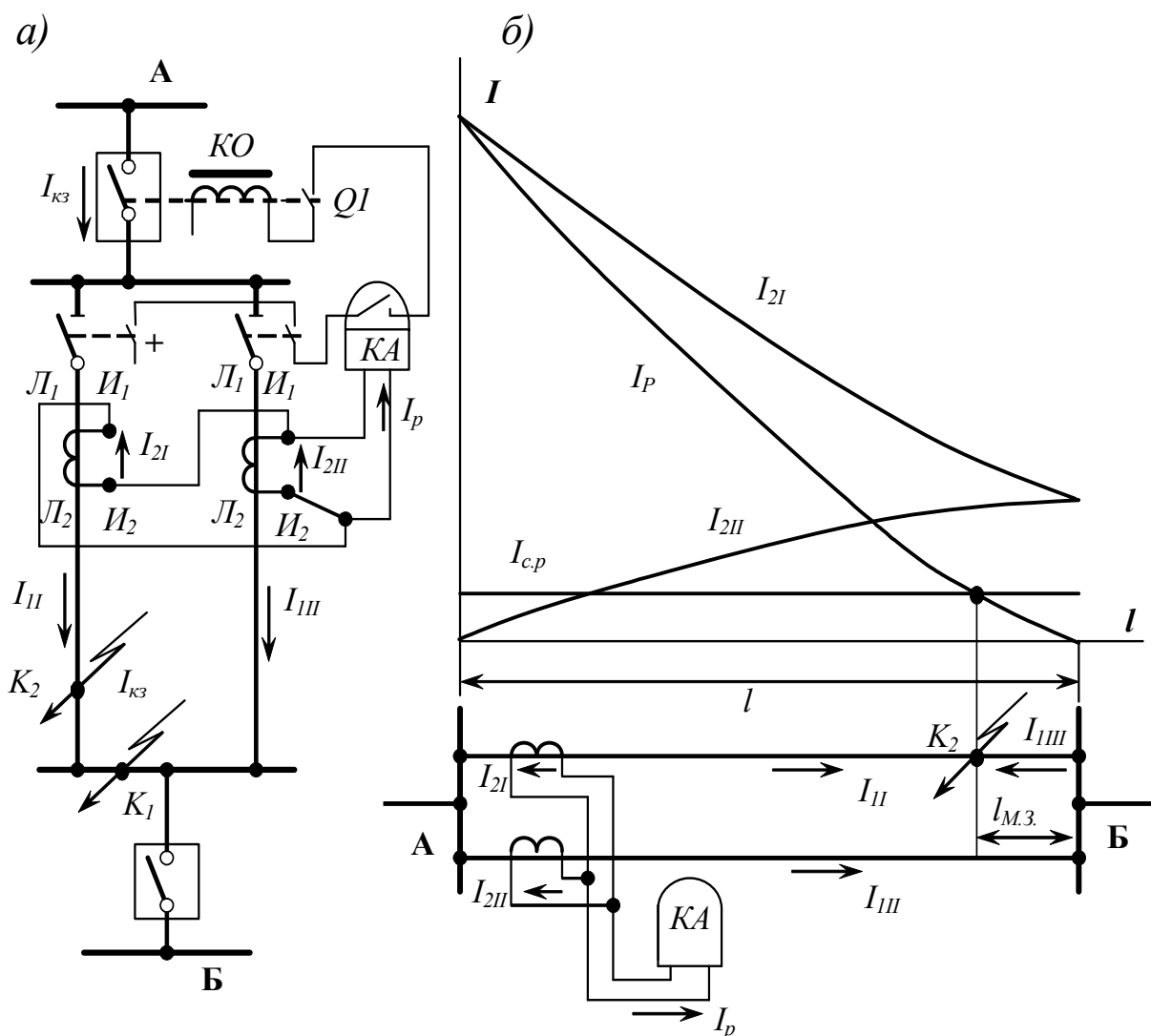


Рис. 13.14. Поперечний диференціальний струмовий захист
здвоєних ліній:

а — схема ввімкнення реле; б — розподіл струмів при КЗ

При віддаленні точки короткого замикання K_2 від місця установки захисту струм в ушкодженій лінії зменшується, а в неушкодженій зростає, внаслідок чого також зменшується струм у реле I_p таким чином, що при ушкодженні поблизу шин протилежної підстанції величина його стає меншою за струм спрацьовування $I_{c.p}$ (рис. 13.14,б). При цьому захист відмовляє в роботі. Довжина ділянки $l_{M.3}$, при ушкодженні в межах якої захист не спрацює через мале значення струму в реле, називається мертвою зоною поперечного диференціального струмового захисту. Мертва зона залежить від значень повного струму короткого замикання в точці ушкодження й струму спрацьовування захисту

$$l_{M.3} = (I_{c.3} / I_{K.3}) \cdot l. \quad (13.11)$$

Відповідно до вимог довжина мертвої зони не повинна перевищувати 10% довжини лінії, що захищається.

Захист за принципом дії не захищає збірки здвоєної лінії й шини підстанції, а у випадку відключення однієї із ліній він повинен виводитися з дії, тому що струм його спрацьовування у загальному випадку виявляється не відстроченим від струму лінії, що залишилася у роботі, а захист не має витримки часу. Це, а також наявність мертвої зони, є недоліком захисту, що виключає можливість його застосування у якості єдиного захисту здвоєних ліній.

13.9. ЗАХИСТ ВІД ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ

У мережах з великим струмом замикання на землю.

Для захисту ліній від однофазних КЗ на землю застосовується захист, який реагує на струм і потужність нульової послідовності. Необхідність спеціального захисту від КЗ на землю викликається тим, що цей вид ушкоджень переважає, а захист, що реагує на струм і напругу нульової послідовності, здійснюється більш просто й має ряд переваг у порівнянні з розглянутим вище струмовим захистом, який реагує на повні струми фаз. Захисти нульової послідовності виконуються у вигляді струмових максимальних захистів і відсічок як простих, так і направлених.

Максимальний струмовий захист нульової послідовності (рис. 13.15) складається з пускового струмового реле KA_0 і реле часу KT . Реле KA_0 включається на фільтр струму нульової послідовності, у якості якого звичайно використовується нульовий провід трансформаторів струму, з'єднаних за схемою повної зірки. Реле часу створює витримку часу, необхідну за умовою селективності. Струм у реле KA_0 дорівнює сумі вторинних струмів трьох фаз і, нехтуючи похибкою трансформаторів струму, одержуємо:

$$I_p = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{n_T} = \frac{3\dot{I}_0}{n_T} \quad (13.12)$$

Струм у пусковому реле KA_0 захисту з'являється тільки в тому випадку, коли є струм I_0 . Тому захист нульової послідовності, показаний на рис. 13.15, може працювати при однофазних і двофазних КЗ на землю. При міжфазних КЗ (без «землі»), а також при навантаженні й коливаннях, захист нульової послідовності не працює, оскільки в цих режимах сума струмів $\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$ і струм I_0 відсутній.

Важливою перевагою захисту нульової послідовності є те, що він не реагує на навантаження. Завдяки цьому його не потрібно відстроювати від струмів нормального режиму й перевантажень, що дозволяє забезпечити високу чутливість цього захисту в порівнянні із захистами, які реагують на фазні струми. Однак у дійсності робота захисту ускладнюється похибкою трансформаторів струму, зумовленою їхнім струмом намагнічування. Тому в режимах, коли має місце баланс первинних струмів ($\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0$), сума вторинних струмів

$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c \neq 0$. У нульовому проводі й пусковому реле захисту з'являється залишковий струм - струм небалансу ($I_{нб}$), що може викликати небажану роботу захисту при відсутності струму I_0 .

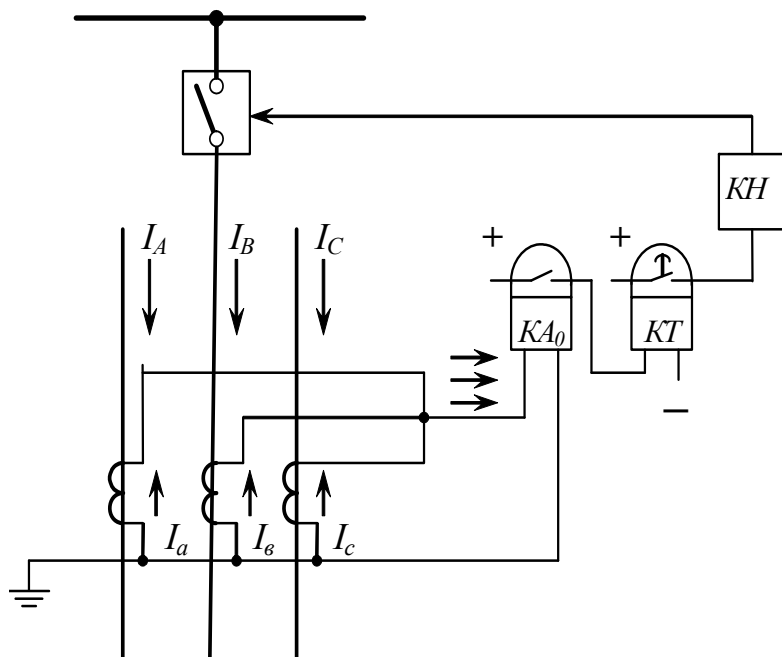


Рис. 13.15. Схема струмового захисту нульової послідовності

Значення $I_{нб}$ можна знайти, якщо у виразі (13.12) врахувати струми намагнічування трансформаторів струму, тоді

$$I_p = \left(\frac{\dot{I}_A - \dot{I}_{Анам}}{n_T} \right) + \left(\frac{\dot{I}_B - \dot{I}_{Внам}}{n_T} \right) + \left(\frac{\dot{I}_C - \dot{I}_{Снам}}{n_T} \right) = \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{n_T} - \left(\frac{\dot{I}_{Анам}}{n_T} + \frac{\dot{I}_{Внам}}{n_T} + \frac{\dot{I}_{Снам}}{n_T} \right) = \frac{3\dot{I}_0}{n_T} - \dot{I}_{нб}. \quad (13.13)$$

Як виходить з виразу (13.13), струм небалансу дорівнює геометричній сумі намагнічуючих струмів трансформаторів струму:

$$\dot{I}_{нб} = \frac{\dot{I}_{Анна}}{n_T} + \frac{\dot{I}_{Внна}}{n_T} + \frac{\dot{I}_{Снна}}{n_T}. \quad (13.14)$$

Сума намагнічуючих струмів звичайно не дорівнює нулю. Це пояснюється тим, що струми намагнічування мають несинусоїдальну форму і окрім того розрізняються за величиною й фазою внаслідок нелінійності й неідентичності характеристик намагнічування та нерівності вторинних навантажень трансформаторів струму різних фаз.

У мережах з малим струмом замикання на землю

У мережах з ізольованою нейтралью сталі значення струмів у точці ушкодження при однофазних замиканнях звичайно не перевищують декількох десятків амперів. Якщо нейтраль заземлити через дугогасний реактор, то струм

замикання на землю при відповідному налаштуванні дугогасної котушки може бути значно зменшений (див. главу 6). У зв'язку із цим виконання струмового захисту від однофазних замикань на землю, у таких мережах, що реагує на сталі струми замикання, пов'язане із певними труднощами. Ця обставина привела до необхідності створення захистів, які реагують на струми перехідного процесу при замиканнях на землю; на вищі гармоніки, які містяться у струмі замикання на землю; напрямок аварійних струмів і ін.

У трифазних мережах при нормальній роботі, поряд з робочими струмами навантаження, по фазах проходять струми, зумовлені рівномірно розподіленими по довжині проводів ємностями фаз відносно землі. Якщо не враховувати струми навантаження, напруги у всіх точках мережі можна вважати однаковими, оскільки ємнісні струми малі й спадом напруги в проводах від цих струмів можна знехтувати. При цьому напруги фаз відносно землі рівні відповідним фазним напругам $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ відносно нейтралі системи, а розподілені ємності фаз можуть бути замінені зосередженими ємностями C_A , C_B , C_C (рис. 13.16,а). Місце приєднання цих ємностей практично не впливає на значення ємнісних струмів, тому що індуктивний і активний опори лінії мізерно малі у порівнянні з опором ємності фази відносно землі.

У симетричній трифазній мережі $C_A = C_B = C_C = C$. У зв'язку з відсутністю спаду напруги в проводах, напруги $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$ і $\dot{U}_C$ рівні відповідній ЕРС джерела живлення, а їхні вектори утворюють симетричну зірку фазних напруг (рис. 13.16,б), у результаті чого напруга нейтралі системи H відносно землі дорівнює нулю, а через зосереджені ємності протікають рівні за величиною струми, які випереджають відповідні напруги на 90° , тобто

$$\dot{I}_A = j \frac{\dot{U}_A}{X_C} = j\omega C \dot{U}_A; \quad \dot{I}_B = j \frac{\dot{U}_B}{X_C} = j\omega C \dot{U}_B; \quad \dot{I}_C = j \frac{\dot{U}_C}{X_C} = j\omega C \dot{U}_C.$$

При замиканні якої-небудь фази на землю, напруги фаз відносно землі зміняться, а відносно нейтралі системи H залишаться такими ж, як у нормальному режимі, тобто $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$ і $\dot{U}_C$. Таким чином, при металевих замиканнях на землю, наприклад, фази А (рис. 13.17,а) вона одержує потенціал землі. У зв'язку із цим напруги двох інших фаз і нейтралі відносно землі стають напругами щодо фази А, яка замкнула на землю (рис. 13.17,б):

$$\dot{U}_{BA} = \dot{U}_B^{(1)}; \quad \dot{U}_{CA} = \dot{U}_C^{(1)}; \quad \dot{U}_{HA} = \dot{U}_H^{(1)} = -\dot{U}_A.$$

Оскільки міжфазні напруги залишаються при цьому незмінними, то напруги неушкоджених фаз B і C відносно землі підвищуються в $\sqrt{3}$ раз. Зміна фазних напруг, а також поява напруги нульової послідовності може бути використана для виконання захисту від замикання на землю.

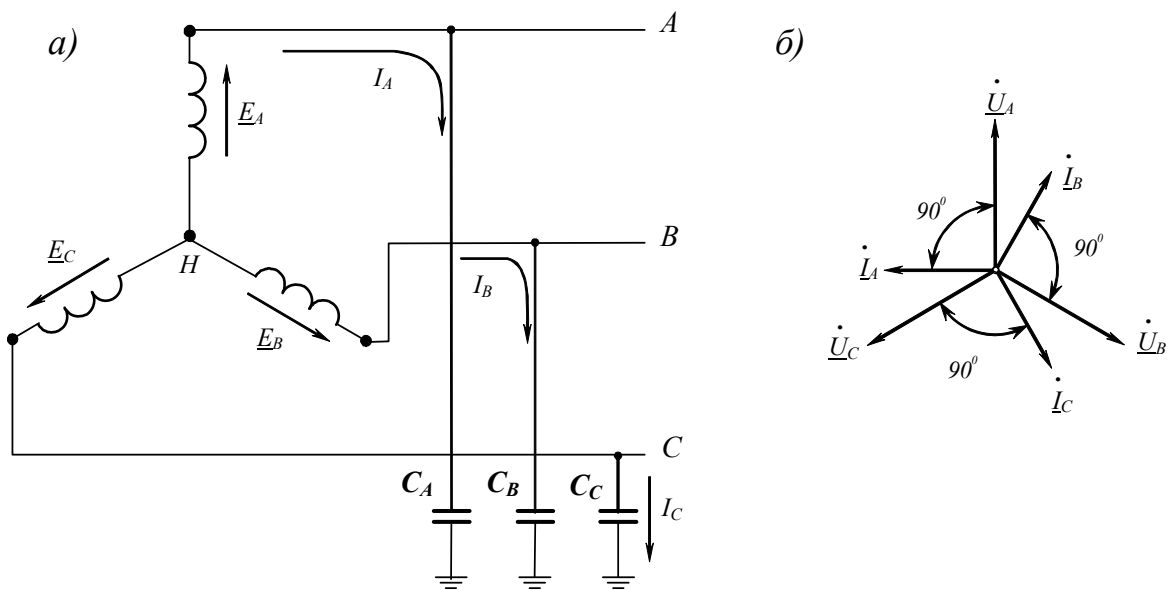


Рис. 13.16. Нормальний режим роботи в мережі з ізольованою нейтраллю при відсутності струмів навантаження:
а - протікання ємнісних струмів; б - векторні діаграми струмів і напруг

На рис. 13.18 показана схема мережі з малими струмами замикання на землю, яка складається із трьох ліній 1Л, 2Л і 3Л, підключених до шин генераторної напруги. При замиканні на землю, наприклад 1Л у точці $K^{(1)}$, через місце ушкодження проходить струм $I_3^{(1)}$, зумовлений не лише ємністю ушкодженої лінії C_{01} , але і ємностями неушкоджених ліній C_{02} і C_{03} , тобто

$$I_3^{(1)} = 3I_{01}^{(1)} + 3I_{02}^{(1)} + 3I_{03}^{(1)}, \quad (13.15)$$

де

$$I_{01}^{(1)} = j\omega C_{01} \dot{U}_\phi, \quad I_{02}^{(1)} = j\omega C_{02} \dot{U}_\phi, \quad I_{03}^{(1)} = j\omega C_{03} \dot{U}_\phi.$$

При цьому розподіл струмів нульової послідовності в системі є таким, що при умовному напрямку струму $I_3^{(1)}$ до місця ушкодження, струми нульової послідовності неушкоджених ліній $3I_{02}^{(1)}$ і $3I_{03}^{(1)}$, проходячи через ємності C_{02} і C_{03} , направляються до шин і далі по ушкодженій лінії — від шин до місця ушкодження (у точку $K^{(1)}$). Струм $3I_{01}^{(1)}$, як і струм у випадку одиночної лінії, проходить по ділянці між місцем ушкодження й точкою приєднання зосередженої ємності C_{01} . Таким чином, від шин по ушкодженій лінії прямує струм нульової послідовності $3I_{03}^{(1)}$, величина якого визначається ємністю всіх неушкоджених ліній:

$$\dot{I}_{03}^{(1)} = \dot{I}_{02}^{(1)} + \dot{I}_{03}^{(1)} = j\omega \dot{U}_\phi (C_{02} + C_{03}). \quad (13.16)$$

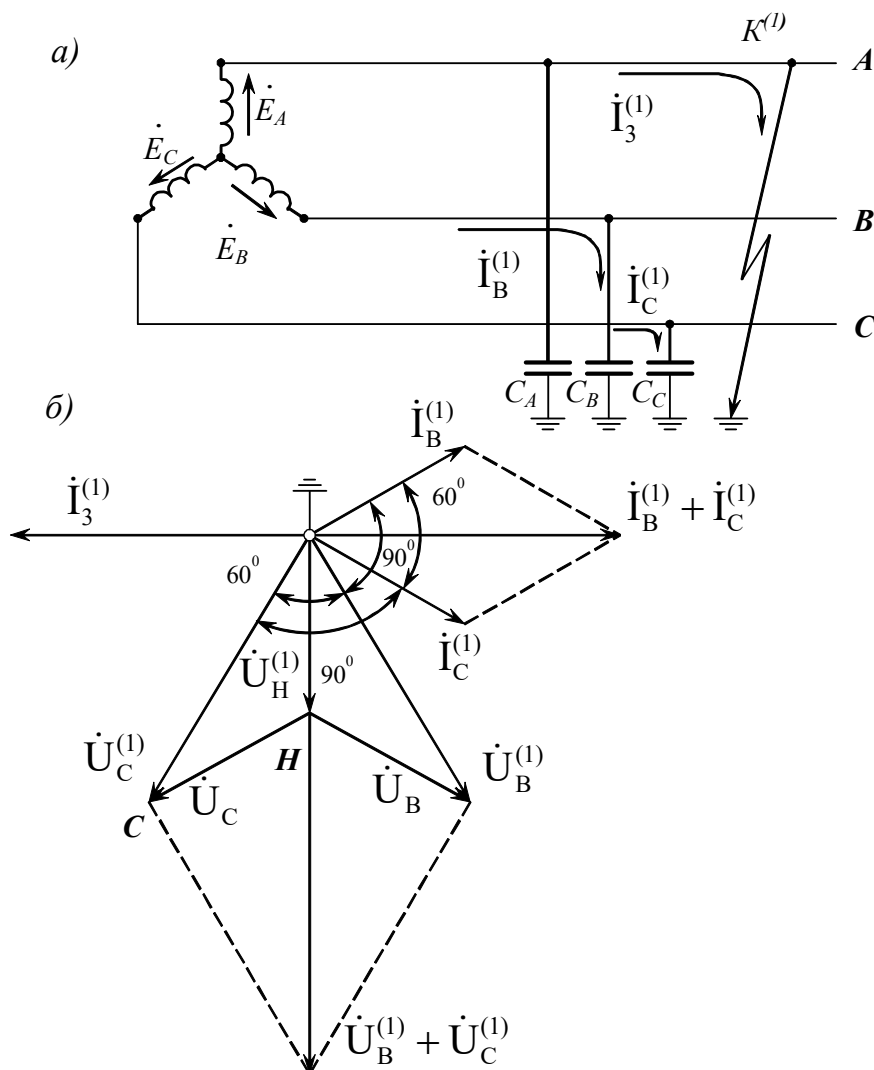


Рис. 13.17. Однофазне замикання на землю в мережі з ізолюваною нейтраллю і його векторні діаграми

У випадку замикання на землю, на лінії $2Л$ або $3Л$ по лінії $1Л$ (тепер уже неушкодженій) до шин буде протікати струм $3I_{01}^{(1)}$. Якщо $I_{03}^{(1)} > I_{01}^{(1)}$, то на лінії $1Л$ у якості захисту від замикання на землю може бути використаний максимальний струмовий захист нульової послідовності.

Замикання на землю однієї фази в мережах з ізолюваною нейтраллю ще не є коротким замиканням. Споживачі, включені на міжфазні напруги, продовжують нормально працювати. Ця обставина дає можливість виконувати захист від замикання на землю, що діє на сигнал. Тривала робота мережі при наявності замикання однієї фази на землю неприпустима через можливість порушення міжфазної ізоляції в місці ушкодження й переходу однофазного замикання в багатфазне. Можливі також випадки подвійних замикань на землю внаслідок підвищення напруг неушкоджених фаз відносно землі. Тому у протяжних мережах складної конфігурації, коли відшукування ушкодженої ділянки утруднено,

поряд із загальним пристроєм контролю ізоляції повинен бути передбачений селективний захист на кожному приєднанні.

У мережах простої конфігурації допускається застосування тільки загального пристрою неселективної сигналізації, що контролює стан ізоляції в системі даної напруги. Схема пристрою складається із трьох максимальних реле напруги, включених на напруги фаз стосовно землі, або з одного максимального реле напруги, включеного на напругу нульової послідовності.

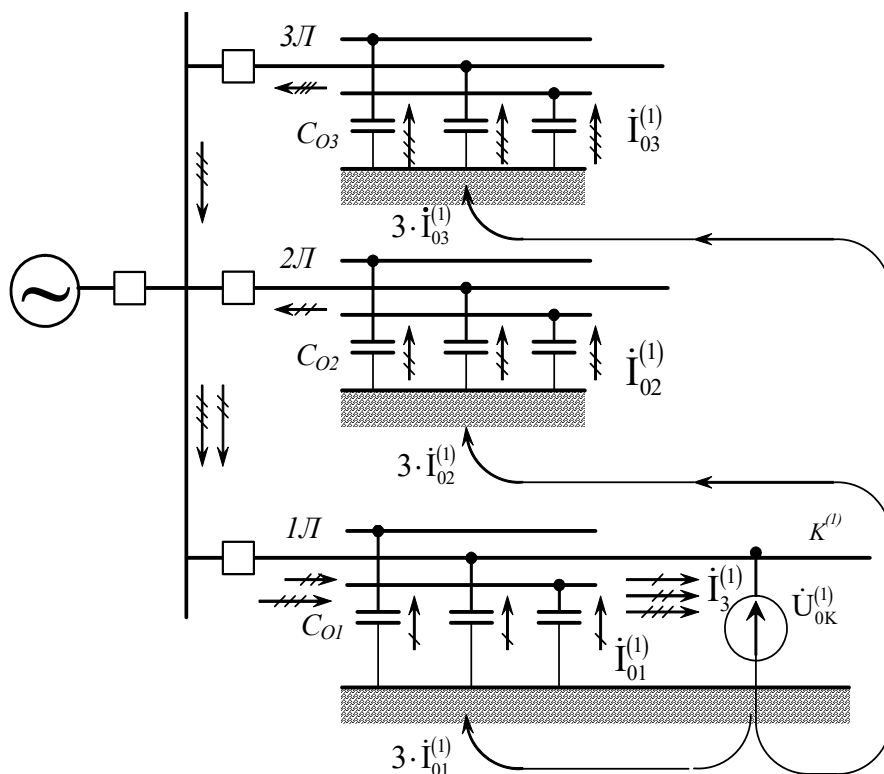


Рис. 13.18. Розподіл ємнісних струмів нульової послідовності в мережі при однофазному замиканні на землю

13.10. ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І УСТАНОВОК

Захист кабельних і повітряних ліній.

Для кабельних і повітряних ліній напругою 6 - 35 кВ передбачається захист від багатофазних КЗ, однофазних замикань на землю й надструмів перевантаження. Для захисту від багатофазних замикань у всіх випадках передбачається тільки на відключення. Захист від замикань на землю залежно від умов і характеру споживачів може бути виконаний з дією на сигнал або на відключення, а захист від перевантаження - з дією на сигнал або, якщо це необхідно, на відключення з витримкою часу.

Для захисту поодиноких ліній однобічного живлення від багатофазних замикань рекомендується застосування максимальних струмових захистів як без витримки часу, так і з витримкою часу. Для нереактованих кабельних ліній застосовують одно- або двоступінчастий максимальний струмовий захист у двофазному, дво- або трирелейному виконанні. У випадках, коли максимальний струмовий захист із витримкою часу виявляється неефективним (наприклад, за умовами усталеної роботи синхронних двигунів або термічної стійкості кабе-

лів), встановлюють швидкодіючий захист у вигляді неселективної струмової відсічки у двофазному, дворелейному виконанні або, для ліній до 20 км, поздовжній диференціальний захист.

Для захисту ліній з двостороннім живленням передбачаються максимальний струмовий захист і відсічка за струмом і напругою. Для забезпечення селективності дії рекомендується застосовувати направлені максимальні струмові захисти або автоматично ділити мережу на радіальні ділянки однобічного живлення.

Захист ліній від однофазних замикань на землю виконується у вигляді струмового, реагуючого на струм нульової послідовності, або у вигляді направленого, реагуючого на потужність нульової послідовності. Крім струмового захисту від однофазних замикань на землю застосовують захист, який реагує на появу напруги нульової послідовності. Цей захист не володіє селективністю дії, використовується як другий ступінь, і діє на відключення джерела живлення з витримкою часу.

Захист ліній від надструмів, зумовлених технологічними перевантаженнями, здійснюють однофазним максимальним струмовим захистом. Реле захисту від перевантажень включають, як правило послідовно зі струмовим реле захисту лінії від міжфазних КЗ.

Захист силових трансформаторів

Для силових трансформаторів необхідно передбачати релейний захист від наступних видів ушкоджень і ненормальних режимів роботи: міжфазних КЗ в обмотках і на виводах; однофазних замиканнях на землю (корпус) в обмотках і на виводах; виткових замикань в обмотках; протікання надструмів при зовнішніх КЗ; перевантаження; «пожежі» у сталі; зниження рівня масла в маслонаповнених трансформаторах. Види й обсяг релейного захисту силового трансформатора визначаються ПУЕ та Провідними вказівками відповідно до потужності й місця установки.

У загальному випадку для захисту трансформаторів потужністю 6,3 МВ·А та більше від міжфазних замикань, виткових і замикань на землю в обмотках передбачають поздовжній диференціальний струмовий захист, який діє без витримки часу на відключення всіх вимикачів трансформатора. Звичайно такий захист виконують із двома реле струму.

Струмова відсічка без витримки часу передбачається для силових трансформаторів у тих випадках, коли не використовується диференціальний захист. Струмова відсічка встановлюється з боку джерела живлення й включаються на ті ж трансформатори струму, що й максимальний струмовий захист від зовнішніх КЗ.

У якості захисту силових трансформаторів від струмів зовнішніх КЗ звичайно використовують максимальний струмовий захист, який служить для припинення живлення зовнішніх багатофазних КЗ при відмові захисту або вимикача суміжного ушкодженого елемента, а також як резерв власних захистів трансформатора. Для багатообмоткових трансформаторів комплекти захистів від струмів КЗ можуть бути встановлені з боку джерела живлення або з боку розподільних пунктів з дією на відповідний вимикач. На понижувальних тран-

сформаторах, що мають розщеплені обмотки нижчої напруги, а також на трансформаторах, підключених до шин через здвоєний реактор, на відгалуженнях установлюють окремі комплекти захисту від зовнішніх КЗ, які одночасно здійснюють захист відповідних шин розподільних пристроїв. Витримки часу захистів від зовнішніх КЗ вибирають незалежно від струму КЗ за ступеневим принципом з наростанням при наближенні до джерела живлення.

Для силових трансформаторів, що зазнають перевантажень, передбачають захист від перевантажень з дією на сигнал з витримкою часу. Захист установлюють, як правило, біля двообмоткових трансформаторів в одній фазі з боку живлення, а в триобмоткових - на стороні живлення й на стороні обмотки меншої потужності. У трансформаторів з розщепленою обмоткою захист від перевантажень встановлюють на кожній розщепленій обмотці. Витримку часу вибирають більшою за значення витримки часу захисту від зовнішніх КЗ.

Для захисту маслonaповнених силових трансформаторів від зниження рівня масла у баках, від «пожежі» у сталі й у якості резервного захисту від внутрішніх ушкоджень і зовнішніх КЗ, широко використовують газовий захист, який реагує на утворення газів усередині трансформатора й діє залежно від інтенсивності газоутворення на сигнал або на відключення. Газовий захист залежно від застосовуваного газового реле може бути виконаний реагуючим на виділення газу або на підвищення тиску в кожусі трансформатора.

Захист синхронних і асинхронних електродвигунів

Для синхронних і асинхронних електродвигунів напругою вище 1000 В передбачено захист при: багатофазних замиканнях на виводах і в обмотці статора; замиканнях на корпус в обмотці статора; перевантаженнях, зумовлених технологічними причинами, а також тривалим пуском або самозапуском; втраті живлення (у тому числі при зникненні або тривалому зниженні напруги); асинхронному режимі для синхронних електродвигунів.

Захист від багатофазних замикань на виводах і в обмотці статора, що встановлюється на всіх синхронних і асинхронних електродвигунах, діє на відключення ушкодженого електродвигуна від мережі, а в синхронних двигунах також на пристрій гасіння поля. Відповідно до ПУЕ для електродвигунів потужністю до 5000 кВт передбачається струмова відсічка без витримки часу. Електродвигуни потужністю 5000 кВт і більше, а також двигуни меншої потужності (у випадку, якщо струмові відсічки мають недостатню чутливість) обладнують поздовжнім диференціальним струмовим захистом у двофазному виконанні.

Захист від однофазних замикань на корпус (землю) в обмотці статора електродвигунів виконують у вигляді максимального струмового захисту нульової послідовності без витримки часу. Якщо захист неможливо відстроїти від кидків ємнісного струму при зовнішніх замиканнях на землю, допускається витримка часу (0,1-0,2 с), що діє на відключення електродвигуна від мережі (при необхідності - на пристрій гасіння поля). Установка захисту від замикань на корпус передбачається для електродвигунів потужністю до 2000 кВт при струмі однофазного замикання на землю більше 10 А; для електродвигунів потужністю 2000 кВт і більше - при струмі однофазного замикання на землю 5 А й вище.

Захист електродвигунів від перевантаження доцільний у випадках, коли можливими є перевантаження за технологічними причинами, або коли умови пуску або самозапуску є важкі. Захист виконується у вигляді максимального струмового захисту в однофазному однорелейному виконанні з дією на сигнал, на автоматичне розвантаження механізму або на відключення. Дія захисту на відключення передбачається: на електродвигунах з важкими умовами пуску (самозапуску); при недопустимості самозапуску; при роботі електродвигуна в установках без постійного чергового персоналу; при неможливості розвантаження без зупинки електродвигуна.

Захист електродвигунів від зникнення або тривалого зниження напруги виконується груповий, він діє з витримкою часу на:

- відключення частини електродвигунів (невідповідальних), для забезпечення самозапуску тих, що залишилися (відповідальних);
- гасіння поля синхронних електродвигунів, які підлягають самозапуску;
- відключення електродвигунів, для яких недопустимий самозапуск або несинхронне включення.

У якості захисту від втрати живлення застосовують захист мінімальної напруги. У випадках, коли до шин розподільного пристрою підключені синхронні електродвигуни або конденсаторні батареї, додатково встановлюють захист мінімальної частоти. Напругу спрацьовування захисту невідповідальних електродвигунів вибирають із умови забезпечення самозапуску відповідальних двигунів ($\approx 0,7U_{ном}$), а витримку — у межах 0,5—1,5 с.

Для захисту від асинхронного режиму синхронних електродвигунів з відносно спокійним характером навантаження застосовують максимальний струмовий захист в однофазному однорелейному виконанні. Для двигунів з ударним (поштовховим) навантаженням від асинхронного режиму рекомендується використовувати захист, який реагує на появу змінної складової струму у колі ротора. Захист від асинхронного режиму встановлюється на всіх синхронних електродвигунах і діє на: запуск схеми ресинхронізації; автоматичне розвантаження механізму, що забезпечує втягування електродвигуна у синхронізм; відключення з наступним автоматичним повторним включенням; відключення при неможливості повторного пуску або недопустимості ресинхронізації.

Захист конденсаторних установок

Для конденсаторних установок передбачають захисти від наступних видів ушкоджень і ненормальних режимів: багатофазних КЗ; надструмів перевантаження; підвищення напруги; однофазних замикань на землю.

Захист від багатофазних КЗ конденсаторної установки виконує струмова відсічка у двофазному виконанні. На батареях, які складаються із декількох секцій, звичайно встановлюють захист кожної секції незалежно від захисту конденсаторної установки в цілому. Струм спрацьовування струмової відсічки й реле захисту вибирають за номінальним струмом конденсаторної установки $I_{ном}$ з урахуванням відстроювання від кидків струму, які супроводжують перехідні процеси при включенні.

Перевантаження конденсаторних установок можливі при наявності вищих гармонік. Тоді встановлюється максимальний струмовий захист із витрим-

кою часу, який відключає установку при діючому значенні повного струму більше $1,3I_{ном}$.

Захист конденсаторної установки від підвищення напруги виконується одним реле максимальної напруги, що діє на відключення з витримкою часу 3-5 хв. Повторне включення конденсаторної установки допускається після зниження напруги в мережі до номінального значення, але не раніше чим через 5 хв. після її відключення. Захист від підвищення напруги не потрібен, якщо батарею вибрано з урахуванням максимально можливої напруги мережі.

Захист конденсаторної установки від однофазних замикань на землю рекомендують застосовувати при струмах замикання на землю вище 20 А та при наявності кабельної вставки, яка з'єднує установку зі збірними шинами. Виконується захист у вигляді струмової відсічки нульової послідовності.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Що являє собою релейний захист (визначення, значення)?
2. Яким вимогам повинен відповідати релейний захист?
3. Перелічіть види релейного захисту і дайте коротку характеристику кожного.
4. Наведіть найбільш характерні схеми з'єднання трансформаторів струму для живлення виконавчих реле.
5. Які види захисту рекомендуються для окремих електроустановок?
6. У чому відміна прямого і непрямого способів виконання релейного захисту і як вони виконуються?
7. Що представляє собою максимальний струмовий захист?
8. Як визначаються параметри максимального струмового захисту?
9. Що являє собою незалежна та обмежено залежна характеристика МТЗ?
10. Розкажіть про область застосування струмової відсічки та її призначенні.
11. Що представляє собою характеристика струмової відсічки?
12. Назвіть область застосування струмового направленного захисту, охарактеризуйте його.
13. На чому засновано принцип дії подовжнього диференціального захисту?
14. В чому причина виникнення струмів небалансу диференціального захисту?
15. У яких випадках використовується подовжній диференціальний захист?

Теми рефератів

1. Джерела живлення схем релейного захисту та системної автоматики.
2. Трансформатори струму та напруги у схемах релейного захисту.
3. Розподіл струмів та вибір параметрів захистів від замикань на землю.

14. АВТОМАТИЗАЦІЯ І ТЕЛЕМЕХАНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

14.1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Під автоматизацією енергосистем розуміють упровадження пристроїв і схем, що здійснюють керування режимами (процесами виробництва, передачі і розподілом електроенергії) у нормальних і аварійних умовах. У системах електропостачання промислових підприємств знайшли застосування наступні основні види системної автоматики: автоматичне включення резерву (АВР), автоматичне повторне включення (АПВ), автоматичне регулювання напруги (АРН) і автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

Надійність живлення споживачів електричної енергії може бути підвищена за рахунок резервування джерела живлення і живильних ліній. Швидке включення резервного елемента здійснюється пристроями АВР, успішність його дії складає 90 - 95 %.

Багаторічний досвід експлуатації електричних мереж показує, що в більшості випадків на відключених повітряних лініях електропередачі КЗ самотіквідуються. Комплекс автоматики, що забезпечує повторне включення ліній з метою відновлення нормальної роботи мережі, називають пристроєм АПВ. Досвід експлуатації показує, що застосування АПВ виправдане і на кабельних лініях. Зв'язано це з тим, що КЗ можуть відбуватися як у самому кабелі, так і у споживача або на збірних шинах, що входять у зону дії релейного захисту кабельної лінії. Крім того, АПВ відновлює живлення при неправильній дії релейного захисту або відключенні внаслідок перевантаження лінії.

Згідно ПУЕ застосування АПВ обов'язкове на всіх повітряних і змішаних (кабельно-повітряних) лініях напругою до 1000 В і вище. Успішність дії АПВ досить висока й у мережах різної напруги складає 50 - 80%.

Відхилення напруги від номінальної як убік зниження, так і убік підвищення приводить до погіршення умов роботи: зниженню продуктивності механізмів, скороченню терміну служби електроустаткування, браку продукції й ін. Змінити напругу у споживача в загальному випадку можна зміною напруги на шинах генератора, зміною коефіцієнта трансформації силового трансформатора на підстанції підприємства-споживача або зміною режиму компенсації реактивних навантажень, що передаються по ЛЕП. Природно, що зазначені зміни будуть більш ефективні при автоматизації процесу, що і здійснюють пристрої АРН.

Дія АЧР завжди зв'язана із певним народногосподарським збитком, оскільки відключення ліній, що живлять електроенергією промисловим підприємствам, спричиняє недовипуск продукції, появу браку і т.п. Однак АЧР широко використовуються в енергосистемах, як засіб запобігання значно великих збитків через повний розлад роботи енергосистеми, якщо не будуть прийняті термінові заходи для ліквідації дефіциту активної потужності.

В останні роки в системах електропостачання великих енергоємних підприємств знаходять усе більш широке застосування автоматизовані системи ке-

рування електропостачанням (АСКЕ), тобто системи, що здійснюють керування не тільки в аварійних, але й у нормальних режимах.

14.2. АВТОМАТИЧНЕ ВКЛЮЧЕННЯ РЕЗЕРВУ

До пристроїв АВР пред'являються наступні основні вимоги:

- пристрої повинні приходити в дію у випадку зникнення напруги на шинах підстанції з будь-якої причини;
- включення резервного джерела повинно здійснюватися відразу ж після відключення робочого джерела з метою зменшення тривалості перерви в живленні споживачів;
- для виключення багаторазових включень резервного джерела на не усунене КЗ дія АВР повинна бути однократною;
- схема АВР не повинна приходити в дію до відключення вимикача робочого джерела;
- повинне передбачатися прискорення дії захисту резервного джерела після АВР.

Пристрої АВР повинні включати резервний елемент при цілком визначених умовах. Точність вибору пускових параметрів АВР багато в чому визначає успішність дії автоматики і простоту схем.

Нехай на схемі рис. 14.1 лінія *I* є робочою, а лінія *II* — резервною. Виходячи з призначення, пристрій АВР повинен приходити в дію тільки в аварійних випадках на робочій лінії. Однак для цього потрібно мати досить вибіркові пускові органи, які б чітко фіксували місце аварії.

Можливий інший підхід до вибору пускових параметрів схеми АВР. Пристрій приходить у дію при аварії не тільки на робочій лінії, але і при аваріях в інших точках схеми електропостачання. Якщо аварія відбувається поза робочою лінією, схема блокується і перехід на резервну лінію не відбувається. Перевагою такого підходу є простота пускових органів пристроїв АВР, у якості яких широко застосовуються реле мінімальної напруги, що реагують на зниження напруги в аварійних режимах.

При КЗ на лініях, що відходять, у точках *K2*, *K3* або *K4* (див. рис. 14.1) переходити на резервну лінію не має сенсу. У цих випадках неправильна дія схеми АВР, що запускається за допомогою реле напруги, може бути усунута правильним вибором уставки спрацьовування пускового органа і введенням тимчасової затримки. Для відлагоджування від КЗ за реактором або трансформатором на лінії, що відходить, (точки *K3* і *K4*) напруга пуску повинна бути менше залишкової напруги на збірних шинах:

$$U_{\text{пуск}} \leq U_{\text{зкз}} / (k_o k_n), \quad (14.1)$$

де $U_{\text{зкз}}$ — найменше розрахункове значення залишкової напруги при КЗ; $k_o = 1,2 \div 1,3$ — коефіцієнт відлагоджування k_n — коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

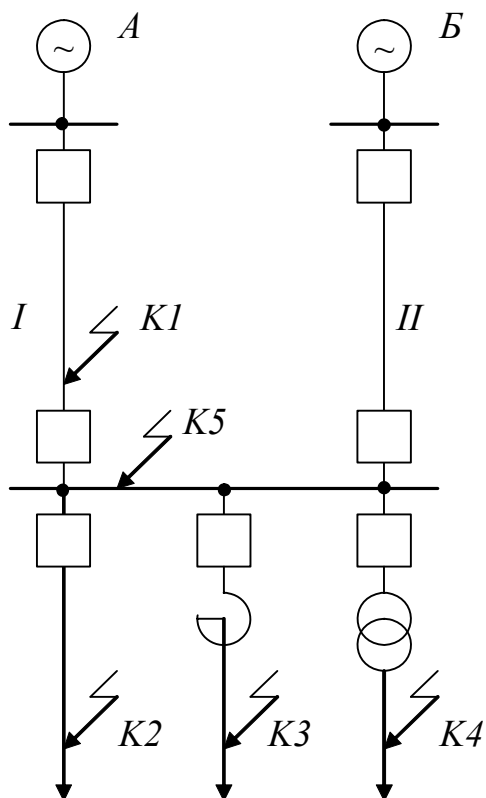


Рис. 14.1. До пояснення роботи АВР

Аналогічно образом забезпечують неспрацьовування пускового органа АВР при самозапуску електродвигунів, що супроводжується зниженням напруги на шинах підстанції:

$$U_{\text{пуск}} \leq U_{\text{зсз}} / (k_o k_n), \quad (14.2)$$

де $U_{\text{зсз}}$ — найменша напруга на шинах підстанції при самозапуску електродвигунів.

Відлагоджування від неправильної дії схеми АВР при КЗ на нереактованій лінії, що відходить (точка $K2$) здійснюється за рахунок витримки часу. Час відключення схемою АВР робочої лінії вибирається на ступінь селективності більше часу спрацьовування захисту нереактованої лінії:

$$t_{\text{ABP}} = t_{\text{сз max}} + \Delta t. \quad (14.3)$$

Особливим випадком є КЗ на шинах підстанції (точка $K5$). Відлагоджувати дію АВР по напрузі або за рахунок витримки часу від такого ушкодження не можна. Однак, як показав досвід, такі ушкодження в більшості випадків самоліквідуються при короточасному знятті напруги в момент переходу з робочої лінії на резервну і відлагоджувати дію АВР при таких ушкодженнях немає необхідності.

При явному резерві дія АВР доцільна, якщо резервна лінія готова прийняти навантаження, для чого здійснюється контроль наявності на ній напруги за допомогою реле максимальної напруги, уставка спрацьовування якого вибирається за умовою

$$U_{cp} = U_{роб\ min} k_n / (k_o k_n), \quad (14.4)$$

де $U_{роб\ min}$ — мінімальна робоча напруга; k_n — коефіцієнт повернення реле напруги.

Однократність дії АВР забезпечується витримкою часу на розмикання контактів додаткового реле, величина якої від моменту зняття напруги вибирається більше часу включення вимикача резервного джерела, тобто

$$t_{од} = t_{вклQ} + t_{зан}, \quad (14.5)$$

де $t_{од}$ — витримка часу реле, що забезпечує однократність дії АВР; $t_{вклQ}$ — час включення вимикача; $t_{зан} = 0,3 \div 0,5$, с — час запасу.

На рис. 14.2 представлена спрощена схема АВР трансформатора з дією на секційний вимикач. При відключенні одного з трансформаторів релейним захистом (наприклад, першого) допоміжний контакт 2 вимикача $Q2$ розмикає коло живлення реле $KST-1$, що має витримку часу на розмикання. Допоміжний контакт 3 вимикача $Q2$, замикаючись через ще замкнутий контакт реле $KST-1$, подає живлення на проміжне реле KSI , що своїми контактами замкне коло живлення котушок включення вимикачів $Q5$ (нижнім), $Q3$ (середнім) і $Q4$ (верхнім контактом).

При відключеному трансформаторі $TV2$ будуть включатися два вимикачі. Для усунення перевантаження джерела оперативного струму за рахунок одночасного включення двох вимикачів передбачене блокування за допомогою допоміжного контакту 2 вимикача $Q3$ — вимикач $Q4$ уключиться тільки після повного включення $Q3$.

Для виключення дії АВР при навмисному відключенні одного з трансформаторів і знеструмлення відповідної секції шин підстанції в коло живлення проміжних реле KS варто ввести контакти ключа керування.

Поряд із пристроями АВР, що працюють на постійному оперативному струмі, велике поширення на підстанціях одержали пристрої АВР на перемінному оперативному струмі. На рис. 14.3 показана схема АВР секційного вимикача на перемінному оперативному струмі для підстанції з двома трансформаторами, що живляться відгалуженнями від двох ліній без вимикачів з боку ВН (схема відповідає наявності напруги на шинах I і II секціях).

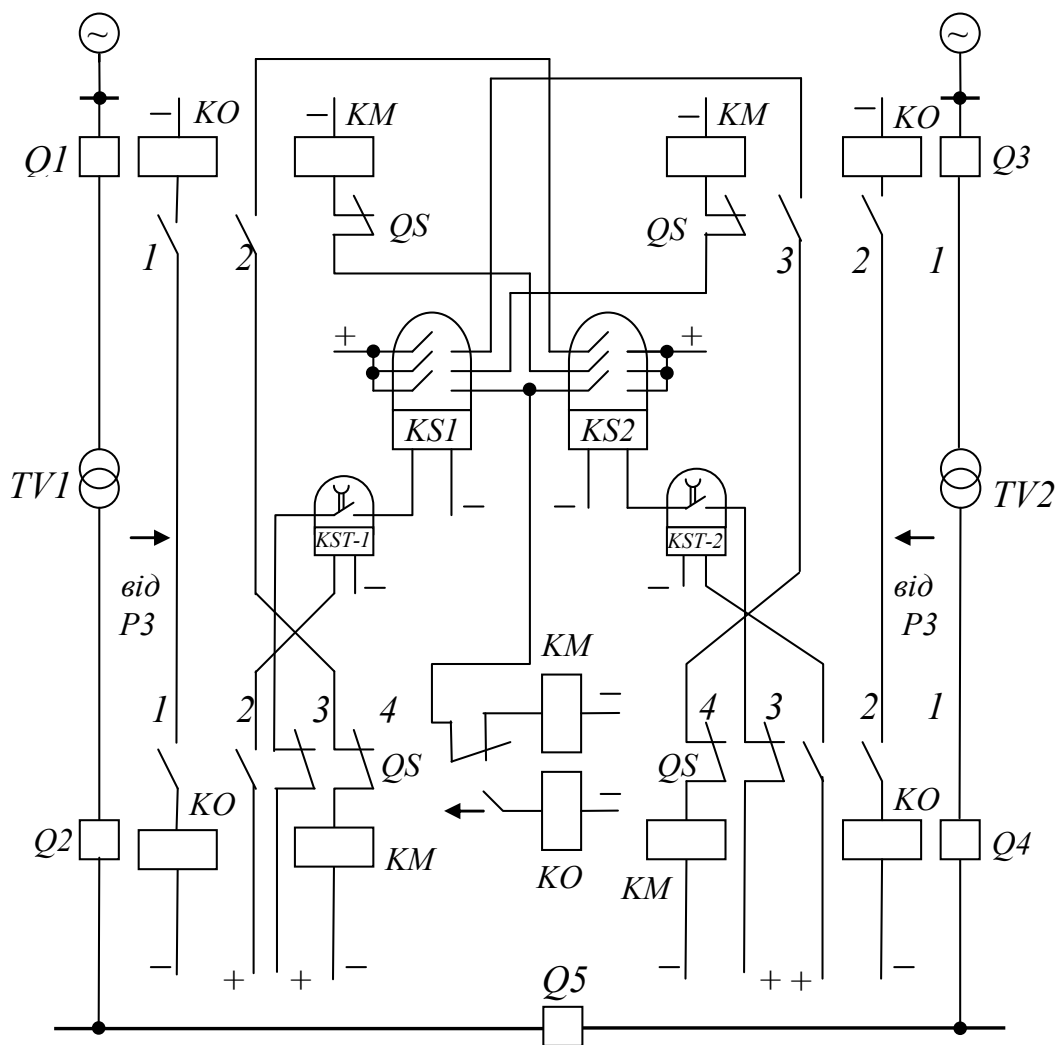


Рис. 14.2. Спрощена схема АВР трансформатора

Особливістю схеми пристрою АВР, зображеної на рис. 14.3, є те, що при зникненні напруги на одній з ліній, АВР включає секційний вимикач, а при відновленні напруги на лінії автоматично відновлює нормальну схему підстанції.

Пусковими органами схеми є реле часу $1KT1$, $1KT2$ і $2KT1$, $2KT2$, контакти яких включені послідовно в колах відповідних котушок відключення. Обмотки реле $KT1$ і $KT2$ включені на різні трансформатори $\{TVC$ і $TV\}$, що виключає можливість помилкової дії пускових органів у випадку несправності в колах напруги. Реле $KT1$ використовуються також для контролю за появою напруги на знеструмленому раніше трансформаторі ($1TV$ або $2TV$) при включенні відповідної лінії.

При зникненні напруги на першій секції шин підстанції в результаті відключення лінії $Л1$ запускаються реле часу $1KT1$ і $1KT2$ і миттєво розмикають свої контакти $1KT1.1$ і $1KT2.1$, знімаючи напругу з обмотки реле часу $1KT3$. Це реле при знятті напруги миттєво повертається у вихідне положення, а при подачі напруги спрацьовує з установленою витримкою часу.

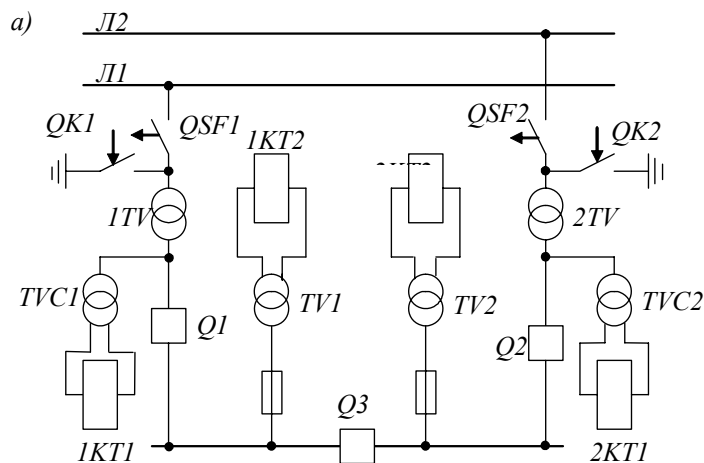
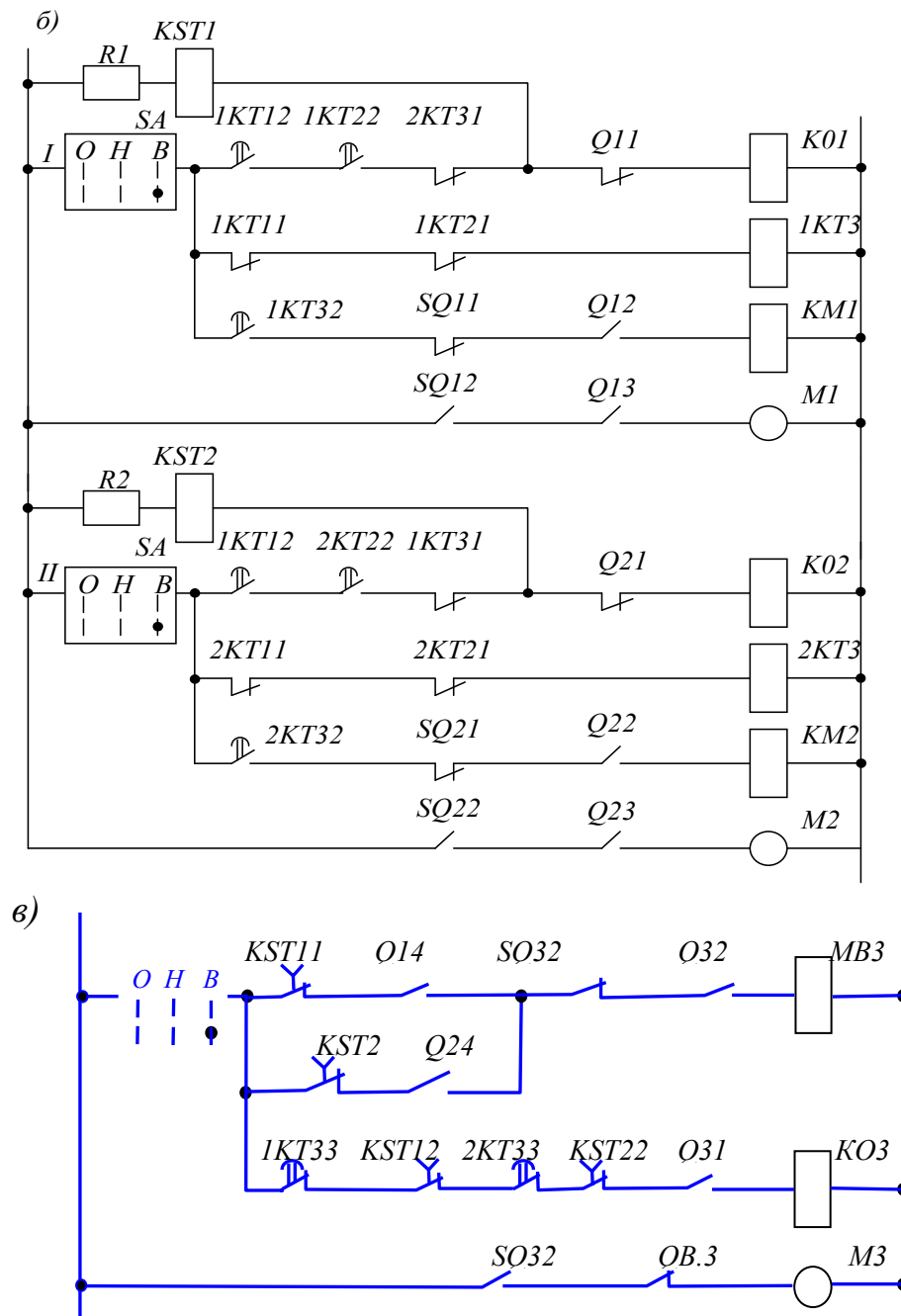


Рис. 14.3. Схема АВР секційного вимикача на перемінному оперативному струмі:

а — схема, що пояснює; *б* - кола керування вимикачів *Q1* і *Q2*;

в — кола керування вимикача *Q3*



При відновленні напруги на лінії Л1 напруга з'явиться і на трансформато-

рі *1TV*, оскільки його віддільник залишився включеним. Одержавши живлення, реле *IKT1* замикає контакт *IKT1.1* і розмикає *IKT1.2*. У результаті реле *IKT3* одержує живлення і свій контакт, що прослизає, *IKT3.2* через контакт готівності привода *SQ1.1* створює коло на включення вимикача *Q1*, а кінцевим контактом *IKT3.3* через уже замкнуті контакти реле *KST* створюється коло для відключення секційного вимикача *Q3*, який відключається за умови, що включено вимикач *Q2* трансформатора *2TV*.

У випадку зникнення напруги на двох живильних лініях реле *IKT3* і *2KT3* знеструмлюються і своїми контактами *2KT3.1* і *IKT3.1* розривають кола живлення котушок відключення відповідно *KO1* і *KO2* вимикачів *Q1* і *Q2*, чим і здійснюється заборона АВР, тому що його дія в цьому випадку не має суттєвого значення.

До недоліків схем АВР із пуском по напрузі варто віднести можливість помилкового спрацьовування при ушкодженні кіл напруги. Для виключення цього здійснюється блокування за допомогою реле мінімального струму, включеного в коло трансформатора струму робочого джерела живлення.

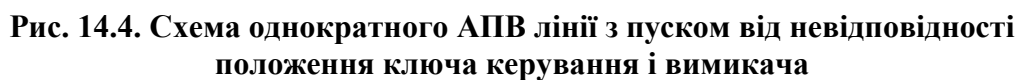
14.3. АВТОМАТИЧНЕ ПОВТОРНЕ ВКЛЮЧЕННЯ

Пристрої АПВ можуть бути однократної і багатократної дії. З багатократних АПВ звичайно використовуються двократні та трьохкратні АПВ, як правило, на лініях з однобічним живленням. Успішність дії другого циклу АПВ складає близько 15 %, а третього – 1,5÷3,0 %. Найбільше поширення одержало АПВ однократної дії. Подача імпульсу на включення вимикача при однократному АПВ здійснюється з затримкою в 0,3÷0,5 с. Час другої затримки при дворазовому АПВ складає 10÷15 с, у випадку триразового АПВ час третьої паузи – до 60÷120 с.

Застосовувані схеми АПВ у залежності від конкретних умов можуть істотно відрізнятися одна від одної, однак усі вони повинні задовольняти наступним основним вимогам:

- приходити в дію при аварійному відключенні вимикача, що знаходиться в роботі;
- не приходити в дію при оперативному відключенні вимикача персоналом, а також у випадках, коли вимикач відключається релейним захистом відразу ж після його включення персоналом, тобто при включенні на стійке КЗ;
- забезпечити задану кратність і мінімально можливий час дії;
- автоматично підготовляти вимикач, на котрий діє пристрій, до нової дії після його включення.

Розглянемо найбільш розповсюджену схему однократного АПВ лінії з масляним вимикачем, пуск якої здійснюється від невідповідності положень ключа керування і вимикача (рис. 14.4). Дистанційне керування здійснюється ключем керування *SA*, у якого передбачена фіксація положення останньої операції, тобто після операцій включення і відключення ключ залишається відповідно в положенні «Включене» (*У2*) і «Відключене» (*О2*).



327

ний.

Пуск АПВ відбувається при відключенні вимикача релейним захистом (контакт $P31$) у результаті виникнення невідповідності між положенням ключа, яке не змінилося, і положенням вимикача, що відключився і відповідно його допоміжний контакт $Q1$ замкнувся, а $Q2$ – розімкнувся. Реле KSO починає одержувати живлення і, спрацювуючи, подає напругу на реле часу $KT1$. Із заданою витримкою часу замикається контакт $KT1.2$ і підключає обмотку напруги реле $K.S1$ до конденсатора C . Реле $KS1$ при цьому спрацьовує від струму розряду конденсатора й утримується за допомогою струмової обмотки, завдяки якій забезпечується необхідна тривалість імпульсу для надійного включення вимикача. Уключившись, вимикач розмикає свій допоміжний контакт $Q1$, замикає $Q2$, а реле KSO , $KS1$ і $KT1$ повертаються у початкове положення. Конденсатор C після розмикання контакту $KT1.2$ зарядиться через зарядний резистор $R2$ за час 20-25 с. Після закінчення зазначеного часу схема АПВ автоматично підготовлена до нової дії. Якщо ушкодження було стійким, то вимикач, уключившись, знову відключиться захистом. Однак реле $KS1$ повторно не спрацює, тому що конденсатор C був розряджений при першій дії АПВ і зарядитися ще не встиг. Цим забезпечується однократність дії АПВ при стійкому КЗ на лінії.

При оперативному відключенні вимикача ключем керування SA невідповідності не виникає й АПВ не діє, тому що одночасно з подачею імпульсу на відключення вимикача контактами IV ключа розмикаються контакти I , чим знімається плюс оперативного струму зі схеми АПВ. Одночасно замикаються контакти $II SA$ і конденсатор C розряджається через резистор $R3$. При необхідності, увівши контакт $P32$, можна забезпечити заборону АПВ після дії визначених видів захисту.

Для виключення багаторазового включення вимикача на стійке КЗ у випадку залипання контактів реле $KS1$ у замкнутому стані в схемі керування встановлено реле KF із двома обмотками: робочою токовою й утримуючою напруги. Реле спрацює при проходженні струму по котушці відключення KO . Реле KSY використовують для прискорення дії релейного захисту після АПВ.

До розрахункових параметрів пристроїв АПВ відносяться витримка часу на повторне включення вимикача і час автоматичного повернення АПВ у вихідне положення. Витримка часу АПВ визначається виходячи з наступних умов.

1. Витримка часу повинна бути більше часу готовності привода вимикача t_{zn}

$$t_{1АПВ} \geq t_{zn} + t_{зан}, \quad (14.6)$$

де $t_{зан} = 0,3 \div 0,5$ з – час запасу, що враховує мінливість і погрішність реле часу, с.

2. Витримка часу повинна бути більше часу деіонізації повітря t_θ ,

$$t_{1АПВ} \geq t_\theta + t_{зан}. \quad (14.7)$$

Остаточні при виборі $t_{1АПВ}$ приймають більше значення з отриманих за

виразами (14.6) і (14.7). У деяких випадках для підвищення успішності дії АПВ витримку часу підвищують до 2-3 с.

При виборі витримки часу АПВ ліній із двостороннім живлення необхідно враховувати можливу різницю в часі витримок захистів, що діють на вимикачі на обох кінцях лінії. Якщо припустити, що захист лінії з другого кінця має більшу витримку часу ($t_{зах2} > t_{зах1}$), то витримка часу АПВ на умовному першому кінці лінії визначиться в такий спосіб:

$$t_{1\dot{A}\ddot{A}I} = t_{\dot{\zeta}\ddot{\alpha}\ddot{\delta}.2} - t_{\dot{\zeta}\ddot{\alpha}\ddot{\delta}.1} + t_{\ddot{a}}(t_{\ddot{a}\ddot{i}}) + t_{\dot{\zeta}\ddot{\alpha}\ddot{i}}. \quad (14.8)$$

Час автоматичного повернення АПВ у вихідне положення вибирається з умови однократності дії. Для цього при повторному включенні на стійке к. з. повернення схеми АПВ у вихідне положення повинне відбуватися після того, як вимикач, повторно включений від АПВ, знову відключиться релейним захистом, що має найбільшу витримку часу:

$$t_{2\dot{A}\ddot{A}} \geq t_{\dot{\zeta}\ddot{\alpha}\ddot{\delta}.} + t_{\ddot{a}\ddot{z}\ddot{a}\ddot{e}\ddot{e}.} + t_{\dot{\zeta}\ddot{\alpha}\ddot{i}}, \quad (14.9)$$

де $t_{зах.}$ — найбільша витримка часу захисту; $t_{відкл.}$ — час відключення вимикача.

14.4. ПРИЗНАЧЕННЯ І ПРИНЦИПИ ВИКОНАННЯ АВТОМАТИЧНОГО ЧАСТОТНОГО РОЗВАНТАЖЕННЯ

Сталий режим енергосистеми характеризується балансом потужностей, тобто сумарна потужність генерації дорівнює навантаженню енергосистеми, включаючи і втрати в мережі:

$$P_{\Sigma} = P_n \quad (14.10)$$

У нормальному режимі роботи енергосистеми баланс потужностей зберігається при номінальній частоті 50 Гц. При порушенні балансу потужностей відбувається зміна частоти системи. Якщо $P_{\Sigma} < P_n$, то частота зменшується, а у випадку $P_{\Sigma} > P_n$ - збільшується.

Поки в енергосистемі є резерв активної потужності системи регулювання частоти і потужності підтримують заданий рівень частоти. Дефіцит активної потужності, викликаний відключенням частини генераторів або включенням нових споживачів, спричиняє зниження частоти в енергосистемі. Невелике зниження частоти, на декілька десятих часток герца, не представляє небезпеки для нормальної роботи енергосистеми, хоча і приводить до погіршення економічних показників. Зниження ж частоти більш ніж на 1-2 Гц становить серйозну небезпеку і може привести до повного розладу роботи енергосистеми.

Аварійне зниження частоти в енергосистемі, викликане раптовим виникненням значного дефіциту активної потужності, протікає дуже швидко, протягом декількох секунд. Черговий персонал не встигає прийняти яких-небудь мір,

тому ліквідація аварійного режиму повинна покладатися на пристрої автоматики. При відсутності обертового резерву потужності єдино можливим способом відновлення частоти є відключення частини найменш відповідальних споживачів. Це здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв – автоматів частотного розвантаження (АЧР), що спрацьовують при небезпечному зниженні частоти.

Пристрої АЧР повинні встановлюватися там, де можливе виникнення значного дефіциту активної потужності у всій енергосистемі або окремих її районах, а потужність споживачів, що відключаються при спрацьовуванні АЧР, повинна бути достатньою для запобігання зниження частоти, що загрожує порушенням роботи механізмів власних потреб електростанцій, що може викликати лавину частоти. Виконувати пристрої АЧР потрібно з таким розрахунком, щоб цілком виключити можливість короточасного зменшення частоти нижче 45 Гц, а час робіт з частотою нижче 47 Гц не перевищував 20 с, а з частотою 48,5 Гц – 60 с.

У ізольовано працюючій енергосистемі для зменшення аварійних відключень споживачів слід "витягати" частоту хоча б до рівня 49-49,5 Гц, сподіваючись, що подальше підвищення частоти може бути забезпечено диспетчером енергосистеми мобілізацією наявних резервів. В енергосистемі, що відокремилася від енергооб'єднання, варто піднімати частоту до рівня 50 Гц, розраховуючи на ресинхронізацію з енергооб'єднанням. Після відновлення паралельної роботи з об'єднанням надійде допомога по лінії зв'язку і відключені споживачі можуть бути знову включені.

Звичайно призначають кілька черг розвантаження, забезпечуючи "витягування" частоти до номінальної при всіляких аварійних ситуаціях. Існує два способи призначення черг аварійного розвантаження:

- розвантаження селективними чергами;
- розвантаження з великим числом черг.

При розвантаженні селективними чергами призначаються приведені в таблиці 14.1 уставки розвантаження по частоті, потужність черги, що відключається, і витримка часу.

Таблиця 14.1. Розвантаження по частоті селективними чергами

Номер черги	$f_{сер}$, Гц	$P_{відкл}$, %	t , з
I	48,0	4,0	0,3-0,5
II	47,5	5,0	0,3-0,5
III	47,0	6,0	0,3-0,5
IV	46,5	7,0	0,3-0,5
V	46,0	8,0	0,3-0,5
Додаткова	47,0	4	20-30

Уставка спрацьовування по частоті суміжних черг відрізняється на 0,5 Гц. Ця величина обрана з умови забезпечення селективної дії черг, а сама уставка задається за допомогою реле частоти, у якого погрішність спрацьовування близько $\pm 0,15$ Гц. Отже, селективна дія черг необхідно розраховувати на подвійну

погрішність реле плюс деякий запас, у результаті виходить 0,5 Гц.

Потужність споживачів кожної черги АЧР вибирається з умови підйому частоти до 49,0-49,5 Гц. Прийнята невелика витримка часу при дії черг АЧР, рівна 0,3-0,5 с, дозволяє усунути помилкову дію через неправильне спрацювання реле частоти при різких змінах напруги в момент аварії.

Основні черги розвантаження можуть зупинити подальше зниження частоти в системі, але забезпечити повне її відновлення не завжди вдається. З цієї причини призначається додаткова черга розвантаження. Її уставка вибирається 47,0 Гц, а діє вона з витримкою часу, рівною 20-30 с. Таким чином, по частоті додаткова черга починає працювати одночасно з третьою чергою. Якщо за рахунок дії основних черг частота буде піднята вище 47,0 Гц, додаткова черга повернеться у вихідне положення і відключення не відбудеться.

Перевагою способу є селективність відключення споживачів. До першої і другої черги приєднують маловідповідальні споживачі, отже, розвантаження енергосистеми починається з їхнього відключення. До недоліку способу варто віднести факт розвантаження великими порціями по потужності і можливість "зависання" частоти на рівні 47,0 Гц.

Розвантаження з великим числом черг підрозділяються на першу (АЧР I) і другу (АЧР II) категорії.

Перша категорія призначена для припинення зниження частоти і має уставки 48,5-46,5 Гц, при яких призначається велике число черг (10-20). До черг з уставками, близькими до верхньої межі (48,5 Гц), приєднують маловідповідальні споживачі. Сумарна потужність споживачів, що приєднуються в АЧР I, складає, приблизно 30 % від потужності виділюваного району (енергосистеми).

Друга категорія АЧР із єдиною уставкою по частоті 48,5 Гц для всіх черг цієї категорії і різними уставками за часом призначена для "витягування" частот після дії АЧР I до рівня 49,5-50,0 Гц. Мінімальна уставка за часу АЧР II вибирається рівною 10 с, а кількість черг - більшою (10-20) із затримкою за часом між суміжними чергами в 2-3 с. Таких чином, АЧР II, як і АЧР I робить розвантаження дрібними чергами.

В основу схем частотного розвантаження покладені реле частоти, що фіксують зниження частоти, реле часу і проміжне реле. Найбільш проста схема АЧР, що забезпечує відключення однієї черги споживачів із заборонаю дії АПВ, представлена на рис.14.5. При зниженні частоти до значення спрацювання реле частоти (на схемі не показано) замикає свої контакт *KF* і запускає реле часу *KT*. З заданою витримкою часу проміжне реле *KS* подає сигнал на відключення споживачів і на заборону дії АПВ.

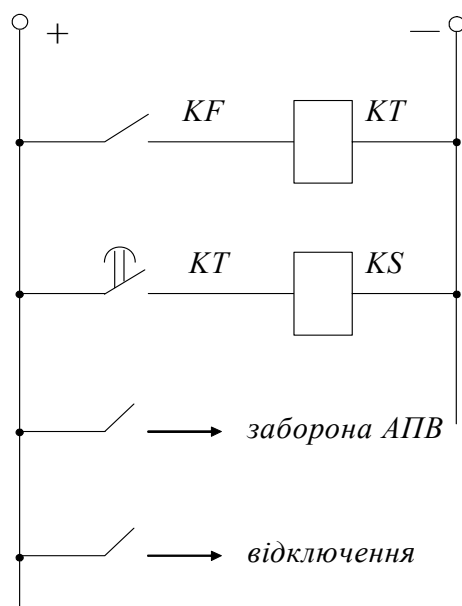


Рис.14.5. Схема АЧР

Якщо на підстанції маються споживачі різних категорій, відключення яких повинно здійснюватися при різних уставках по частоті, необхідно мати кілька розглянутих схем АЧР. Можливий і інший варіант, у якому для економії апаратури використовується одне реле частоти з перенастроюванням його на різні частоти. Для потужних енергосистем перспективним є реалізація пристроїв системної автоматики, в тому числі і АЧР, за допомогою мікропроцесорних систем.

Відновлення живлення споживачів здійснюється вручну або автоматично. В останньому випадку застосовують так називане частотне АПВ (ЧАПВ). На рис.14.6 приведена схема однієї черги АЧР із ЧАПВ. При зниженні частоти в мережі до значення уставки, реле частоти спрацьовує і контактом KF забезпечує пуск реле часу $KT1$, яке контактом $KT1.1$ запускає проміжне реле $KS1$. Реле $KS1$ у схемі виконує ряд функцій: 1) контактом $KS1.1$ забезпечує відключення споживачів, 2) контактом $KS1.2$ запускає проміжне реле $KS2$, що самоутримується своїм контактом $KS2.2$; 3) контакт $KS1.3$ знаходиться в колі живлення реле часу $KT2$; 4) контакт $KS1.4$ (на рис. не показаний) робить зміну уставки реле частоти KF , а також шунтує додатковий опір у колі живлення реле KF і тим самим підвищує його уставку спрацьовування. Звичайно перенастроюють реле на уставку 49,5-50 Гц. Отже, при частоті, нижче зазначеного значення, реле частоти буде тримати свій контакт замкненим.

При відновленні частоти в мережі реле частоти, часу $KT1$ і проміжне повернуться у вихідне положення. Повернення реле $KS1$ і замикання його контакту $KS1.3$ забезпечують пуск реле часу $KT2$. З витримкою часу контактом $KT2.1$ реле часу запускає реле $KS3$, що подає сигнал на повторне включення раніше відключених АЧР споживачів.

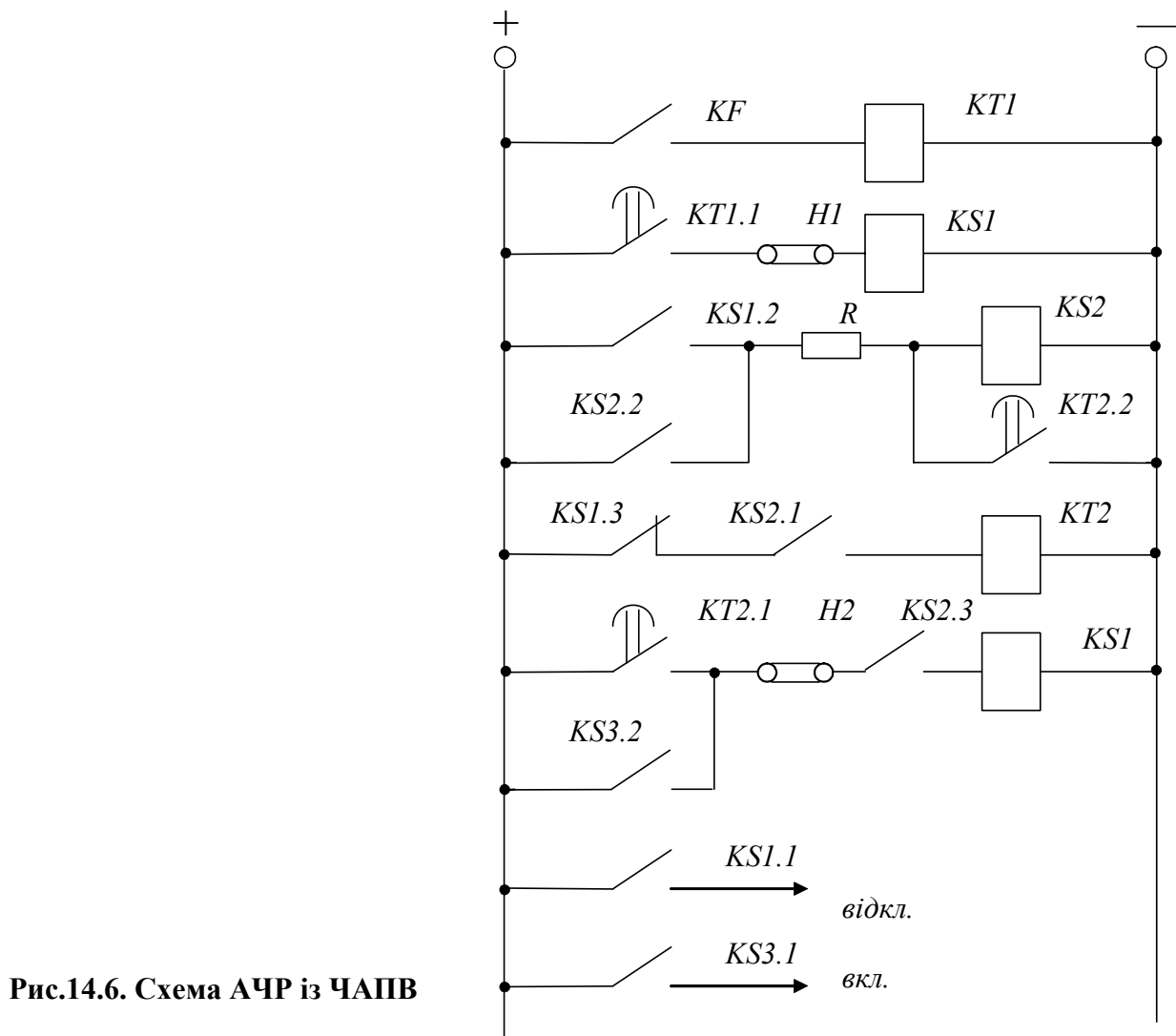


Рис.14.6. Схема АЧР із ЧАПВ

Для пуску реле $KS3$ використовується контакт, що прослизає, $KT2.1$, тому реле стає на самопідживлення за допомогою контакту $KS3.2$. Упорний контакт $KT2.2$ реле $KT2$ з витримкою часу, яка перевищує витримку контакту, що прослизав, на 1-3 с, повертає (зашунтувавши обмотку реле $KS2$) схему у вихідне положення. Реле $KS3$ повертається у вихідне положення при розмиканні контакту $KS2.3$. Використовуючи накладки $H1$ і $H2$, можна настроїти схему тільки на АЧР, на АЧР із ЧАПВ або ж цілком виключити з дії.

14.5. АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Відомо, що відхилення напруги від нормального значення убік зниження або підвищення приводить до погіршення умов роботи, зниженню продуктивності механізмів, скороченню терміну служби електроустаткування, браку продукції і т.п. Напруга на шинах вищої напруги прийомної підстанції визначається за виразом

$$U_n \approx \left(U_c - \frac{PR + QX}{U'_n} \right) \frac{1}{n_{mn}}, \quad (14.11)$$

де U_2 - напруга на шинах генераторів; R, X - активний і реактивний опори живильної лінії і трансформатора; P, Q - активна і реактивна потужності, передані на шини підстанції; n_{mn} - коефіцієнт трансформації силового трансформатора.

Регулювати напругу у споживача, як видно з виразу (14.11), можна такими способами: 1) зміною напруги на шинах джерела; 2) зміною коефіцієнта трансформації силового трансформатора; 3) зміною реактивної потужності Q , переданої по лінії, що може здійснюватися регулюванням порушення синхронних компенсаторів або електродвигунів, а також зміною сумарної потужності конденсаторів, установлених на підстанції. Автоматично регулювати напругу безпосередньо у споживача (приймальня підстанція) можна, використовуючи другий і третій із зазначених вище способів.

Автоматичне регулювання напруги на підстанціях шляхом зміни коефіцієнта трансформації силового трансформатора знаходить усе більш широке застосування і промисловістю випускаються регулятори, що здійснюють автоматичне керування електроприводом перемикача відпайок. На рис. 14.7 представлена структурна схема пристрою автоматичного регулювання напруги, встановлюваного на трансформаторах. Вхідна напруга U_k сумується з напругою U_{mk} від датчика струму 2. У цьому випадку здійснюється струмова компенсація, завдяки якій забезпечується так називане зустрічне регулювання, необхідне для підтримки напруги на шинах у споживача. Без струмової компенсації регулятор підтримував би напругу тільки на шинах підстанції. Елемент 3 забезпечує: перетворення сигналів, що надходять від суматора 1; формування зони нечутливості; зміну уставки регулятора і видачу сигналу на елементи часу 4 і 5. Уставки регулятора по напрузі змінюються ступіннями від 85 до 110% номінальної напруги («грубо» через 5 % і «точно» через 1 %). Регулятор має зону нечутливості, необхідну для запобігання зайвих переключень при невеликих коливаннях напруги. Уставки по зоні нечутливості регулюються ступіннями через 0,5 % від 0 до 4 % номінальної напруги. За допомогою елементів 4 і 5 створюється витримка часу на спрацьовування (межі регулювання 60-180 с) і здійснюється затримка скидання накопиченого часу для відлагоджування від короткочасних кидків контрольованої напруги. У коло кожного з виконавчих елементів 8 і 9, що відпрацьовують команди «Зменшити» і «Додати», включені відповідно елементи заборони 6 і 7, що припиняють дію регулятора при досягненні приводними механізмами кінцевих положень або при їхній несправності.

Керуючі команди на елементи заборони подаються від блоку керування і контролю *БКК*, до складу якого входять елементи: справності регулятора 10, справності електропривода 11 і фіксації сигналу «Переключення» електропривода 12. Одночасно з командами на заборону дії регулятора *БКК* дає сигнал про наявність несправності. *БКК*, керує також вимірювальним органом і генератором тактових імпульсів (ГТІ) 13. Генератор тактових імпульсів видає в різні точки схеми регулятора імпульси з визначеною частотою, забезпечуючи роботу окремих елементів схеми і задаючи масштаб часу для оцінки правильності і послідовності дії різних елементів пристрою. При зниженні напруги нижче границі зони нечутливості елемент часу 5 запускається і з установленою витрим-

кою часу спрацьовує, видаючи сигнал на виконавчий елемент регулятора. Аналогічно буде працювати регулятор при підвищенні напруги через елемент часу 4.

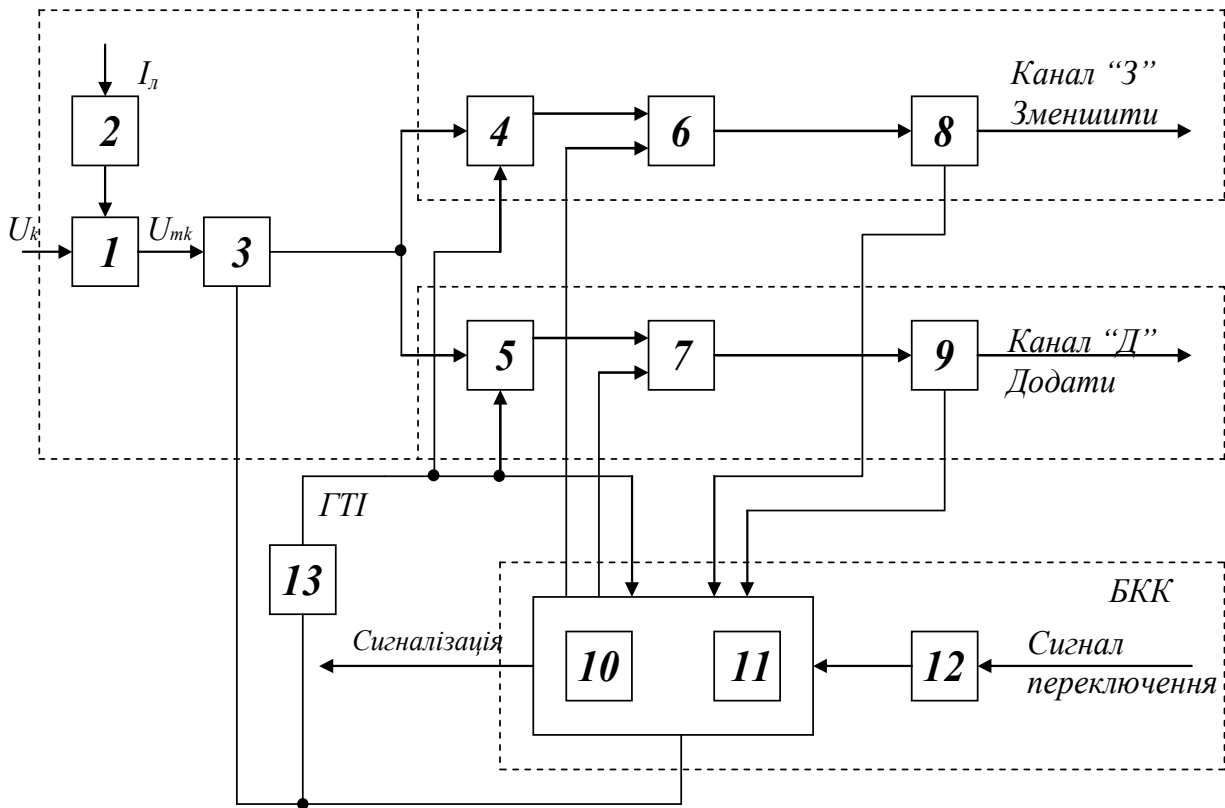


Рис 14.7. Структурна схема автоматичного регулятора напруги, встановленого на трансформаторах

У схемах електропостачання усе ширше застосовують різні схеми автоматики, що керують потужністю пристроїв компенсації реактивних навантажень (батарей конденсаторів). Усі ці схеми забезпечують підтримку економічно вигідної напруги на шинах підстанції.

Застосовуються також схеми керування потужністю батарей конденсаторів по заздалегідь заданій програмі, наприклад за допомогою електричних годин (добова зміна графіка навантаження). При замиканні контакту електричного годинника EG у встановлений час доби (рис. 14.8) спрацьовує реле часу $KT1$ і замикає коло включення вимикача конденсаторної батареї Q . При включенні вимикача переключаються його допоміжні контакти ($Q1$ розмикається, $Q2$ — замикається) розмикаючи коло живлення реле $KT1$ і замикаючи коло живлення реле часу $KT2$. При новому замиканні контакту EG спрацює реле часу $KT2$ і подасть імпульс на відключення конденсаторної батареї. Коло включення батареї конденсаторів розмикається контактом $KS3$ проміжного реле KS , що спрацьовує при дії релейного захисту конденсаторної установки і самоблокується.

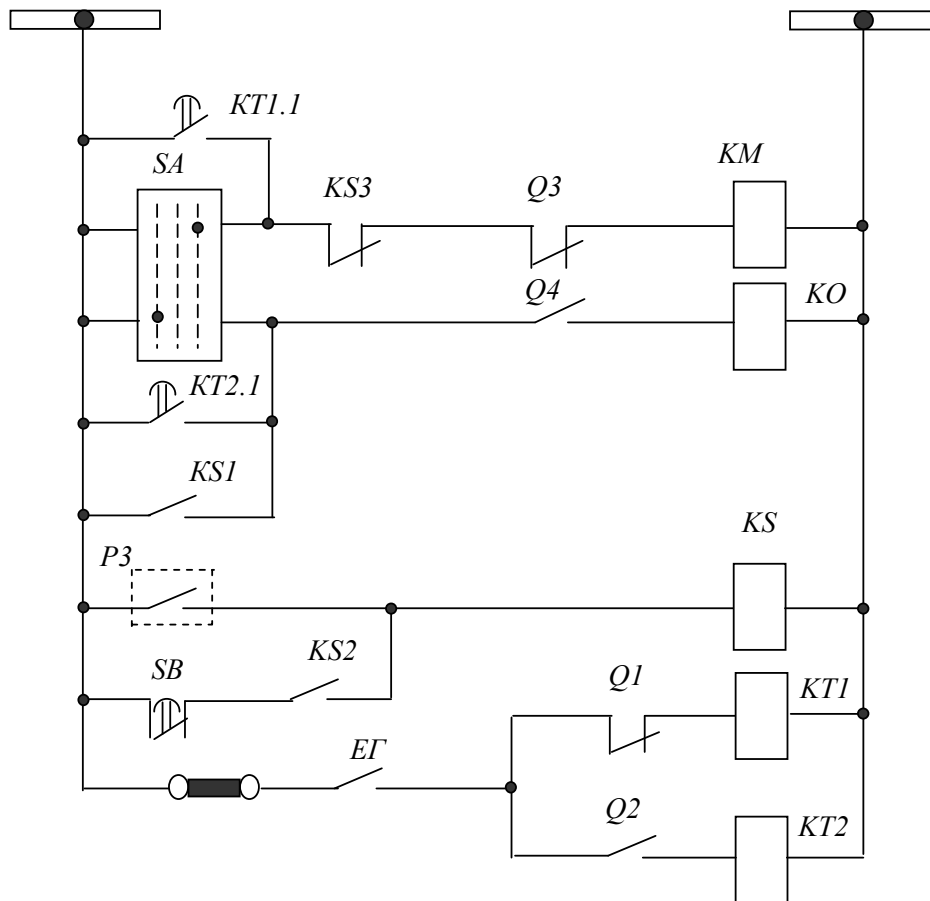


Рис. 14.8. Схема автоматичного переключення конденсаторних батарей

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Перелічіть основні види системної автоматики, що застосовуються в системах електропостачання промислових підприємств.
2. Призначення та основні вимоги до пристроїв АВР.
3. Що служить пусковим органом АВР?
4. Як вибирають час спрацювання пристрою АВР?
5. Призначення та класифікація пристроїв АПВ.
6. Як забезпечується одноразовість дії АПВ?
7. У чому суть прискорення дії захисту при АПВ?
8. У чому суть частотного розвантаження?
9. Які вимоги пред'являються до пристрою АПВ?
10. Для чого та у яких випадках застосовується АЧР?
11. Що таке самозапуск електродвигунів? Для чого він потрібний?
12. У яких випадках застосування самозапуску електродвигунів неможливо?

Теми рефератів

1. Вплив засобів системної автоматики на характеристики систем електропостачання підприємств.
2. Обґрунтування параметрів та вибір схеми АВР різних схем живлення

15. ПЕРЕНАПРУГИ І ЗАХИСТ ВІД НИХ

15.1. ПЕРЕНАПРУГИ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Перенапрягою називається підвищення напруги понад номінальне значення, що представляє небезпеку для ізоляції електроустаткування і ліній електропередачі. Перенапруги виникають в результаті перехідних процесів і виявляються у вигляді короточасних аперіодичних імпульсних електромагнітних хвиль або аперіодичних загасаючих коливань довільної форми.

Імпульсна хвиля (рис. 15.1) характеризується полярністю, амплітудою, повною довжиною і довжиною фронту.

Фронт хвилі, виміряється відрізком імпульсу від початку його дії до досягнення амплітудного значення. *Хвостом хвилі* називають частину хвилі від амплітудного значення з плавним зниженням.

Довжина, або тривалість, хвилі, τ_y визначається часом від початку дії імпульсу до зниження його амплітуди в два рази. *Довжина, або тривалість, фронту хвилі τ_ϕ* визначається часом від початку дії імпульсу до досягнення амплітуди.

Іспит ізоляції відповідно до діючих норм здійснюється стандартною імпульсною хвилею з параметрами $\tau_y = 40$ мкс і $\tau_\phi = 1,5$ мкс.

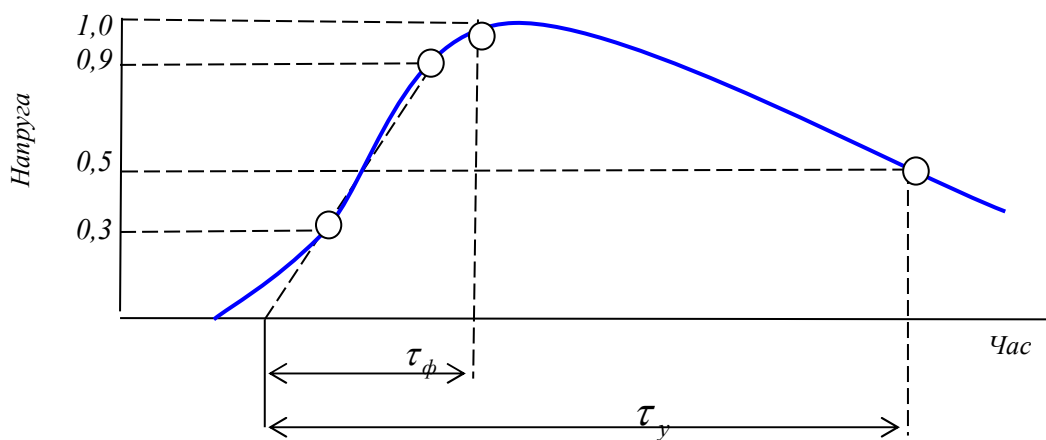


Рис. 15.1. Повна імпульсна хвиля

Швидкість наростання напруги або струму визначає *крутість фронту хвилі*, і виміряється в кВ/мкс або кА/мкс.

Час пробою ізоляційного проміжку залежить від амплітуди, тривалості і крутості фронту імпульсної хвилі. На підставі ряду осцилограмм імпульсних напруг можна побудувати *вольт-секундну характеристику* ізоляції (рис. 15.2). При малих амплітудах пробой відбувається в хвості імпульсної хвилі, тому що час формування і розвитку розряду більше тривалості фронту хвилі. При великих амплітудах час розряду t_p зміщується на фронт імпульсної хвилі.

Точки вольт-секундної характеристики знаходяться на перетинанні амплітудної напруги з відповідним йому часом пробою. Вольт-секундна характе-

ристика визначає електричну міцність ізоляції і служить для вибору розрядників.

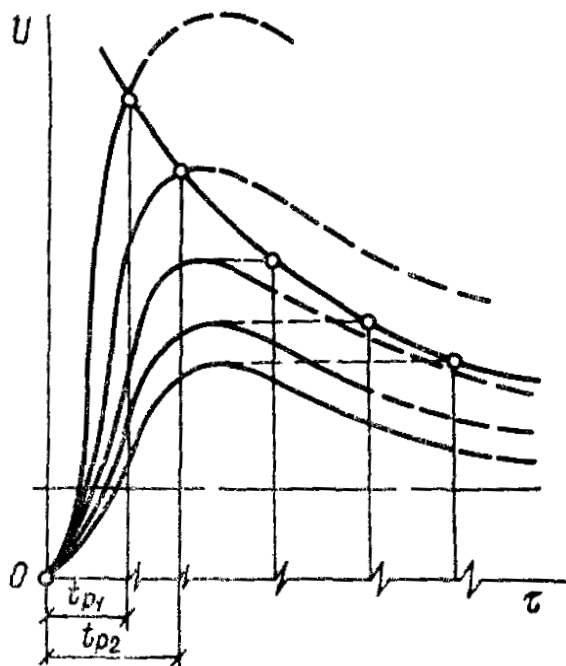


Рис.15.2. Вольт-секундна характеристика ізоляції

Електромагнітна хвиля, що біжить, представляє електричну енергію хвилі напруги і магнітну енергію хвилі струму. Ці хвилі поширюються від місця збурювання в обидва боки електричного ланцюга. Швидкість їхнього поширення залежить від індуктивності і ємності електричного кола

$$v = 1/\sqrt{LC} \quad (15.1)$$

і приблизно складає: для повітряних ліній 300 м/мкс, для кабельних – 160 м/мкс, в обмотках трансформаторів і електричних машин – 30-60 м/мкс.

Співвідношення між значеннями струму і напруги електромагнітної хвилі визначається за законом Ома хвильовим опором, значення якого залежить від параметрів кола на одиницю довжини:

$$U/I = Z = \sqrt{L_0/C_0} . \quad (15.2)$$

Хвильовий опір повітряних ліній складає 400 - 500 Ом, кабельних ліній – 40 - 50 Ом, обмоток силових трансформаторів – 10 - 20 кОм, електричних машин – 1-2 кОм.

У вузловій точці, де змінюються хвильові опори кола (наприклад, перехід повітряної лінії в кабельну), електрична і магнітна енергія падаючої хвилі перерозподіляються. Частина електромагнітної енергії переходить на суміжну ділянку кола у вигляді переломлених хвиль струму і напруги, що продовжують рух з іншою амплітудою і швидкістю. Інша частина енергії відбиває від вузлової точки в протилежному напрямку. Відбита хвиля може мати будь-яку полярність. Якщо полярність її збігається з полярністю падаючої хвилі, то у вузловій

точці напруга зростає. Повне відображення хвилі, наприклад при розімкнутому кінці лінії, приводить до подвоєння напруги у вузловій точці.

В електричному колі, складеному з декількох ділянок з різними хвильовими опорами (повітряна лінія – кабель – трансформатор), спостерігаються багаторазові відображення і переломлення хвиль, що блукають між двома вузловими точками (у кабельній мережі). Такі відображення можуть привести до значного росту напруги у вузлових точках.

Якщо в електричне коло з розподіленими параметрами включена індуктивність, наприклад лінія – реактор – лінія, то в початковий момент часу ЕРС самоіндукції буде перешкоджати проходженню хвилі і напруга перед індуктивністю подвоїться. Протидіючи росту напруги, ЕРС самоіндукції зменшує швидкість зростання напруги за індуктивністю. Таким чином, на ізоляцію лінії до індуктивності короткочасно діє подвоєна напруга падаючої хвилі, а крутість фронту й амплітуда переломленої хвилі за індуктивністю зменшуються.

Енергія електромагнітної хвилі, що проходить повз ємність, включену між лінією і землею, у початковий момент часу витрачається на заряд конденсатора, і напруга за ним стає рівною нулю. Так само як і заряд конденсатора, напруга в лінії за конденсатором зростає по експонентній кривій. Крутість фронту хвилі зменшується. Згладжування крутості фронту хвилі знижує межвиткову різницю потенціалів на обмотках електроустаткування.

У мережах систем електропостачання перенапруги виникають при грозових явищах (атмосферні перенапруги) і при зміні режимів роботи мереж (внутрішні перенапруги).

Атмосферні перенапруги відбуваються при прямих ударах блискавки й в результаті електростатичної й електромагнітної дії струму блискавки при грозових розрядах. Розряд блискавки триває десяті частки секунди і складається із серії імпульсів тривалістю (кожний) у десятки мікросекунд. Амплітуда струму в каналі блискавки найчастіше складає 30 - 40 кА, але може досягати 120 - 160 кА. Тривалість фронту імпульсної хвилі струму блискавки 3-4 мкс. Крутість фронту хвилі в практичних розрахунках приймають 30 кА/мкс.

Прямий удар блискавки наводить на заземлених предметах і струмоведучих частинах, що знаходяться поруч, потенціали в кілька мільйонів вольт, що може викликати зворотний розряд з цих частин на землю.

При поразці блискавою повітряної лінії на її проводах наводяться високі потенціали, що приводять до імпульсного перекриття лінійної ізоляції і КЗ. Грозові розряди поблизу повітряної лінії індукують на проводах перенапруги, які не перевищують 600 кВ, що не представляє безпосередньої небезпеки для ізоляції ліній 110 кВ і вище. Индукована імпульсна хвиля перенапруг по проводах повітряної ЛЕП попадає на підстанцію, де вона досить небезпечна для підстанційної ізоляції.

До внутрішнього відносяться комутаційні і резонансні перенапруги. Перехідні процеси, викликані зміною сталого режиму роботи, приводять до перерозподілу внутрішньої електричної і магнітної енергії в індуктивностях і ємностях кола, появи вільних коливань і резонансові напруг.

Комутаційні перенапруги тривають кілька десятків мілісекунд і виника-

ють внаслідок включення і відключення кіл при нормальних режимах роботи, раптових змінах навантаження і КЗ. В мережах з ізольованою нейтраллю при нестійких замиканнях на землю спостерігаються дугові перенапруги. Повторні запалювання і гасіння дуги при цьому створюють коливальний процес у колі, в результаті чого напруга на справних фазах збільшується, а однофазне замикання може перейти в міжфазне к.з. Резонансні перенапруги пов'язані з появою резонансних коливань і виникають при неодноточасному включенні і відключенні фаз вимикачем або відмовленні в роботі однієї з фаз: перегорянні запобіжників в одній або двох фазах, обриві одного проводу лінії з заземленням.

Внутрішні перенапруги мають амплітуду 3-4 U_ϕ . Вони можуть продовжуватися від десятих часток секунди до декількох секунд і часто повторюватися.

15.2. ЗАХИСТ ВІД ПРЯМИХ УДАРІВ БЛИСКАВКИ

Захист від прямих ударів блискавки, що дають найбільше значення перенапруг, здійснюється за допомогою блискавковідводів. Розрізняють два типи блискавковідводів – стрижневі і тросові.

Стрижневий блискавковідвід являє собою стрижень, установлений на будинку підстанції, прожекторній щоглі, димареві і т.д. або ж на спеціальній конструкції і з'єднаний сталевим проводом із заземлювачем. Зона захисту блискавковідводу залежить від його висоти, рельєфу місцевості, висоти грозових хмар і т.п. При правильному виборі числа, висоти і розміщення блискавковідводів грозовий розряд відбувається між хмарою і блискавковідводом і приділяється через заземляч у землю.

Зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу (рис. 15.3) обмежується поверхнею обертання навколо осі блискавковідводу кривій, описаної в координатних осях формулою

$$\frac{r_x}{H} = \left(1 - \frac{h}{H} \right) \frac{1,6 p}{1 + \frac{h}{H}}, \quad (15.4)$$

де H – висота блискавковідводу; r_x – радіус зони захисту на висоті h від поверхні; p – множник, дорівнює одиниці при $H \leq 30$ м, а при $H \geq 30$ м визначається по формулі

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{H}}$$

Зона захисту декількох стрижневих блискавковідводів перевищує суму зон захисту одиночних стрижневих блискавковідводів. Для приклада на рис. 15.4 показана зона захисту двох, а на рис. 15.5 чотирьох стрижневих блис-

кавковідводів однакової висоти. Для блискавковідводів висотою менш 30 м умовою злиття зон захисту окремих блискавковідводів на висоті h від поверхні землі є нерівності $a < 7(H - h)$ – при двох і $D < 8(H - h)$ – при чотирьох одиночних блискавковідводах. Пунктиром показані зони захисту одиночних блискавковідводів. Таким чином, установка декількох блискавковідводів порівняно невеликої висоти більш вигідна, ніж установка одного дуже високого блискавковідводу.

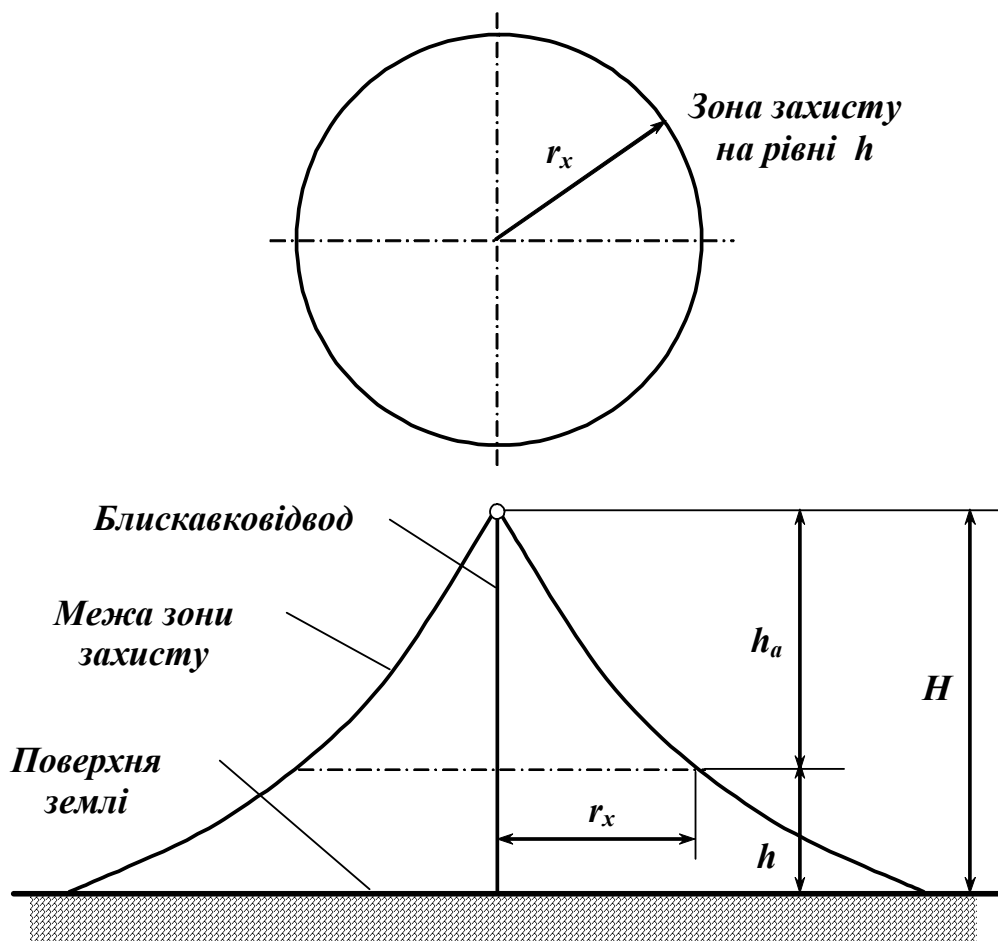


Рис. 15.3. Зони захисту одиночного стрижневого блискавковідводу:
а – зона дії блискавковідводу; б – висота впливу блискавковідводу.

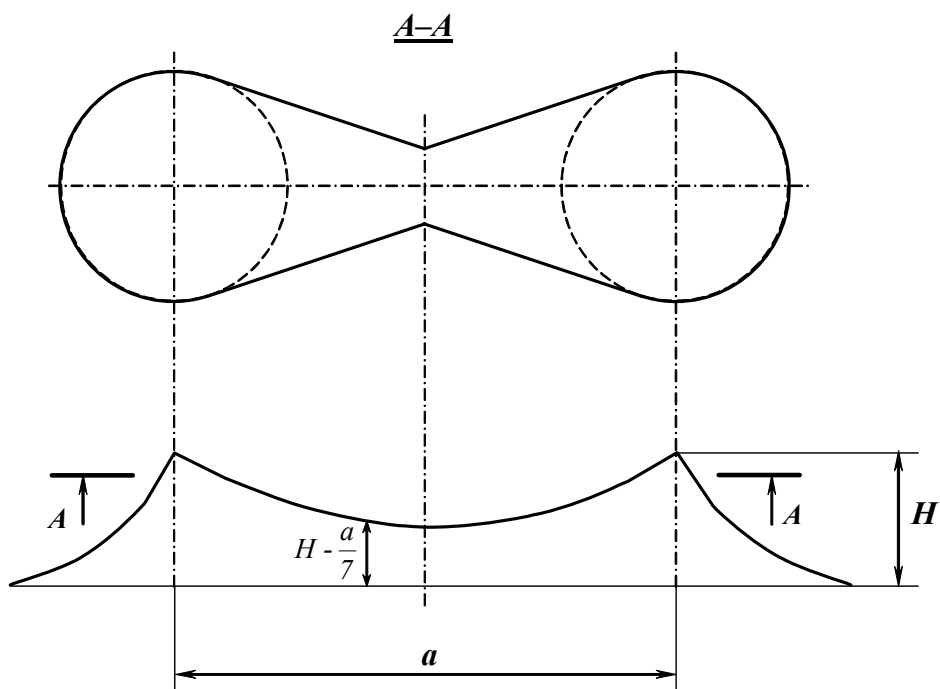


Рис. 15.4. Криві, що обмежують зону захисту двох стрижневих блискавковідводів

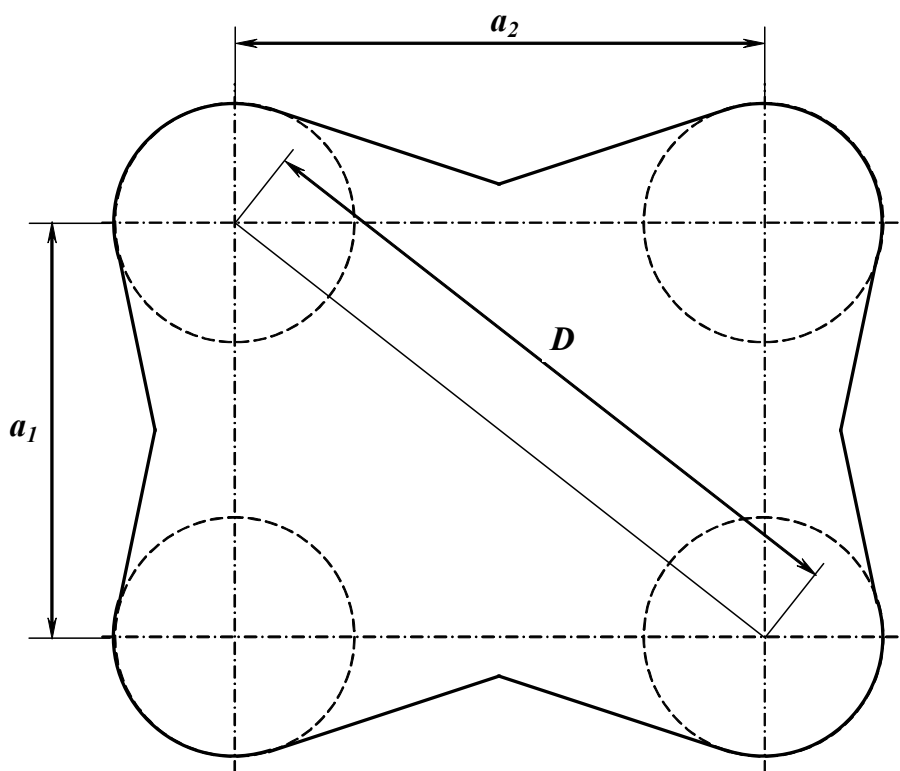


Рис. 15.5. Криві, що обмежують зону захисту чотирьох стрижневих блискавковідводів

Стрижневими блискавковідводами захищають:

- а) відкриті розподільні пристрої і відкриті підстанції напругою 20-500 кВ;
- б) будинки закритих розподільних пристроїв і закритих підстанцій у районах з числом грозових годин у році більш 20;
- в) розташовані на території підстанції будинки трансформаторної вежі, маслохолозства, електролізної, синхронних компенсаторів, місця збереження паливних рідин і газів.

При наявності в будинків закритих розподільних пристроїв і закритих підстанцій металевої покрівлі або несущих залізобетонних конструкцій покрівлі захист від прямих ударів блискавки здійснюється заземленням останніх.

Тросовий блискавковідвід являє собою металевий трос перетином не менш 35 мм^2 , прокладений по опорах повітряної лінії над струмоведучими проводами (рис. 15.6). Його призначенням є запобігання грозових розрядів безпосередньо в струмоведучі проводи. Захисна дія тросів стосовно крайніх проводів характеризує захисний кут α , значення якого приймається рівним $20^\circ - 30^\circ$.

Зона захисту одиночного тросового блискавковідводу обмежується поверхнями, лінії перетинання яких площиною, перпендикулярною напрямкові лінії передач, описуються виразом

$$\frac{r_x}{H} = \left(1 - \frac{h}{H}\right) \frac{0,8}{1 + \frac{h}{H}}. \quad (15.5)$$

Значення вхідних у формулу величин ті ж, що й у формулі для стрижневого блискавковідводу.

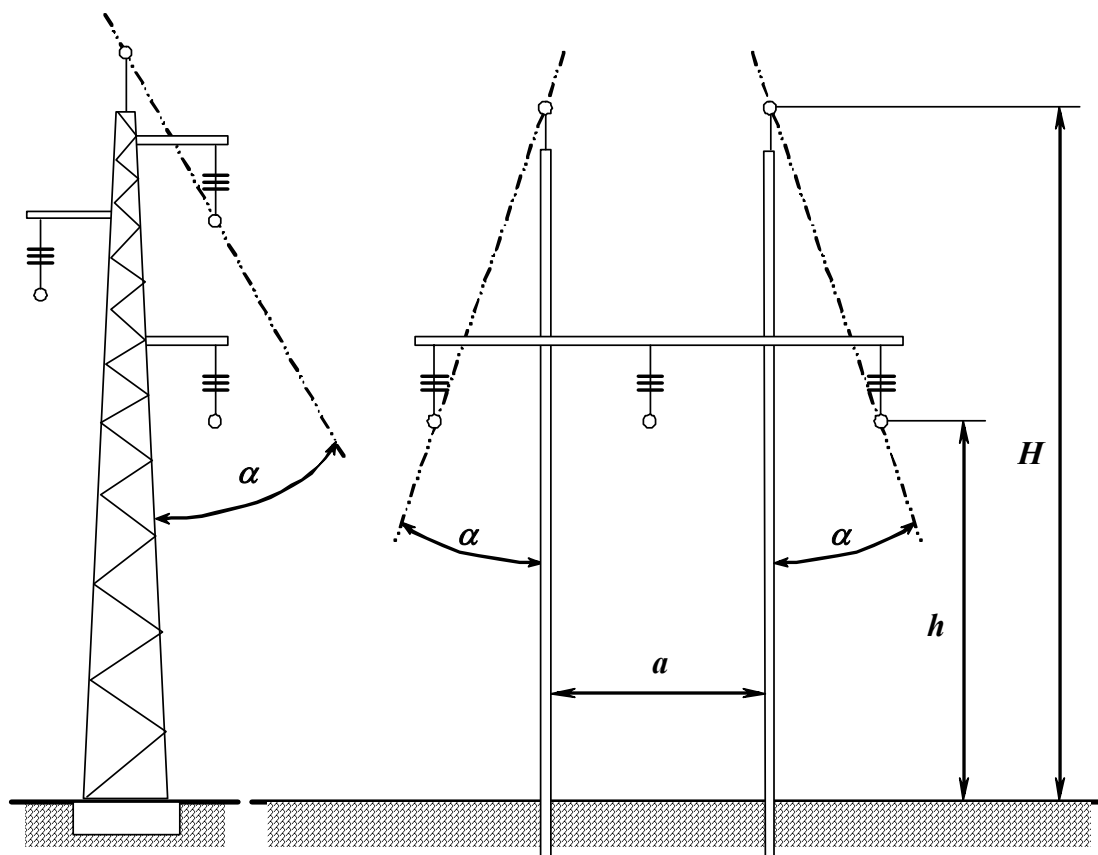


Рис. 15.6. Тросові блискавковідводи повітряних ЛЕП

При рівнобіжній підвісці двох тросових блискавковідводів зона захисту перевищує суму зон захисту окремих блискавковідводів (рис. 15.7). Умова захищеності об'єкта висотою h , що знаходиться посередині між двома тросами,

визначається нерівністю

$$a < 4(H - h) \quad a < 4(H - h).$$

Слід зазначити, що тросовий блискавковідвід захищає лінію і від наведених перенапруг, знижуючи їх на 30-45 %. Захисна дія троса повною мірою виявляється тільки тоді, коли він добре і досить часто заземлений. Значення опору заземлення регламентується ПУЕ в залежності від питомого опору землі.

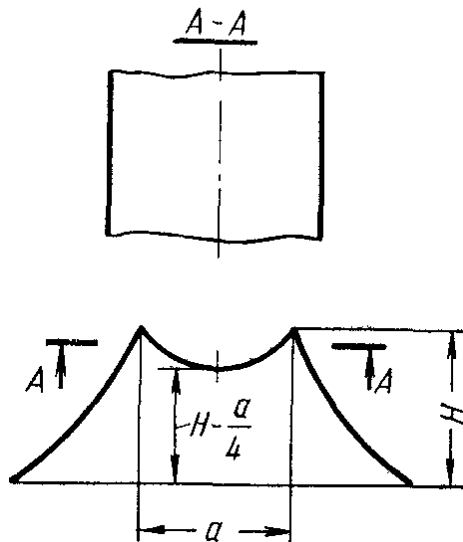


Рис. 15.7. Криві, що обмежують зону захисту двох тросових блискавковідводів

Найчастіше тросовий блискавковідвід знаходить застосування для захисту ліній напругою 110 кВ і більш на металевих або залізобетонних опорах, тому що після пробою ізоляції перенапругою зазначені робочі напруги можуть підтримувати стійкі дугові замикання так називаного супровідного струму в повітряних проміжках між проводами і металом опор. При дерев'яних опорах тросовий блискавковідвід застосовують рідко, оскільки наявність троса знижує додаткову ізоляцію, забезпечувану дерев'яною частиною опори. Як показав досвід експлуатації, при достатній відстані між фазами по дереву (4 м – при робочій напрузі 110 кВ, 3 м – при 35 кВ, 2 м – при 20 кВ, 1 м – при 10 кВ, 0,75 м – при 6 кВ і 0,5 м – при 3 кВ) дуга супровідного струму не може існувати довгостроково. Застосування металевих траверс на опорах з дерев'яними стійками не рекомендується, тому що вони послаблюють ізоляцію фаз.

Однак при відсутності тросового блискавковідводу по всій довжині повітряної лінії повинна здійснюватися захист тросовим блискавковідводом підходів до підстанцій при напрузі 35 кВ на довжині 1-2 км і при напрузі 110 кВ на довжині 1-3 км.

Удар блискавки в провід на підході повітряної лінії в безпосередній близькості від підстанції майже настільки ж небезпечний, як і удар безпосередньо в підстанцію. У хвилях же перенапруги, що з'являються за межами захищеного тросом підходу, при поширенні їх уздовж лінії амплітуда швидко знижується, а фронт згладжується, тому, досягаючи підстанції, вони представляють уже меншу небезпеку для її електроустаткування. Тросові блискавковідводи на підходах до підстанцій при всіх напругах повинні бути заземлені на кожній опорі,

причому опір заземлення регламентується ПУЕ.

15.3. ЗАХИСТ ВІД ГРОЗОВИХ І ХВИЛЬ ПЕРЕНАПРУГ, ЩО НАБІГАЮТЬ

Лінії електропередачі можуть уражатися блискавкою десятки разів у рік. У результаті цих поразок у лінії виникають хвилі перенапруг, що поширюються в обидва боки від місця удару і доходять до підстанцій, так називані атмосферні перенапруги. Розрядна напруга ізоляції ліній повинне бути вище амплітуди цих хвиль.

При поширенні по лініях хвилі перенапруг випробують перекручування і загасання і проте вони становлять реальну небезпеку для підстанцій. Це порозумівається тим, що рівень подстанціонної ізоляції по економічних розуміннях завжди значно нижче, ніж рівень лінійної ізоляції, і що напруга на ізоляції підстанції (при відсутності спеціального захисту) у результаті хвильових перехідних процесів може виявитися значно більше амплітуди прихожої на підстанцію хвилі.

Якщо перекриття ізоляції на опорі ЛЕП веде, як правило, тільки до перекриття гірлянди ізоляторів, що усувається дією РЗ і АПВ, то перекриття ізоляції на підстанції може викликати серйозне ушкодження апаратів, відключення підстанції і тривалий простій дорогого устаткування. Ушкодження подстанціонного устаткування – пряма погроза нормальній роботі електричної системи. Тому поряд із захистом від прямих ударів блискавки на підстанції необхідно мати спеціальний захист від хвиль перенапруг, що набігають з ліній. Такий захист може бути здійснена за допомогою вентильних і трубчастих розрядників.

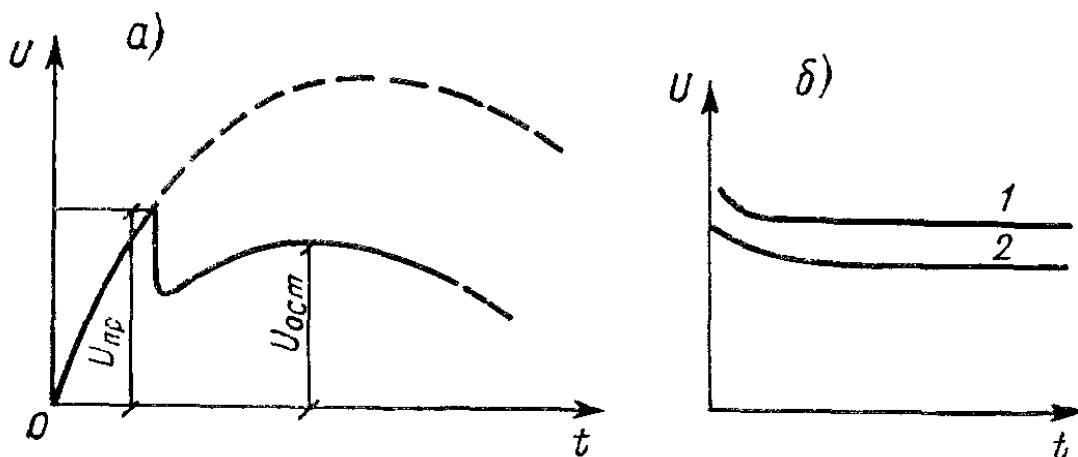


Рис. 15.8. Зріз хвилі розрядником (а) і координата вольтів секундних характеристик (б)
1 — характеристика ізоляції, що захищається, 2 - характеристика розрядника

Розрядником називають апарат, що захищає ізоляцію від перенапруг. Пробій іскрового проміжку розрядника, включеного між проводом і землею, настає, коли амплітуда імпульсної хвилі, що набігає на розрядника, стає більше пробивної напруги проміжку (рис. 15.8,а). Частина імпульсної хвилі зрізується. Напруга спрацьовування розрядника повинне бути менше напруги пробою ізо-

ляції, що захищається, тому ординати вольт-секундної характеристики розрядника (рис. 15.8,б, крива 1) лежать на 15 - 20% нижче ординат характеристики ізоляції (крива 2) і пробій іскрового проміжку відбувається раніш пробією ізоляції.

Вентильним називається розрядник, що складається з іскрових проміжків і перемінного, що змінюється в залежності від напруги, опору. Найчастіше в якості такого опору використовується віліт, основним компонентом якого є карборунд, оброблений електричною дугою. Поверхня кристалів карборунду має «запірний шар».

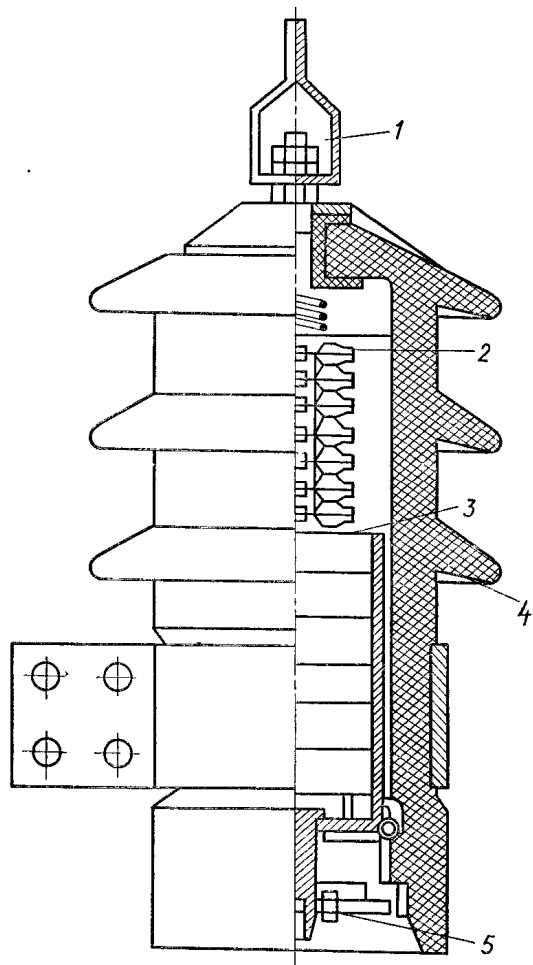


Рис. 15.9. Вентильний розрядник на 6 кв:
1, 5 — верхній і затиски, що заземлює,
2 — іскрові проміжки,
3 — вилитовые диски,
4 — порцеляновий кожух

На рис. 15.9 показаний розріз вентильного розрядника на напругу 6 кв. Розрядник складається із шести вілітових дисків і семи послідовно з'єднаних іскрових проміжків, укладених у герметичний порцеляновий кожух. Верхнім затиском розрядника приєднують до проводу мережі, нижнім затиском — до заземлення.

При визначеному значенні перенапруги іскрові проміжки пробиваються і напруга хвилі знижується. Пробій звичайно відбувається на всіх трьох фазах, і при спрацьовуванні розрядника слідом за імпульсним струмом протікає супровідний струм КЗ робочої частоти. Оскільки напруга мережі значно менше рівня перенапруги, опір вілітових дисків різко збільшується, струм зменшується до невеликого значення й у перший же період при переході через нульове значен-

ня припиняється.

Через хвилю перенапруги опір вілітових дисків при спрацьовуванні розрядника значно знижується і тому не перешкоджає проходженню струму блискавки в землю.

Вентильні розрядники поділяються на станційних розрядників типу РВС на 35 - 220 кВ, розрядники з магнітним гасінням типів РВМГ на 110 - 500 кВ, підстанційні розрядники типів РВП на 6 - 10 кВ, РВМ на 6 - 35 кВ. Вони відрізняються один від одного конструкцією іскрових проміжків і значенням напруги спрацьовування.

Трубчасті розрядники (рис. 15.10) застосовуються на лініях електропередачі для захисту лінійної ізоляції від атмосферних перенапруг. Вони складаються з послідовно з'єднаних зовнішнього S_2 , і внутрішнього S_1 іскрових проміжків.

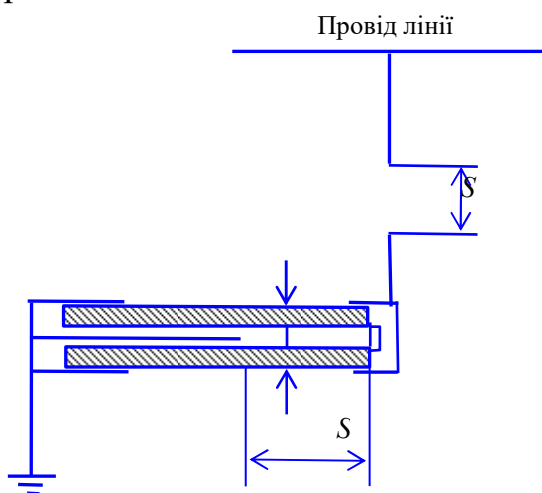


Рис. 15.10. Ввімкнення трубчатого розрядника на 6-10 кВ

Трубку виготовляють з фібробакеліта, вініпласту або з органічного скла. Зовнішній іскровий проміжок служить для того, щоб трубка розрядника не знаходилася під напругою, інакше струми витoku викликають обвуглювання, а з часом – і згоряння трубки. У фібробакелітовій трубці трубчастого розрядника напругою 6-10 кВ поміщені стрижневий і пластинчастий електроди. Для визначення моменту спрацьовування розрядника мається показчик дії у вигляді бронзової смужки, що видувається газами при спрацьовуванні. Коли напруга на розряднику в результаті розряду блискавки перевищує встановлене значення, іскрові проміжки пробиваються і скрізь розрядник проходить струм грозового розряду до заземлителя. При цьому значення перенапруги зменшується. Одночасно через розрядника проходить струм КЗ робочої частоти, що викликає утворення в трубці електричної дуги. Під дією високої температури дуги стінки трубки бурхливо виділяють велику кількість газів. Гази вириваються з трубки під тиском 100-500 кгс/см² і видувають дугу. Дуга гаситься протягом 1-2 періодів, після чого установка знову готова до роботи.

Розрядники маркують по номінальній напрузі, найбільшому і найменшому струмам, що вони можуть відключати. Якщо супровідний струм більше, ніж найбільший струм розрядника, то трубка може при спрацьовуванні зруйнуватися; якщо струм менше – дуга буде слабкої, виділення газів недостат-

ньо інтенсивним.

Для захисту підстанційної ізоляції від хвиль атмосферних перенапруг, що набігають з лінії, на збірних шинах розподільних пристроїв, а також у трансформаторів, приєднаних до них за допомогою відпайок, передбачається установка комплектів вентильних розрядників, імпульсні характеристики яких відповідають характеристикам ізоляції апаратів, що захищаються, і трансформаторів.

Для обмеження амплітуди хвилі, а почасти і для зниження її крутості дуже важливо попередити можливість удару блискавки в безпосередній близькості від підстанції. Для цього на лініях без тросового захисту на підході до підстанції передбачаються троси визначеної довжини з установкою на початку цього підходу комплекту трубчастих розрядників. Найчастіше довжину захищеного проходу приймають рівної 1-3 км (рис.15.11). При цьому хвиля, що дійшла до підстанції, буде мати значно більш положистий фронт і трохи меншу амплітуду. Це полегшує роботу вентильних розрядників і сприяє обмеженню залишкових напруг на його робочому опорі, що у свою чергу запобігає виникненню небезпечних перенапруг на подстанциионной ізоляції.

Розподільні пристрої напругою 6-10 кВ, установлені на знижувальних підстанціях, захищаються вентильними розрядниками РВ, розміщеними на шинах підстанції, і трубчастими розрядниками, розміщеними на відстані 100-200 м від підстанції. При цьому, якщо яка-небудь з ліній 6-10 кВ має двостороннє живлення, то на введенні цієї лінії на підстанцію встановлюється другий комплект трубчастих розрядників. Тупикові підстанції захищають тільки вентильними розрядниками на вводі.

Особливістю генераторів і інших обертових машин є те, що міжвіткова ізоляція в них значно слабкіше, ніж у трансформаторів. Тому при захисті генераторів від атмосферних перенапруг повинні бути передбачені не тільки елементи захисту, що знижують амплітуду хвиль перенапруги, що набігають, але й елементи, що не допускають до машини хвилі з крутим фронтом. Найбільш ефективною мірою захисту генераторів, що працюють на повітряну мережу, є приєднання їх до мережі через трансформатор.

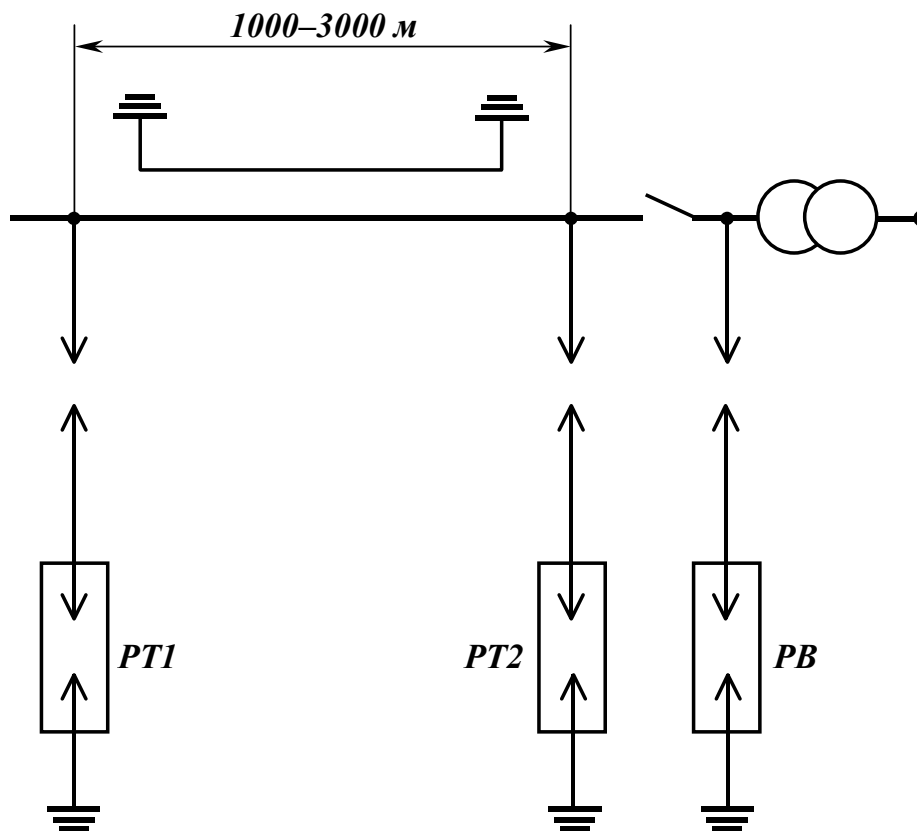


Рис. 15.11. Схема захисту від грозових перенапруг підстанцій 35- 220 кВ при підході повітряних ліній

15.4. ЗАХИСТ ВІД ВНУТРІШНІХ ПЕРЕНАПРУГ

Комутаційні перенапруги в мережах промислових підприємств є наслідком частих експлуатаційних включень і відключень трансформаторів, електродвигунів, ліній. Захист, що обмежує значення комутаційних перенапруг, поєднує комплекс заходів: включення вентильних розрядників безпосередньо на виводах трансформаторів і двигунів; застосування вимикачів з резисторами, які шунтують контакти в момент розмикання; регулювання вимикачів на одночасність торкання контактів; перевірка швидкості і часу руху рухливих частин вимикачів, значення яких не повинні відрізнятися більш ніж на 10% від паспортних даних або даних, приведених у ПУЕ.

Для обмеження дугових перенапруг при нестійких та дугових однофазних замиканнях на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю передбачається компенсація ємнісних струмів замикання на землю шляхом заземлення нейтралі трансформатора через дугогасні апарати налаштовані в резонанс із ємністю мережі щодо землі і вентильні розрядники.

Одним з істотних недоліків ізолюваної нейтралі є її схильність до небезпечних перенапруг при дугових однофазних замиканнях на землю. Крім того, у мережах з ізолюваною нейтраллю можливе виникнення ферорезонансних процесів, що приводять до мимовільних зсувів нейтралі, що викликають багатомісні ушкодження ізоляції устаткування. Виконані виміри перенапруг при дугових однофазних замиканнях у мережах 6-35 кВ з ізолюваною нейтраллю пока-

зують, що імовірність появи небезпечних для ізоляції мережі перенапруг (понад 2,4) U_{ϕ} досягає 30%.

Процес горіння дуги і виникнення максимальних перенапруг у переважній більшості випадків відповідає класичній теорії, відповідно до якої тривалість горіння дуги при кожному повторному запалюванні дорівнює напівперіоду вільних коливань. Однак, наявність у мережі вимірювальних трансформаторів напруги типу НТМІ приводить до істотної зміни картини процесу перенапруги, як правило, знака не змінюють, а повторні запалювання дуги відбуваються через час, близький до періоду основної частоти. Після кожного загасання дуги відбувається процес відновлення фазних напруг. Для неушкоджених фаз, у реальних умовах, цей процес, носить коливальний характер за рахунок ємності мережі й активно-індуктивного опору обмотки ВН трансформатора напруги.

Дійовим заходом обмеження зазначених перенапруг є також заземлення нейтралі мережі через активний опір (резистор), значення якого повинно вибиратися з умови створення в аварійному режимі активної складової струму однофазного замикання на землю на рівні 50-100 % ємнісної складової. Зниження перенапруг при заземленні нейтралі через активний опір досягається за рахунок того, що за час кожної безструмової паузи (від загасання до нового запалювання дуги) накопичені на фазових ємностях мережі статичні заряди встигають розрядитися через активний резистор в нейтралі, тобто стікають у землю.

Накладення активного струму замикання на землю на рівні не менш 50 % ємнісного також практично цілком виключає можливість появи ферорезонансних перенапруг. Струми замикання на землю при цьому не повинні перевищувати значень, зазначених у ПУЕ.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТИВ

Контрольні питання

1. Імпульсна хвиля.
2. Вольт секундна характеристика ізоляції.
3. Хвильовий опір.
4. Причини виникнення перенапруг.
5. Зона захисту блискавковідводів.
6. Призначення, будова та принцип дії вентильних та трубчатих розрядників.
7. Захист від комутаційних та дугових перенапруг.

Теми рефератів

1. Блискавкозахис промислових споруд.
2. Способи і засоби боротьби з внутрішніми перенапругами в системах електропостачання.

16. ОСНОВИ ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ

16.1. ДІЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО СТРУМУ НА ОРГАНІЗМ ЛЮДИНИ

Широке застосування електричної енергії в промисловості супроводжується потенційною небезпекою поразки електричним струмом внутрішніх (поразка органів подиху, порушення роботи серця) або зовнішніх (опіки) органів обслуговуючого персоналу. Положення погіршується ще тим, що відсутні які-небудь зовнішні ознаки, які застерігають людину від небезпеки, що йому загрожує.

Наслідки дії електричного струму на організм людини залежать, в основному, від значення струму, що проходить через тіло людини, і тривалості його дії. У залежності від цього розрізняють:

- *відчутний струм* — найменше значення струму, вплив якого відчуває людина. Значення його коливається від 0,5 до 2 мА при змінному струмі частотою 50 Гц і 5 - 7 мА — при постійному струмі;

- *струм, що відпускає* - найбільше (граничне) значення струму, при якому людина зберігає здатність самостійно звільнитися від контакту з частинами, що знаходяться під напругою;

- *струм, що не відпускає* - найменше значення струму, при якому людина втрачає здатність керувати м'язами, не може звільнитися самостійно від контакту і, отже, піддається смертельній небезпеці.

Для визначення значення короточасного безпечного струму $I_{к\cdot б}$ користуються експериментальною формулою американського дослідника Дальзіеля (для визначення струмів понад 40-50 мА і часу впливу від 0,03 до 3 с):

$$I_{к\cdot б} = \frac{116}{\sqrt{t}}, \text{ мА}, \quad (16.1)$$

де t — тривалість впливу струму на людину, с.

Комісія Науково-технічної спілки енергетичної промисловості по встановленню критеріїв безпеки електричного струму на підставі узагальнення багаторічних досліджень рекомендує установити наступні значення найбільших припустимих для людини струмів у залежності від тривалості їх дії:

$t, \text{ с}$	0,2	0,5	0,7	1	30	Понад 30
$I_{\text{л}}, \text{ мА}$	250	100	75	65	6	1

Реакція організму при поразках електричним струмом і можливі наслідки поразки залежать від наступних основних факторів: параметрів електричного кола (напруги, опору), умов, що оточують (температури, вологості, тиску), шляху проходження струму через тіло людини, психологічного стану людини та ін.

Найбільш небезпечний струм, що проходить через область серця, органи подиху і мозок. Постійний струм менш небезпечний у порівнянні зі змінним. Електричний струм промислової частоти (50—60 Гц) є найбільш небезпечним для людини. Збільшення частоти струму до 2000—2500 Гц мало впливає на зме-

ншення його небезпечного впливу, однак подальше збільшення частоти струму помітно зменшує ступінь небезпеки електричного струму, що використовується в медицині. Важкість поразки організму за інших рівних умов залежить від хімічного складу крові, психологічного стану людини та ін. У стані сп'яніння людини або при несподіваній його поразці дія струму стає більш небезпечною.

Основними факторами, які визначають значення струму, що проходить через тіло людини, є опір тіла людини і значення прикладеної до тіла напруги (напруга дотику). Опір тіла людини залежить від розмірів поверхні дотику і його характеру (щільне охоплення або випадкове торкання), стану шкіри (товщина рогового шару, її вологість, забруднення), значення прикладеної напруги і значення та роду протікаючого струму. Для умов промислових підприємств варто приймати нижню границю опору тіла людини, тобто 1000 Ом. Як гранично безпечне значення тривалого змінного струму в нашій країні нормативні матеріали пропонують 30 мА. Діючими правилами і нормами не розмежовується небезпека між постійним і змінним струмом. Однак вважають, що для постійного струму значення тривалого припустимого струму складає 60-80 мА.

Знаючи безпечне значення тривалого струму ($I_{d.б}$) і мінімальне значення опору тіла людини R_l , можна визначити припустиме безпечне значення напруги дотику:

$$U_{i\ddot{o} .\ddot{a}\ddot{i}\ddot{r}} = I_{\ddot{a}.\ddot{a}} R_{\ddot{e}} = 0,03 \cdot 1000 = 30 \text{ В} . \quad (16.2)$$

16.2. ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Надійність роботи електроустановок і систем електропостачання багато в чому залежить від режиму нейтралі джерел і приймачів трифазного струму. Електричні мережі напругою до 1000 В працюють як з ізолюваною, так і з заземленою нейтраллю. При виборі режиму роботи нейтралі враховується рівень електробезпеки мережі, як одна з основних вимог.

У відношенні електробезпеки найбільш небезпечним є випадок одночасного дотику людини до відкритих струмоведучих частин двох фаз (рис.16.1). Значення струму, що проходить через тіло людини, I_l у цьому випадку визначається напругою мережі й опором тіла людини і не залежить від режиму роботи нейтралі мережі:

$$I_l = \frac{U_l}{R_l} = \frac{\sqrt{3}U_\phi}{R_l} , \quad (16.3)$$

де U_l , U_ϕ — відповідно лінійна і фазна напруга мережі.

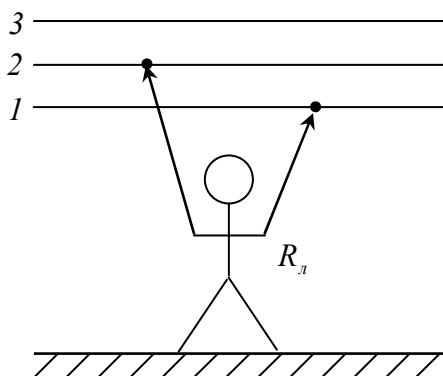


Рис. 16.1. Дотик людини до двох фаз електричної мережі

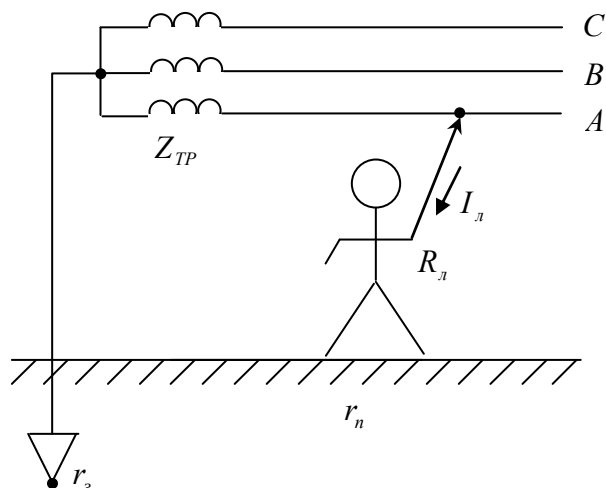


Рис. 16.2. Дотик людини до фази у мережі з заземленою нейтраллю

Однак випадок одночасного дотику до двох різних фаз мережі буває нечастото. Найбільш розповсюджений випадок дотику до однієї фази мережі або до корпусу електроустаткування, який отримав електричне з'єднання з фазою внаслідок пошкодження ізоляції. У цьому випадку струм, який проходить через тіло людини, що доторкнулась до однієї фази, а отже, і небезпека поразки струмом будуть залежити за інших рівних умов від того, заземлена чи ізольована нейтраль електричної мережі.

У мережі з заземленою нейтраллю, при нормальному опорі ізоляції напруга кожної фази щодо землі практично дорівнює фазній напрузі. Людина, що доторкнулась до будь-якої фази, виявляється під дією фазної напруги (рис. 16.2). Значення струму, що проходить через тіло людини в цьому випадку, якщо зневажити малими значеннями опору ґрунту r_n і робочого заземлення $r_з$ у порівнянні з опором тіла людини $R_л$, буде:

$$I_л = \frac{U_\phi}{R_л + r_n + r_з} \approx \frac{U_\phi}{R_л}. \quad (16.4)$$

Як бачимо з рівняння (16.4), струм $I_л$ визначається напругою мережі й опором тіла людини. Цей струм небезпечний уже при мінімальній стандартній лінійній напрузі мережі 127 В. Основною перевагою мережі з глухо заземленою нейтраллю є простота виконання релейного захисту, тому що будь-яке замикання фази на землю є однофазним коротким замиканням, що негайно і селективно відключається максимальним захистом.

Небезпека поразки електричним струмом у випадку дотику до струмоведучих частин у системі з ізольованою нейтраллю значною мірою залежить від значення ємності мережі щодо землі. Відповідно до цього електричні мережі можна розділити на дві основні групи: з малою ємністю мережі щодо землі і з великою ємністю.

Розглянемо електричну мережу з ізольованою нейтраллю з малою (близькою до нуля) ємністю мережі щодо землі (рис. 16.3) при рівності опорів ізоляції

фаз щодо землі $r_1 = r_2 = r_3$. При дотику людини, що має опір $R_{\text{л}}$, до фази I опір ізоляції цієї фази зменшиться до величини $r'_1 = \frac{r_1 \cdot R_{\text{л}}}{r_1 + R_{\text{л}}}$, і симетрія системи порушиться. Тепер напруги кожної з фаз щодо землі виявляться рівними

$$\dot{U}_A = \dot{U}_1 - \dot{U}_0 = \overline{AO'}; \quad \dot{U}_B = \dot{U}_2 - \dot{U}_0 = \overline{BO'}; \quad \dot{U}_C = \dot{U}_3 - \dot{U}_0 = \overline{CO'},$$

де $\dot{U}_1 = \overline{AO}$; $\dot{U}_2 = \overline{BO}$; $\dot{U}_3 = \overline{CO}$ — фазна напруга мережі при нормальному режимі роботи мережі; $\dot{U}_0$ — напруга зсуву нейтралі мережі.

Через опори ізоляції фаз і тіло людини будуть проходити струми:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_A}{r_1} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_0}{r_1}; \quad \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_B}{r_2} = \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_0}{r_2}; \quad \dot{I}_3 = \frac{\dot{U}_C}{r_3} = \frac{\dot{U}_3 - \dot{U}_0}{r_3}; \quad \dot{I}_4 = \frac{\dot{U}_A}{R_{\text{л}}} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_0}{R_{\text{л}}}.$$

На підставі першого закону Кірхгофа геометрична сума миттєвих значень струмів дорівнює нулю, тобто

$$\sum \dot{I} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_{\text{л}} = 0.$$

Підставляючи значення струмів, одержимо

$$\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_0}{r_1} + \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_0}{r_2} + \frac{\dot{U}_3 - \dot{U}_0}{r_3} + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_0}{R_{\text{л}}} = 0.$$

Враховуючи, що $r_1 = r_2 = r_3 = r$ і $\dot{U}_1 + \dot{U}_2 + \dot{U}_3 = 0$, рівняння прийме вигляд

$$\frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_0}{R_{\text{л}}} - \frac{3\dot{U}_0}{r} = 0,$$

відкіля напруга зсуву нейтралі (напруга нульової послідовності)

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_1 r}{3R_{\text{л}} + r}. \quad (16.5)$$

Підставляючи замість $\dot{U}_0$ його значення, одержимо рівняння для визначення струму, що проходить через тіло людини:

$$\dot{I}_{\text{л}} = \frac{3\dot{U}_1}{3R_{\text{л}} + r}, \quad \text{або} \quad I_{\text{л}} = \frac{3U_{\phi}}{3R_{\text{л}} + r}. \quad (16.6)$$

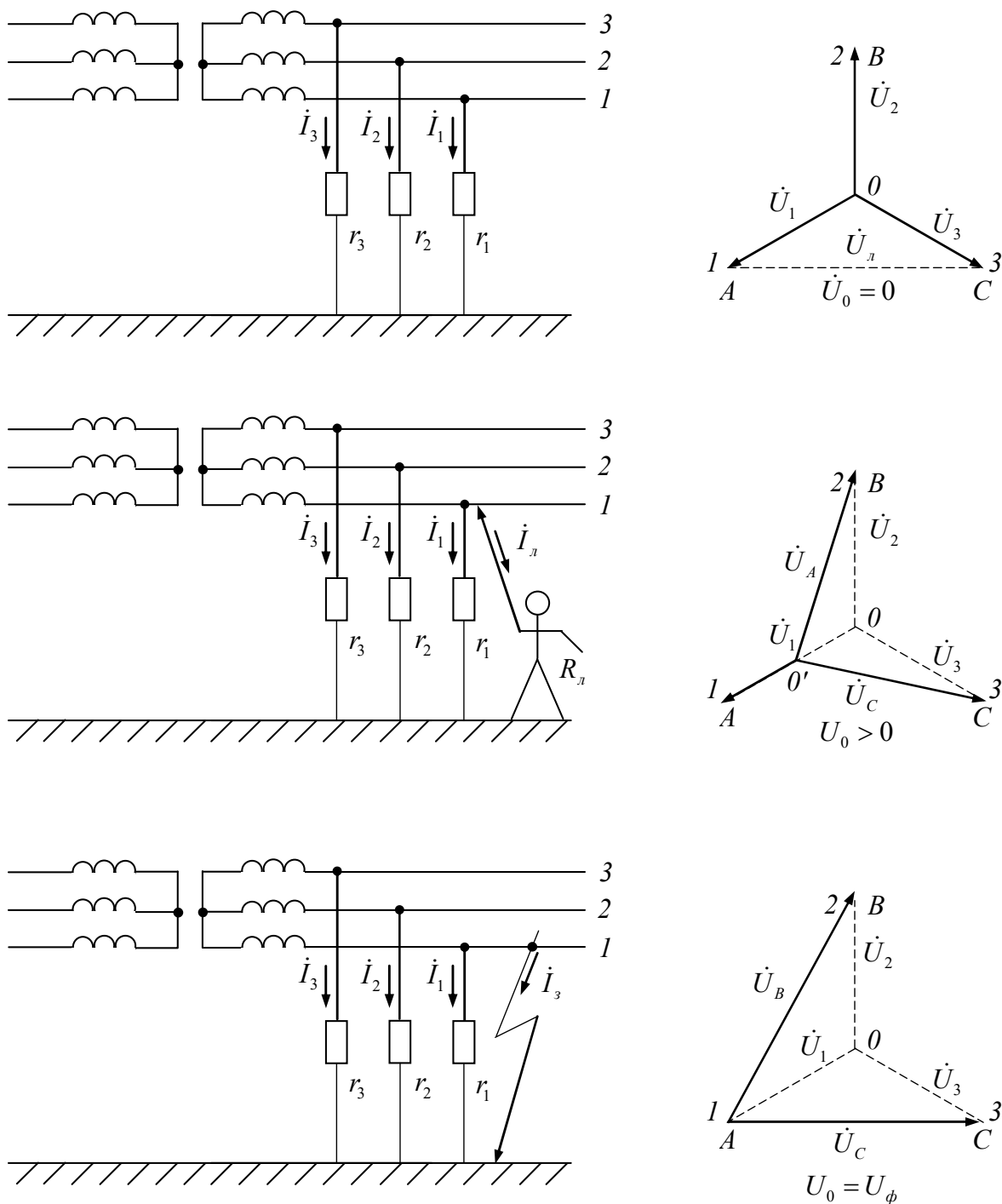


Рис. 16.3. Схеми і векторні діаграми електричної мережі з ізолюваною нейтраллю без обліку ємності мережі

Аналіз рівняння (16.6) показує, що безпека в мережах з ізолюваною нейтраллю і малою ємністю багато в чому залежить від опору ізоляції мережі. Високий опір ізоляції мережі забезпечує безпечне значення струму, що проходить через тіло людини у випадку дотику його до однієї з фаз. Приймаючи $I_{\text{ч}} = I_{\text{д.б}}$, з рівняння (16.6) можна визначити мінімальне безпечне значення ізоляції мережі:

$$r = \frac{3U_{\phi}}{I_{\partial.б}} - 3R_{\text{л}}. \quad (16.7)$$

Найбільш небезпечним буває дотик людини до однієї з фаз, коли яка-небудь інша замкнута на землю (наприклад, $r_2=0$). У цьому випадку струм, що проходить через тіло людини, визначається значенням лінійної напруги:

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\text{л}}}{R_{\text{л}}} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{R_{\text{л}}}. \quad (16.8)$$

Таким чином, дотик до однієї з фаз у мережі з ізолюваною нейтраллю виявляється небезпечним лише у випадку, коли опір ізоляції іншої фази дорівнює нулю, або ж коли опір ізоляції мережі недостатньо великий.

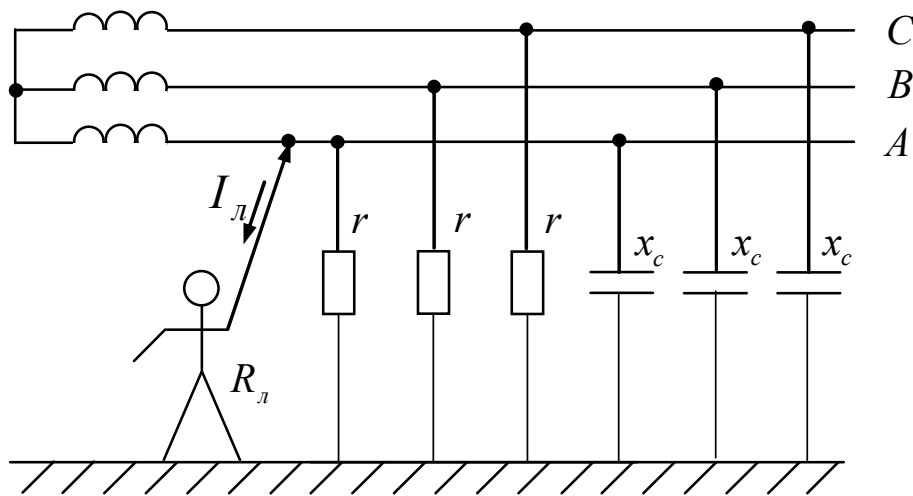


Рис. 16.4. Дотик людини до фази зі значною ємністю мережі щодо землі

Якщо врахувати наявність ємності мережі щодо землі, то ємнісні опори x_c виявляться приєднаними паралельно активному опору ізоляції мережі (рис. 16.4), а струм, що проходить через тіло людини, визначиться з рівняння

$$I_{\text{л}} = 3U_{\phi} Y \frac{Y_{\text{л}}}{3Y + Y_{\text{л}}}, \quad (16.9)$$

де $Y = \frac{1}{r} + j\omega C$ — провідність ізоляції фази мережі на землю; $Y_{\text{л}} = \frac{1}{R_{\text{л}}}$ — провідність тіла людини; C - ємність фази мережі щодо землі; ω — кутова частота в мережі.

У мережах високої напруги $I_{\text{л}}$ визначається також по рівнянню (16.9). Однак, враховуючи, що в таких мережах значення x_c може виявитися в багато разів менше r , струмами витоку через активний опір ізоляції можна зневажити. Тоді, думаючи, що $C_1 = C_2 = C_3 = C$,

$$I_{\text{л}} = \frac{3U_{\phi}\omega C}{\sqrt{9R_{\text{л}}^2\omega^2 C^2 + 1}}. \quad (16.10)$$

При глухому замиканні фази на землю струм, що проходить через місце замикання, $I_{\text{з}}$ визначиться з рівняння:

$$I_{\text{з}} = 3U_{\phi}\omega C. \quad (16.11)$$

Приблизно ємнісні струми замикання на землю визначаються виходячи із середніх значень ємності:

- для повітряних ліній

$$I'_{\text{з}} = \frac{U_{\text{е}}L_{\text{і}}}{350} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}L_{\text{і}}}{350}; \quad (16.12)$$

- для кабельних ліній 6—10 кВ

$$I''_{\text{з}} = \frac{U_{\text{л}}L_{\text{к}}}{10} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}L_{\text{к}}}{10}; \quad (16.13)$$

- для змішаних повітряних і кабельних ліній

$$I_{\text{з}} = I'_{\text{з}} + I''_{\text{з}} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}(L_{\text{і}} + 35L_{\text{е}})}{350}, \quad (16.14)$$

де $L_{\text{і}}$ і $L_{\text{к}}$ — довжина відповідно повітряних і кабельних ліній, електрично зв'язаних між собою, км.

Для забезпечення безпеки експлуатації мережі з ізолюваною нейтраллю першорядне значення мають високий опір ізоляції і мінімальна ємність мережі. Значення опору ізоляції визначається в основному властивостями ізоляційних матеріалів і умовами її експлуатації. Так, наприклад, значення опорів ізоляційних матеріалів знижуються при їхньому зволоженні. Для підтримки високого опору ізоляції використовують якісні ізоляційні матеріали, проводять підсушування ізоляції, а також, по можливості, створюють відповідний мікроклімат.

На відміну від методів підвищення опору ізоляції, що значною мірою залежать від прийнятих конструктивних і експлуатаційних мір, зниження ємності мережі практично не можна досягти цими заходами, якщо не враховувати можливість дроблення мережі.

Зменшити вплив ємності мережі на безпеку експлуатації можна шляхом компенсації ємнісної складової струму витоку, для чого між нейтраллю мережі і землею необхідно включити індуктивний опір. У цьому випадку через місце ушкодження, крім активної і ємнісної складової, протікає індуктивна складова,

яка по фазі відрізняється від ємнісної на 180° . Сумарний струм у місці ушкодження відповідно зменшується.

Відзначимо, що за допомогою описаних методів можна лише знизити значення електричного струму, що проходить через тіло людини, і тим самим зменшити, але не попередити цілком небезпеку поразки ним.

16.3. ЗАХОДИ ЗАХИСТУ ВІД ПОРАЗКИ ЕЛЕКТРИЧНИМ СТРУМОМ

В даний час широко застосовуються загальні заходи попередження поразки електричним струмом, з яких основними є:

1. *Роз'яснювальна робота про небезпеку електричного струму і заходи боротьби з нею.*

2. *Забезпечення неприступності дотику до струмоведучих частин.* Цей захід здійснюється шляхом монтажу відкритих струмоведучих частин електроустановки на недоступній для випадкового дотику висоті.

3. *Захист від випадкового дотику до струмоведучих частин.* Цей захист забезпечується: а) закритим виконанням рудникового устаткування, тобто застосуванням оболонок (корпусів) для електричних машин і апаратів, кабельних ввідів тощо, що закривають неізольовані струмоведучі частини, і б) застосуванням блокувальних пристроїв, що перешкоджають доступу до струмоведучих частин до зняття з останніх напруги.

4. *Застосування зниженої напруги* для електроустановок найбільш небезпечних у відношенні поразки електричним струмом. До таких установок відносяться переносні електричні машини й апарати (ручні електросвердла, переносні електроосвітлювальні установки, сигнальні установки та ін.).

5. *Ізоляція неструмоведучих частин.* Цей захід здійснюється головним чином для ручного електроінструмента. Рукоятки і тильну частину електроустаткування, з якими безпосередньо стикається людина під час роботи, покривають надійним і міцним шаром ізоляції.

6. *Загальні заходи безпеки.* До них відноситься застосування ізолюючих підставок, гумових килимів та ботів, рукавичок, сигналізації та ін.

Але ці загальні заходи в загальному випадку недостатні для забезпечення безпечного застосування електричної енергії. Тому застосовуються також спеціальні заходи забезпечення безпеки.

В умовах експлуатації електроустановок поразка електричним струмом може відбутися при дотику людини: а) до відкритих струмоведучих частин електроустановок, що знаходиться під напругою, і б) до металевих корпусів або частин електроустаткування, які нормально не знаходяться під напругою, але набувають небезпечний потенціал у випадку замикання фази на корпус.

Як основний засіб захисту від небезпеки поразки струмом при дотику до корпусу, що опинився під напругою щодо землі, одержало саме широке поширення захисне заземлення електроустаткування, тобто з'єднання з землею його частин, що нормально не знаходяться під напругою.

Захист від небезпеки поразки при дотику до струмоведучих частин електроустановок, що знаходяться під напругою, здійснюється за допомогою захисно-

го відключення. Цей захід здійснює також резервний захист від небезпечних наслідків дотику до корпусу електроустаткування, що опинилось під напругою щодо землі.

16.4. ПРИЗНАЧЕННЯ ЗАХИСНОГО ЗАЗЕМЛЕННЯ

У мережі з ізольованою нейтраллю при ушкодженні ізоляції одного з провідників, що знаходяться усередині металевого корпусу, останній виявляється під напругою щодо землі. Якщо до такого корпусу доторкнеться людина, що стоїть на провідному ґрунті, а корпус виявиться ізольованим від землі, то виникаючий під дією цієї напруги струм цілком пройде через людину. Значення цього струму в загальному випадку визначиться виразом (16.9).

Якщо і корпус і людина виявляться на провідному ґрунті (рис. 16.5), повний струм замикання на землю (струм витоку) виявиться рівним

$$I = 3U_{\phi} Y \frac{y_{\phi\phi}}{3Y + y_{\phi\phi}}, \quad (16.15)$$

де y_{um} - додаткова провідність відносно землі ушкодженої фази, рівна $1/r'_{um}$, r'_{um} — опір, утворений паралельним з'єднанням опору людини R_l і перехідного опору корпусу щодо землі r_z , тобто $r'_{um} = \frac{R_l r_z}{R_l + r_z}$.

У цьому випадку струм з мережі в землю розгалужується по двох шляхах. Частина цього струму проходить через людину, що доторкнулась до корпусу, а частина йде через корпус у землю.

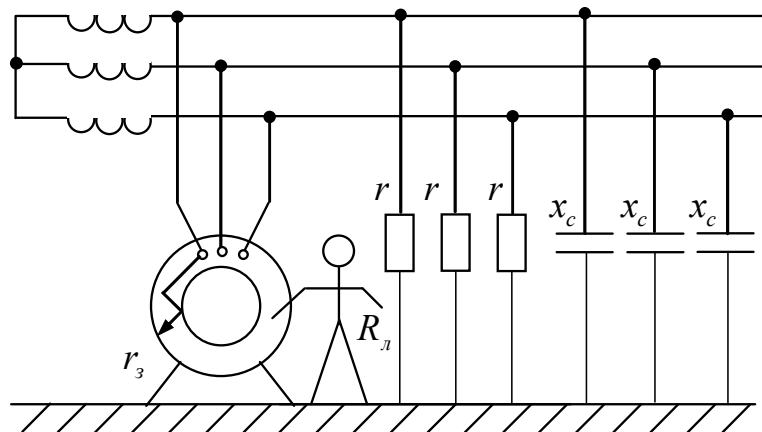


Рис. 16.5. Дотик людини до корпусу електрообладнання з пошкодженою ізоляцією

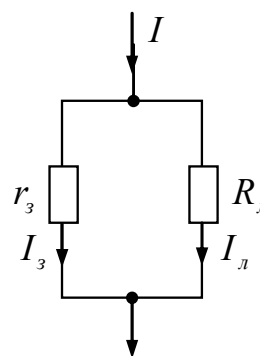


Рис. 16.6. Розподіл струмів витоку при дотику людини до заземленого корпусу електрообладнання з пошкодженою ізоляцією

При паралельному з'єднанні опору людини R_l і опору корпусу щодо землі r_z протікаючий через них струми виявляється обернено пропорційними цим опо-

рам (рис. 16.6):

$$I_3 = I \frac{R_{\text{л}}}{R_{\text{л}} + r_3}; \quad I_{\text{л}} = I \frac{r_3}{R_{\text{л}} + r_3}.$$

Якщо співвідношення значень $R_{\text{л}}$ і r_3 буде таким, що минаючи через людину частина повного струму витoku виявиться менше граничної безпечної величини $I_{\text{д.б.}}$, то дотик до корпусу буде не небезпечним. Тому для попередження небезпеки варто максимально можливо знизити значення перехідного опору корпусу щодо землі r_3 . У зв'язку з цим Правила безпеки передбачають необхідність пристрою спеціальних постійно існуючих надійних з'єднань корпусів електроустановки з землею — захисних заземлень, що знижують значення r_3 .

Оскільки при застосуванні пристроїв захисного заземлення знижується струм, що проходить через людину, напруга, під якою виявиться людина, доторкнувшись до корпусу електрообладнання, виявиться теж зниженою. При відсутності заземлення ця напруга

$$U_{\text{пр}} = IR_{\text{л}}, \quad \text{а при наявності заземлення} \quad U_{\text{пр}} \approx Ir_3.$$

16.5. СУТНІСТЬ ЗАХИСНОГО ВІДКЛЮЧЕННЯ

Захисне відключення служить основною захисною мірою від небезпеки дотику людини до струмоведучих частин електроустановки, що знаходяться під напругою. Це швидкодіючий захист, що забезпечує автоматичне відключення електроустановки при досягненні струмом через тіло людини гранично безпечного значення. Існує велика кількість схем і конструкцій пристроїв захисного відключення, заснованих на різних принципах.

Принцип роботи захисного відключення в мережі з ізольованою нейтраллю розглянемо на схемі (рис. 16.7), де пристрою захисного відключення (ПЗВ) показано в загальному вигляді, незалежно від його внутрішньої схеми.

Струм через тіло людини при його однополюсному дотику до фазного проводу електричної мережі дорівнює сумі струмів

$$i_{\text{л}} = i_{\text{у.з}} + i_{\text{с}},$$

де $i_{\text{у.з}}$ - струм, що проходить через ПЗВ; $i_{\text{с}}$ - струм мережі, що проходить через опір ізоляції і ємності мережі щодо землі.

При досягненні значення струму порогу спрацьовування (уставки) ПЗВ спрацьовує і за допомогою котушки $QF.1$ автоматичного вимикача знімає напругу з мережі. Для правильного у відношенні безпеки налаштування захисту необхідно знати залежність $i_{\text{л}} = f(i_{\text{у.з}})$. В іншому випадку відключення може відбуватися і при досягненні струму через тіло людини вище гранично припустимого.

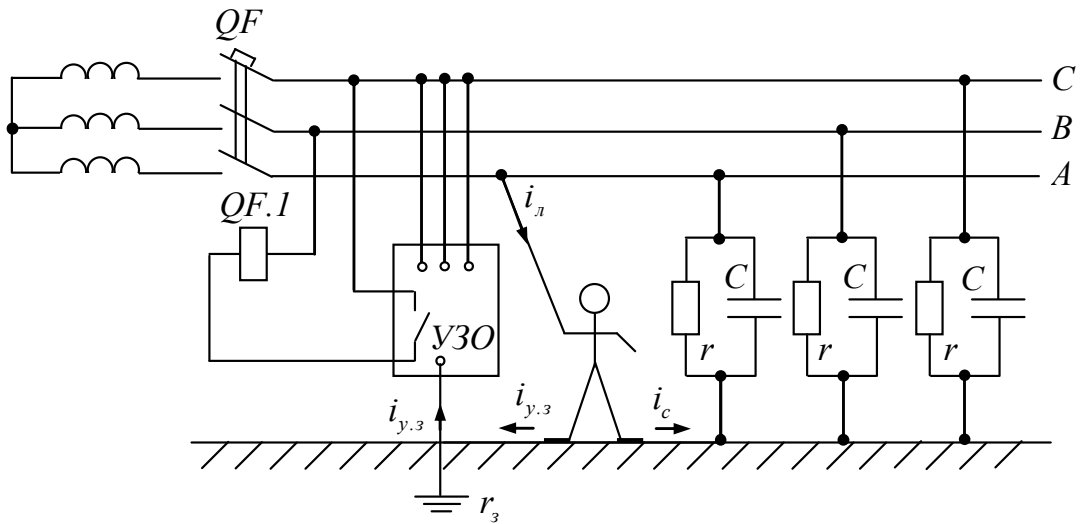


Рис. 16.7. Принципова схема захисного відключення і контролю ізоляції у мережі з ізолюваною нейтраллю

Велике значення з позицій безпеки і надійності мережі має час спрацювання ПЗВ. Необхідно мати захист із найменшим часом відключення. Час відключення складається з часу дії захисту і часу дії силового автоматичного вимикача. Для ПЗВ час відключення приймається 0,1—0,2 с. Це значить, що відключення аварійної ділянки або мережі в цілому повинно здійснюватися за час не більш 0,1- 0,2 с.

Захисне відключення можна застосовувати як єдину міру захисту, так і основну разом з додатковим заземленням або зануленням. Більш високі вимоги повинні пред'являтися до тих пристроїв захисного відключення, що використовуються як єдина міра захисту. У таких пристроях необхідний самоконтроль для запобігання роботі електроустановки при несправному захисному відключенні.

Аналогічно реагує пристрій захисного відключення і на зниження загального активного опору ізоляції мережі щодо землі:

$$r_{\Sigma} = \frac{r_A \cdot r_B \cdot r_C}{r_A r_B + r_B r_C + r_C r_A}.$$

При цьому струм уставки представляє функцію цього опору, тобто $i_{y.з} = f(r_{\Sigma})$. Наявний у пристрої кілоомметр вимірює загальний активний опір ізоляції мережі щодо землі.

Опір, при якому повинно спрацювати ПЗВ (опір уставки), може бути визначений з рівняння

$$r_y = \frac{r_{кр} r_l}{3r_l + r_{кр}},$$

де $r_{кр}$ — критичний опір ізоляції, при якому струм через тіло людини при його

однополюсному дотику не перевищить гранично безпечний струм; $r_{\text{л}}$ — опір людини.

Основний недолік розглянутого принципу ПЗВ — неселективне відключення електроустановки як при однополюсному дотику людини, так і при зниженні загального активного опору ізоляції мережі щодо землі.

У системах електропостачання з глухо заземленою нейтраллю використовують ПЗВ, засновані на застосуванні фільтрів струму нульової послідовності. Їхня основна перевага — можливість селективного відключення електроустановки, до струмоведучої частини якої випадково доторкнулася людина.

16.6. ЗАНУЛЕННЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

Зануленням називається навмисне з'єднання неструмоведучих частин електроустановки, що випадково можуть виявитися під напругою, із глухо заземленою нейтраллю джерела живлення за допомогою нульового проводу. Занулення застосовується в мережах напругою до 1000 В. Корпуси електроустаткування при зануленні з'єднують не з заземлювачами, а з нульовим проводом (рис. 16.8, а).

При ушкодженні ізоляції (пробій на корпус) виникає струм К.З., здатний забезпечити спрацьовування захисту і, отже, автоматичне відключення ушкодженої установки від живильної мережі. Як апарати захисту застосовують плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі, магнітні пускачі та ін. Основна вимога ПУЕ до пристрою занулень — забезпечити значення струму, що викликає надійне спрацьовування захисних пристроїв з наступним відключенням аварійної ділянки мережі. Для цього необхідно, щоб струм К.З.

$$I_{\text{к}} \succ k I_{\text{ном}},$$

де $I_{\text{ном}}$ - номінальний струм плавкої вставки або струм уставки розчіплювача автоматичного вимикача; k — коефіцієнт, прийнятий у залежності від типу захисного пристрою (при захисті плавкими вставками або автоматичними вимикачами, що мають розчіплювачі з обернено залежною від струму характеристикою, $k = 3$).

При замиканні на занулений корпус струм проходить через опори: фази трансформатора Z_{T} , фазного проводу $Z_{\text{ф}}$ і нульового проводу Z_{H} . Комплекс струму визначається фазною ЕРС трансформатора $\dot{E}$ і повним опором кола К.З.:

$$\dot{I}_{\text{е}} = \frac{\dot{E}}{Z_{\text{о}} + Z_{\text{ф}} + Z_{\text{і}}}. \quad (16.16)$$

З вираження (16.16) можна знайти діюче значення струму. Приймавши $E = 1,05 U_{\text{ф}}$, одержимо

$$I_{\kappa} = \frac{1,05U_{\phi}}{\sqrt{(r_{\phi} + r_n + r_T)^2 + (X_{\phi} + X_n + X_T)^2}}, \quad (16.17)$$

де r_{ϕ} , r_n — активний опір відповідно фазного і нульового проводів; r_T — активний опір однієї фази трансформатора; X_{ϕ} , X_n — індуктивний опір відповідно фазного і нульового проводів; X_T — індуктивний опір розсіювання трансформатора.

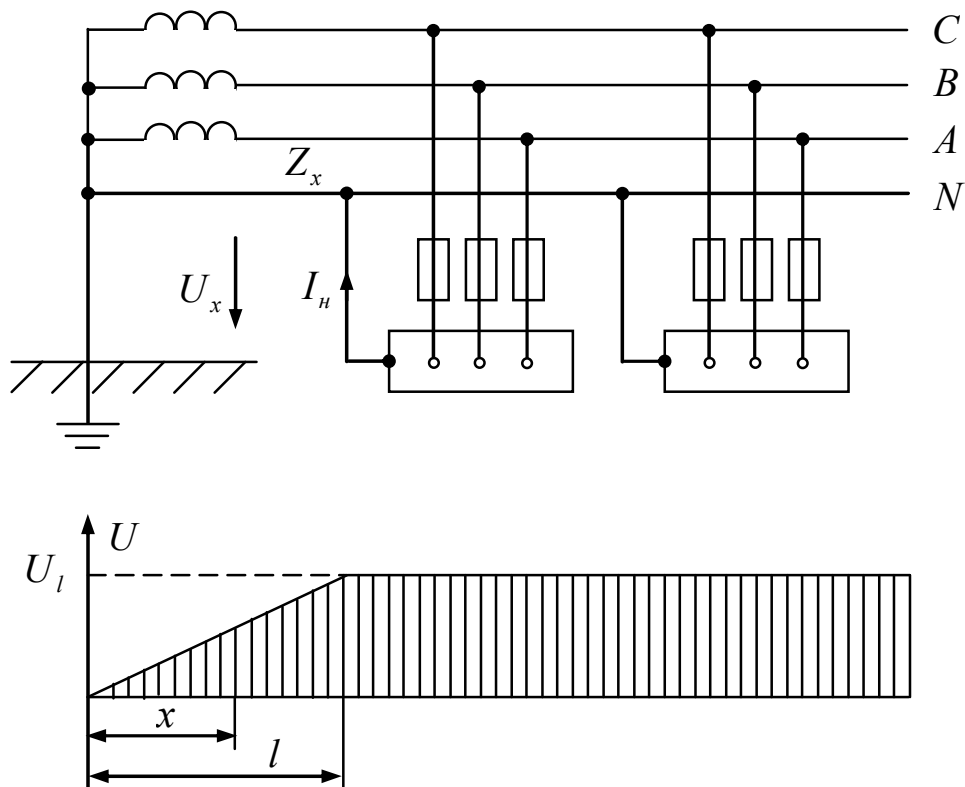


Рис. 16.8. Принципова схема занулення електрообладнання в мережі с заземленою нейтраллю (а) і діаграма напруги відносно землі на нульовому проводі (б)

При проходженні струму к.з. на занулених корпусах устаткування виникає напруга щодо землі, що у місці к.з. складає

$$U_l = I_{\kappa} \sqrt{r_n^2 + X_n^2} = I_{\kappa} Z_n.$$

На рис. 16.8, б показана діаграма напруги щодо землі на нульовому проводі, а, отже, і на зануленому устаткуванні при проходженні струму К.З. Напруга на відстані x від заземлювача нейтралі

$$U_x = I_\kappa Z_x.$$

В окремому випадку, коли індуктивними опорами зневажаємо, а $r_\phi/r_n = 0,5$ і $U_\phi = 220$ В, одержимо

$$U_l = \frac{U_\phi}{1 + r_\phi/r_n} = \frac{220}{1 + 0,5} = 145 \text{ В.}$$

З наведеного прикладу випливає, що під час проходження струму К.З. на корпусах зануленого устаткування можуть виникати значні потенціали щодо землі. Тому швидке відключення ушкодженого устаткування — основна вимога до системи занулення у відношенні безпеки експлуатації.

Для повітряних мереж ПУЕ рекомендують багаторазово заземлювати нульовий провід, оскільки в цих мережах, на відміну від кабельних, можливий обрив нульового проводу. На рис. 16.9,а показана схема мережі з одним повторним заземленням нейтралі. Діаграма напруги на нульовому проводі при одному повторному заземленні з опором r_n (рис. 16.9, б) побудована по рівнянню

$$U_x = \frac{I_\kappa}{r_3 + r_n + r_n} [(r_3 + r_n)r_x - r_3 r_n].$$

При $x = 0$ ($r_x = 0$)

$$U_{x=0} = -I_\kappa \frac{r_3 r_n}{r_3 + r_n + r_n}.$$

При $x = l$ ($r_x = r_n$)

$$U_{x=l} = I_\kappa \frac{r_n r_n}{r_3 + r_n + r_n}.$$

При обриві нульового проводу ($r_n = \infty$) напруга в місці замикання

$$U_l = I_\kappa r_n.$$

Отже, пристрій повторних заземлень дозволяє знижувати напругу на корпусах устаткування при обриві нульового проводу.

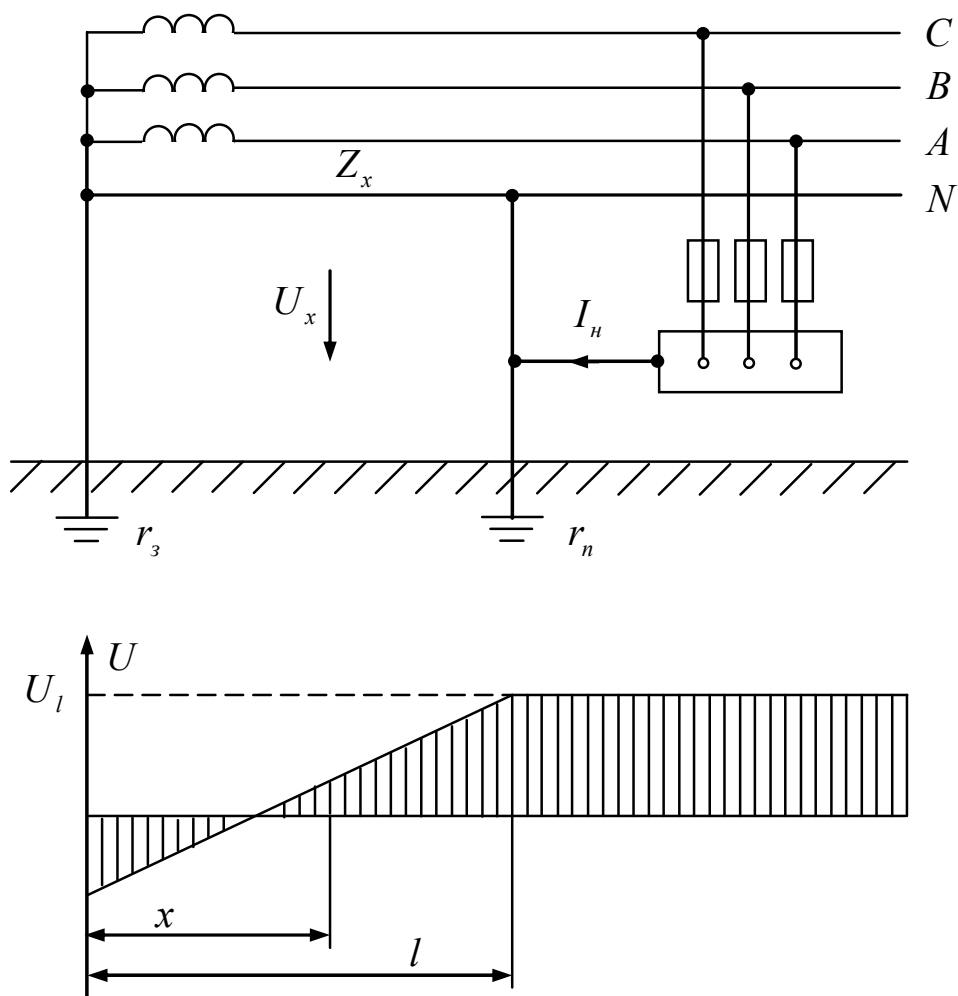


Рис. 16.9. Схема мережі з одним повторним заземленням нейтралі (а) і діаграма напруги щодо землі на нульовому проводі (б)

Згідно ПУЕ опір пристроїв, що заземлюють, кожного з повторних заземлень не повинен перевищувати 10 Ом, при цьому для кожної електроустановки необхідно споруджувати не менш трьох повторних заземлень.

Основні недоліки захисного занулення:

- занулення сприяє виносу потенціалу по нульовому провіднику на неушкоджене устаткування, що приводить до розширення небезпечної зони;
- відносно великий час спрацьовування апаратів захисту приводить до підвищеної небезпеки на цей час;
- відмовлення в роботі при обриві нульового проводу;
- при витдаленіх від джерела точках замикання струм К.З. може виявитися недостатнім для спрацьовування апаратів захисту, унаслідок чого створюється підвищена небезпека експлуатації.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. У чому суть захисту від ураження електричним струмом за допомогою захисного заземлення ?
2. У чому суть захисту від ураження людини електричним струмом за допомогою захисного вимикання ?
3. В чому суть виконання захисного вимикання?
4. Які основні вимоги до пристроїв захисного вимикання?
5. Від яких чинників залежить тяжкість електротравми?
6. Як класифікується електричний струм по ступеню дії на людину?
7. Як впливають параметри ізоляції мережі на струм через людину в мережах з різними режимами нейтралі?
8. З якою метою проводиться компенсація складової ємності струму замикання на землю?
9. Який режим настройки компенсуючого пристрою є найсприятливішим для електробезпеки?
10. Мережі з яким режимом нейтралі менш небезпечні при безпосередньому дотику людини до струмоведучих частин?

Теми рефератів

1. Методи та засоби захисту людини від ураження електричним струмом.
2. Небезпека електричного струму для людини.
3. Вплив параметрів ізоляції мережі і режиму нейтралі на умови електробезпеки.

17. ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

17.1. НОРМУВАННЯ І ПЛАНУВАННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

Показники норм витрати є вихідними даними для визначення загального обсягу споживання електроенергії. Нормуванню підлягає уся витрата електроенергії по підприємству, як на основних, так і на допоміжних і підсобних виробництвах. Нормування електроспоживання дозволяє визначити планову витрату електроенергії на виробництво одиниці продукції. Норми питомої витрати електроенергії встановлюються на підставі техніко-економічного розрахунку і, як правило, відображають максимально припустиму витрату електроенергії на виробництво одиниці продукції (або обсягу роботи) установленої якості.

Під питомою нормою витрати розуміється об'єктивно необхідна витрата електроенергії на виробництво одиниці продукції або обсягу роботи, обумовлений організацією і технологією процесу виробництва, рівнем застосовуваного технологічного й енергетичного устаткування, а також технічним станом і режимом роботи виробничого устаткування. Норми витрати електроенергії на підприємстві і заявленій максимальній потужності є непостійними, вони повинні змінюватися, відображаючи науково-технічний прогрес у виробництві і забезпечуючи найбільш ефективне і раціональне використання електроенергії.

Одним з основних заходів щодо нормування витрати електроенергії є організація постійного контролю за фактичною витратою електроенергії на виробництво, що здійснюється по приладам (системам) обліку. Системи розрахункового обліку для розрахунку з енергопостачальною організацією і технічним обліком на виробництві дають можливість забезпечити постійний контроль за нормами витрати електроенергії. Планова витрата електроенергії визначається множенням планової питомої норми витрати (технологічної, загальноцехової, загальнозаводської) на фактичний обсяг випущеної продукції по агрегату, цеху, заводу, підприємству за звітний період (місяць, квартал, рік).

Планова витрата електроенергії в загальному виді

$$W_{nl} = \omega_{nl} Q_{\phi}, \quad (17.1)$$

де ω_{nl} — планова питома норма витрати електроенергії; Q_{ϕ} — фактичний обсяг продукції.

Економія електроенергії або її перевитрата E (у відносних одиницях) визначається як різниця між плановим установленим споживанням і фактичним W_{ϕ} , визначеним по приладам обліку електроенергії:

$$E = \frac{W_{nl} - W_{\phi}}{W_{nl}}. \quad (17.2)$$

Фактична питома норма витрати електроенергії

$$\omega_{\phi} = W_{\phi}/Q_{\phi}.$$

Для своєчасного й ефективного регулювання максимальної потужності підприємство повинне бути оснащено системою контролю і впливу на максимум навантаження за відрізок часу менш 30 хв (з метою відбудування від пускових режимів рекомендуються 1 - 5-хвилинні інтервали, великі на початку контрольованого періоду, і менші — наприкінці).

Обумовлена нормативами 30-хвилинна потужність промислового підприємства є базовою для планування організаційно-технічних заходів, спрямованих на зниження максимальної потужності в години максимуму навантаження енергосистеми і визначення електричної потужності споживачів-регуляторів.

Оптимізація режимів електроспоживання досягається в результаті рішення задач, основними з яких є: регулювання режимів споживання активних і реактивних потужностей; нормування електроенергії; планування електроспоживання з дотриманням планових лімітів; організація обліку і тарифікації електроенергії.

17.2. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ І КОНТРОЛЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Основні вимоги, пропоновані до обліку електроенергії, регламентовані Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ). Вони рекомендують два види обліку електроенергії:

- розрахунковий (комерційний), що фіксує вироблену і відпущену електроенергію для визначення її вартості;
- технічний (внутрішньозаводський), що контролює витрату електроенергії споживачами, наприклад промисловим підприємством.

Відповідно до цього прилади обліку (лічильники) електроенергії поділяються на розрахункові і технічні. При потужності споживача понад 750 кВ·А установка автоматизованої системи обліку активної і реактивної електроенергії є обов'язковою умовою при наявності двох і більш пунктів обліку, що характерно для більшості промислових підприємств. Відповідно до ПУЕ необхідно передбачати установку приладів технічного обліку в госпрозрахункових підрозділах, на технологічних лініях, енергоємних агрегатах для розрахунку питомих норм витрати електроенергії.

Юридичні взаємини, що оформлюються договором між енергопостачальною організацією і споживачем, визначаються Правилами користування електричною і тепловою енергією. Відповідно до договору споживач зобов'язаний забезпечити облік електроенергії, регулювати добовий графік навантаження, дотримуючись режиму електроспоживання, не перевищувати питомі норми витрати електроенергії на одиницю продукції. Економії електроенергії сприяє розробка відповідних організаційно-технічних заходів, реалізованих споживачем. При дефіциті електричної потужності й енергії в енергосистемі необхідно на виробництві вводити графіки обмежень і відключень, виконання яких обов'язково для споживача. Показники витрати електроенергії по розрахункових періодах і питомих нормах, графіки споживання активної і реактивної потужності

за характерний робочий зимовий і літній дні, витрату за добу і кожні 30 хв. під час максимуму навантаження енергосистеми й інших даних фіксуються в звітних формах споживачем і енергопостачальною організацією.

Перевищення споживачем витрати електроенергії, порушення режиму електроспоживання, зміна схем обліку електроенергії, завищення осередненої за 30 хв потужності над встановленою в години максимуму навантаження енергосистеми й інших порушень надають право енергопостачальній організації знизити, а в окремих випадках і припинити подачу електроенергії.

Розрахунки за користування електроенергією здійснюють відповідно до преїскуранта. При потужності споживача до 750 кВт·А розрахунки здійснюють по одноставочному тарифу, що враховує плату за 1 кВт·год відпущеної споживачу активної електроенергії. Споживачі з приєднаною потужністю понад 750 кВт·А розраховуються з енергопостачальною організацією по двоставочному тарифу, що передбачає основну ставку річної плати за 1 кВт заявленої максимальної потужності в період максимуму навантаження енергосистеми і додаткову ставку за 1 кВт·год відпущеної активної електроенергії. Це в значній мірі визначило необхідність створення систем обліку, контролю і регулювання електроспоживання.

Крім основної і додаткової ставки тарифи на електроенергію можуть бути диференційовані також по зонах добового графіка навантаження при наявності у споживача спеціальних приладів обліку. Години роботи споживачів-регуляторів поза межами максимуму навантаження енергосистеми за узгодженням з енергопостачальною організацією враховуються тільки додатковою ставкою двоставочного тарифу.

Умови оплати за компенсацію реактивної потужності в електроустановках споживачів регламентуються шкалою знижок і надбавок до тарифу на електроенергію. За підвищене фактичне споживання реактивної потужності в порівнянні з заданим енергопостачальною організацією в години максимуму активного навантаження енергосистеми передбачається надбавка до оплати за електроенергію. Також передбачаються надбавки або знижки до тарифу за дотримання заданого режиму роботи пристроїв, що компенсують, у години мінімуму активного навантаження енергосистеми. Надбавка або знижка за компенсацію реактивної потужності відноситься як до заявленої потужності, так і до спожитої електроенергії.

Виходячи з ПУЕ, преїскуранта і досвіду експлуатації приладів розрахункового і технічного обліку можна сформулювати вимоги до складу функцій, що повинні бути реалізовані в системах обліку електроенергії. Крім функцій обліку електроенергії ряд автоматизованих систем здійснює також і прогнозування графіка навантаження, керування споживачами-регуляторами, формування графічної і табличної звітності. У зв'язку з цим можливості систем доцільно розглядати по групах функцій.

Функції обліку електроенергії:

- витрата активної і реактивної електроенергії по розрахункових періодах;
- витрата електроенергії за добу і кожні 30 хв. під час максимуму навантаження енергосистеми;

- диференційований облік по зонах добового графіка навантаження;
- визначення фактичної максимальної активної потужності;
- визначення фактичного споживання реактивної потужності в години максимуму навантаження енергосистеми;
- визначення фактичного споживання реактивної потужності в години мінімуму навантаження енергосистеми;
- технічний облік електроенергії по госпрозрахункових підрозділах.

Функції керування електроспоживанням:

- контроль нормованих показників;
- прогнозування активної і реактивної потужності;
- керування в інформаційно-радіо режимі;
- пряме керування споживачами-регуляторами;
- регулювання добового графіка навантаження;
- виконання графіків обмежень і відключень.

Функції документування повідомлень:

- реєстрація графіків навантаження в графічній формі;
- реєстрація графіків навантаження в табличній формі;
- роздрукування звітних документів.

Функції зв'язку з оператором:

- індикація необхідної інформації з виклику й автоматично;
- забезпечення роботи в режимі діалогу.

Функції обліку, за винятком технічного обліку електроенергії по госпрозрахункових підрозділах, відносяться до розрахункового обліку за електроенергією. Функції керування електроспоживанням і зв'язку з оператором реалізуються на підставі даних обліку витрати електроенергії і можуть бути задіяні при організації як розрахункового, так і технічного обліку.

Системи повинні мати визначені додаткові характеристики, у тому числі: ієрархічну модульну структуру; сучасне апаратне виконання; використання існуючого парку приладів обліку шляхом вбудовування в них датчиків; наявність блоків, вільно програмувальних за умовами тарифів і алгоритмів обробки інформації про електроспоживання; пристрої сполучення із системами аналогічного призначення; ущільнені канали зв'язку; канали зв'язку на основі загальнопромислової недефіцитної кабельної продукції; високу перешкодозахищеність; елементи діагностики каналів зв'язку.

Неавтоматизовані методи обліку витрати електроенергії і керування електроспоживанням вимагають значного часу для знімання показань приладів обліку, що приводить до істотної погрішності при визначенні 30-хвилинної сполученої потужності й інших інтегральних значень.

Комплексний підхід до рішення питань керування електроспоживанням і застосування математичних методів і сучасних засобів цифрової обчислювальної техніки дозволили реалізувати ряд апаратних і програмних принципів, спрямованих на створення систем контролю, обліку і керування електроспоживанням (охоплюючий повний склад необхідних функцій) і, загалом, на економічне й ефективне енерговикористання.

17.3. ЗАДАЧА РАЦІОНАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ДОБОВОГО ГРАФІКА АКТИВНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Електричне навантаження енергосистем по величині і змінам у часі залежить головним чином від суми навантажень промислових підприємств. Показаний як приклад на рис. 17.1 добовий графік навантаження об'єднаної енергосистеми, має явно виражені ранковий і вечірній максимуми і зону зниження навантаження на 2—3 год. у середині дня і глибокий провал навантаження протягом 6—7 год. уночі. Навантаження вночі складає лише 50—60% P_{max} . Причинами підвищення нерівномірності графіків навантаження енергосистем є, зокрема, розвантаження і ліквідація нічних змін і перехід багатьох промислових підприємств на однозмінну роботу при одночасному збільшенні обсягу виробництва за рахунок більш повного завантаження денних змін.

Графіки навантаження енергосистем можуть бути істотно вирівняні шляхом регулювання добових графіків навантаження промислових підприємств. Якби графік навантаження (рис. 17.1) був гранично вирівняний, то навантаження енергосистеми в будь-який час доби дорівнювало б її середній величині $P_{сер}$, обчисленої для реального графіка, при цьому максимальне навантаження системи знизилося б на 17 % P_{max} . Відповідно знизилася б необхідна потужність електростанцій і капітальні витрати на енергетику. Практично досяжним вважається зниження вечірнього максимуму навантаження на 7—9 % P_{max} і ранкового максимуму на 3 % за рахунок підвищення навантаження в непікові години на 2—3 %. Це забезпечує досить велику економію капітальних витрат в енергосистемі завдяки можливості скорочення введення нових потужностей на електростанціях на величину (рис. 17.1)

$$\delta P_{max} = P_{max} - P'_{max}.$$

Крім того, вирівнювання графіка навантаження електростанцій приводить до зменшення питомої витрати палива і до підвищення терміну служби основного устаткування електростанцій. Частину одержуваної в енергосистемах економії необхідно затратити на здійснення заходів щодо вирівнювання навантаження промислових підприємств.

Зниження навантаження підприємств можна одержати за рахунок проведення організаційних і технічних заходів, однак їхнє виконання зв'язане з додатковими витратами трудових ресурсів і матеріальних засобів. Тому необхідно забезпечити матеріальну зацікавленість підприємств у розвантаженні енергосистеми в години її максимумів. Цій меті служать двоставочний тариф на електроенергію, його диференціювання за часом доби, а також знижки і надбавки за режим реактивної потужності.

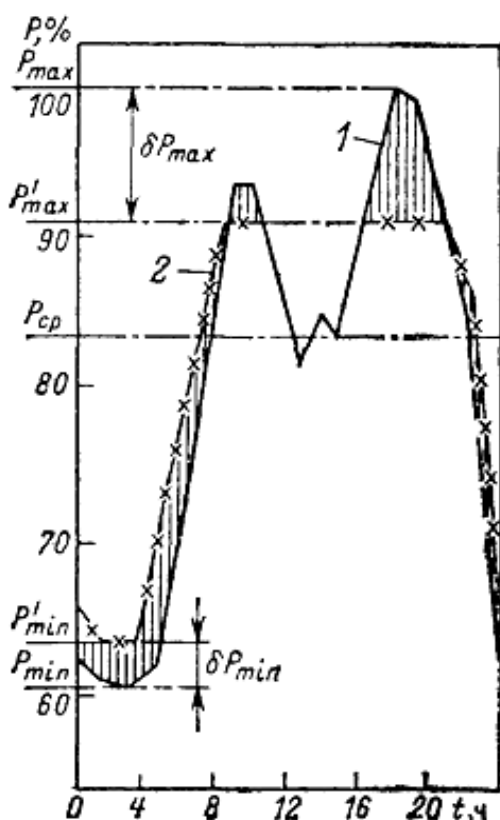


Рис. 17.1. Вирівнювання графіка навантаження промислового підприємства:
 1 — вихідний графік навантаження;
 2 — вирівняний графік навантаження, якому можна одержати, прийнявши заходу для регулювання електроспоживання промислового підприємства

Керування електроспожитванням на основі договірної і своєчасної інформації забезпечує вирівнювання добового графіка навантаження, що має на більшості промислових підприємств ранковий і вечірній піки. Регламентовані по кварталах години максимуму вказуються в договорі між промисловим підприємством і енергопостачальною організацією і визначають оплату за електроенергію.

З народногосподарських позицій необхідно прагнути до такого регулювання потужності в системах електропостачання, при якому виходить мінімум сумарних витрат на виробництво і споживання електроенергії без обмежень у її споживанні. Народногосподарський ефект виходить у результаті зменшення капіталовкладень і експлуатаційних витрат в електричні станції і мережі енергосистем унаслідок зниження встановленої потужності електростанцій і підвищення терміну служби і надійності роботи основного устаткування електростанцій завдяки зменшенню числа пусків і остановів агрегатів при вирівняному графіку навантаження.

Організаційні і технічні заходи щодо регулювання активної потужності на промислових підприємствах досить різноманітні, однак є група заходів, що може бути узагальнена для різних галузей.

Організація ремонтів енергоємних електроприймачів у години максимуму навантаження енергосистеми. Ревізії, поточний ремонт, технічне обслуговування заводських електроприймачів варто проводити в години проходження максимуму навантаження енергосистеми. Тривалі ремонти варто планувати на період осінньо-зимового максимуму. Це дозволить розвантажити систему під час найбільшого навантаження, на яку і приходить розраховувати встановлену потужність електростанцій і районних електричних мереж.

Використання резервних агрегатів для створення запасу проміжного продукту в години зниженого навантаження дозволяє зупинити частину або всі агрегати на час максимуму навантаження системи. Наприклад, насоси наповняють резервуари, ємність яких дорівнює 3—4-годинній витраті води. Якщо наповнити їх до настання максимуму навантаження в системі, то можна відключити всі насоси на час максимуму. При наявності резервних зарядних агрегатів для акумуляторних машин і механізмів можна уникнути зарядки виряджених акумуляторів у годинник максимуму навантаження й одержати значний ефект від регулювання потужності зарядних станцій.

Зміна ходу технологічного процесу може дати значний ефект регулювання потужності на енергоємних підприємствах. Так, на машинобудівних і приладобудівних заводах можна робити переключення індукційних установок і термопечей у режим підігріву на час максимуму навантаження. Синхронізацією режиму групи сталеплавильних печей можна пристосувати завантаження печей або інші стадії процесу зі зниженим навантаженням до періоду максимуму навантаження системи.

Установка додаткових агрегатів і монтаж додаткових ємностей промислового продукту — досить діючий захід для регулювання потужності на промпідприємствах. Установка додаткових млинів на цементних заводах, компресорів на машинобудівних заводах, на кисневих станціях, додаткових ємностей промислового продукту дозволяє істотно знизити навантаження підприємств у години максимуму системи ціною додаткових капіталовкладень у технічне забезпечення.

Для оцінки економічного ефекту вирівнювання графіка навантаження енергосистеми за рахунок регулювання споживання активної потужності промисловими електроустановками необхідно порівняти одержувану при цьому економію витрат в енергосистемі Z_{eo} з додатковими витратами на підприємствах, необхідними для забезпечення цього регулювання Z_n . Їхня різниця складе народногосподарський ефект Z_{nx} від вирівнювання графіка навантаження.

$$C_{ai} - C_i = C_{io}$$

17.4. РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПРИ ДЕФІЦІТІ ПОТУЖНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Дефіцит потужності ΔP в енергосистемі може виникнути раптово внаслідок аварії з відключенням генераторів електростанцій або могутніх міжсистемних ліній електропередачі, що несуть велике навантаження. З моменту виникнення дефіциту потужності починається зниження частоти, тому що порушено баланс потужності, генеруємої і споживаної в енергосистемі.

Залежність частоти f від небалансу потужності ΔP описується рівнянням відносного руху ротора еквівалентного генератора

$$\Delta P = T_J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_J \frac{df}{dt}, \quad (17.3)$$

де T_J - постійна інерції еквівалентного генератора; δ - кут вибігу ротора; ΔP - небаланс потужності; $d^2 \delta / dt^2 = df / dt$ - прискорення (уповільнення) руху ротора, тобто зміна частоти його обертання в часі.

Звідси одержуємо залежність частоти в системі від небалансу ΔP :

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{T_J} \quad \text{або} \quad df = \frac{\Delta P}{T_J dt}. \quad (17.4)$$

Чим більше дефіцит генеруємої потужності в системі, тим швидше знижується частота. Для усунення небалансу потужності ΔP необхідно або зменшити навантаження системи шляхом відключення частини споживачів або збільшити генерацію шляхом введення резерву потужності на електростанціях.

На рис. 17.2 крива 1 показує зниження частоти в часі при відсутності резерву потужності в енергосистемі, крива 2 — при наявності недостатнього резерву, коли баланс потужності наступив при частоті 45,3 Гц. Крива 3 показує зниження частоти і наступне її відновлення після введення достатнього резерву потужності до нормального рівня 50 Гц, а короткочасне зниження частоти обумовлене запізнюванням введення резерву. Крива 4 показує зміну частоти при дефіциті потужності ΔP автоматичним відключенням частини навантаження системи від дії автоматичного частотного розвантаження (АЧР) $\Delta P_{ач}$, причому $\Delta P > \Delta P_{ачр}$, тому частота "зависає" на рівні 46,6 Гц.

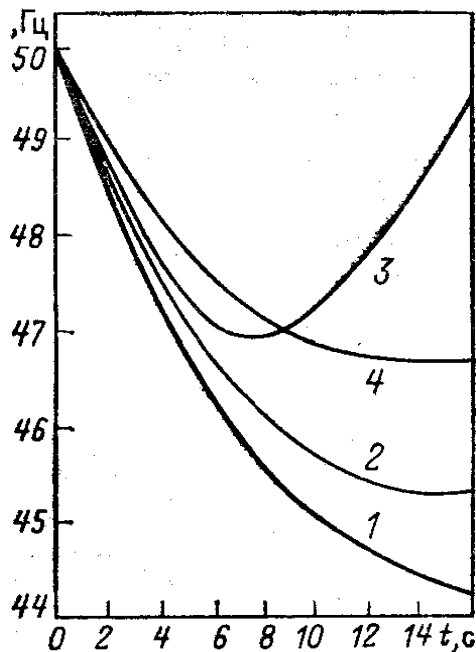


Рис. 17.2. Зміна частоти в енергосистемі при виникненні дефіциту активної потужності

Відновлення балансу потужності в системі відключенням частини навантаження виробляється або автоматично — дією АЧР, або вручну по спеціальному заздалегідь розробленому аварійному графіку. Відключення навантаження на підприємствах виробляється чергами. У

першу чергу відключаються споживачі III категорії при частоті 48,5 — 48,0 Гц. При подальшому зниженні частоти спрацьовує наступна черга АЧР, що відключає частину споживачів II категорії, потім 3-я черга і т.д. до відновлення нормальної частоти. Усього від дії АЧР може відключатися до 30—40 % навантаження системи.

Якщо енергосистема має у своєму розпорядженні резерв потужності, що вводиться після дії АЧР досить швидко, то для прискореного відновлення живлення відключених АЧР навантажень ефективно застосування частотного автоматичного повторного включення (ЧАПВ), що поступово чергами (у порядку, зворотному відключенню від АЧР) включає споживачі в роботу.

Аварійне розвантаження енергосистеми персоналом підприємств вручну за графіком є корисним доповненням до АЧР. При недоліку включеного резерву потужності в енергосистемі (див. криві 2 і 4 на рис. 17.2) відбувається "зависання" частоти на низькому рівні, причому наступна черга АЧР може не спрацювати, тому що стала частота перевищує уставку спрацьовування. Відключенням споживачів за графіком частота відновлюється. Крім того, відключення споживачів за графіком застосовується при неприпустимому зниженні напруги у вузлових точках мережі, небезпечному по статичній стійкості навантаження. Розвантаження системи дією АЧР і за аварійним графіком проводиться в основному за рахунок промислових підприємств. Тому при проектуванні їхніх систем електропостачання, необхідно приймати, що відключаються від дії АЧР і за аварійним графіком, групувати на окремих трансформаторних підстанціях, що мають пристрої АЧР або включені в аварійний графік.

Дія й установка АЧР повинні бути погоджені з АВР. У протилежному випадку живлення навантаження, відключеної АЧР, буде відновлено дією АВР від іншого джерела живлення, і аварійне розвантаження системи не відбудеться.

17.5. ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ПРОМИСЛОВИХ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Для економії електроенергії в промислових установках застосовуються інтенсифікація й упорядкування технологічних процесів, підвищення ККД енергетичних установок, зниження втрат електроенергії.

Компресорні установки. Використовуються наступні загальні способи скорочення витрат електроенергії на забезпечення виробництва стисненого повітря:

- широке упровадження виробництва стиснутого повітря компресорами з приводом від парової турбіни (турбокомпресорами) замість компресорів з електроприводом. При цьому стиснене повітря виробляється за рахунок енергії пари;

- охолодження повітря. Чим нижче температура повітря, що надходить у компресор, тим менше витрата електроенергії на виробництво стиснутого повітря. Але тим більше витрата води на охолодження повітря перед компресорами, на одержання якої теж витрачається електроенергія. Тому повинно бути знайдене оптимальне співвідношення температури повітря і витрати охолоджуючої

води;

- заміна пневматичного ручного інструмента електричним. Коефіцієнт корисної дії пневматичного ручного інструмента складає 2,5—11 %. Застосування електричного інструмента замість пневматичного дає скорочення витрати електроенергії приблизно в 8—10 разів завдяки більш високому ККД;

- скорочення витоків стиснутого повітря. Витокам стиснутого повітря через нещільності в кранах, на стиках повітропроводів, через нещільності між циліндром і поршнем пропорційні втраті електроенергії на вироблення рівної кількості стиснутого повітря.

Насосні станції. Вода для виробничих і господарсько-побутових потреб необхідна на кожному виробництві. Економія електроенергії на водопостачання забезпечується вибором оптимального тиску у водопроводі (залежного від висоти підйому), залежить від витрати води і її температури. В охолоджуваній водою установках повинна підтримуватися задана температура. Тому для економії води потрібні автоматичні терморегулятори, що різко скорочують витрату води.

Вентиляційні установки. Витрата електроенергії вентиляційними установками на багатьох виробництвах досить значна. З метою економії електроенергії необхідно забезпечити своєчасне включення — відключення вентиляції, регулювання шибєрів (засувки) на повітропроводах, блокування роботи теплової завіси з відкриванням і закриванням воріт. Важливим заходом щодо економії електроенергії, наприклад, на шахтах є упорядкування роботи головних вентиляційних пристроїв. Кількість споживаної електроенергії залежить від зміни еквівалентного отвору і, отже, від довжини підземних виробок, їхнього перетину, кріплення. Економія електроенергії може бути досягнута за рахунок вибору схеми вентиляційних шляхів, чищення вентиляційних виробок, очищення їх від непотрібного устаткування, скорочення шляху надходження повітря для провітрювання, ліквідації підсмоктувань повітря через бетонні стінки і т.д.

Освітлювальні установки. Витрата електроенергії на електроосвітлення складає 5—15 % загального електроспоживання промисловими підприємствами. Економія електроенергії на освітлення досягається правильними вибором світильників, регулюванням напруги в освітлювальній електромережі, скороченням тривалості горіння ламп протягом доби. Основні заходи щодо підвищення економічності електроосвітлення виробничих приміщень:

- застосування газорозрядних ламп (люмінесцентних і дугових ртутних) для електричного освітлення промислових цехів і приміщень. Люмінесцентні лампи і дугові ртутні лампи (ДЛР) дають світловий потік у 3—4 рази перевищує світловий потік ламп накаливання рівної потужності.

- вибір освітлювальної арматури, конструкція якої в значній мірі (від 0,4 до 0,8) впливають на ККД світильників і отже на витрату електроенергії;

- скорочення тривалості горіння і числа включених ламп, що досягається поліпшенням використання природного світла;

- скорочення тривалості горіння ламп зовнішнього освітлення завдяки автоматизації включення і відключення зовнішнього освітлення.

Одним з напрямків економії електроенергії в промислових установках є

зниження втрат електроенергії в елементах системи електропостачання: у силових трансформаторах усіх ступіней напруги, у лініях електричної мережі, у реакторах, в установках компенсації реактивної потужності. Великі і різнобічні можливості економії електроенергії реалізуються заходами, які можна підрозділити на конструктивні й експлуатаційні.

До конструктивних заходів відносяться: заміна декількох трансформаторів більш потужними; заміна раніше обраних проводів ЛЕП проводами більшого перетину; установка компенсуючих пристроїв (КП) реактивної потужності біля електроприймачів для розвантаження мережі від реактивної потужності і для підвищення рівнів напруги; переведення мереж на наступні ступені номінальної напруги - 380 на 660 В, 6 на 10 кВ, 10 на 20 кВ.

Експлуатаційні заходи щодо зниження втрат електроенергії, як заходи, які не потребують додаткових капіталовкладень, повинні здійснюватися в першу чергу. В елементах мереж внутрішнього електропостачання для економії електроенергії в процесі їх експлуатації необхідно забезпечувати рівномірність завантаження обох кіл живильної мережі (трансформаторів і ліній зовнішнього електропостачання) своєчасним перерозподілом навантаження між секціями; своєчасним відключенням мало завантажених трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій для зменшення втрат у сталі; максимально можливим підвищенням рівня експлуатаційної напруги (крім освітлювального навантаження); усунення розходження напруги на секціях розподільної мережі; своєчасне включення і відключення пристроїв компенсації реактивних навантажень і т.п.

Одним з найважливіших заходів економії електроенергії в мережах є підвищення рівня експлуатаційної напруги до максимально припустимого рівня (до $1,05 U_{ном}$). Підвищення напруги в мережі приводить до зниження втрат потужності пропорційно квадратові напруги в струмоведучих частинах. Але підвищення напруги приводить до зростання втрат у сталі електричних машин і до збільшення споживання активної і реактивної потужності. По статичним харак-

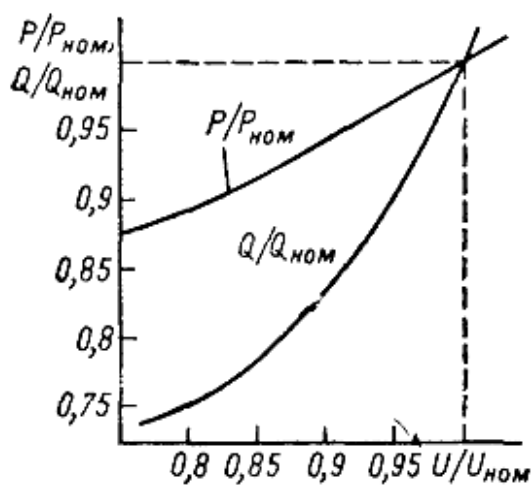


Рис. 17.3. Статичні характеристики залежності активного і реактивного навантажень у системі від напруги

теристикам залежності P і Q від напруги (рис. 17.3) знаходимо, що при підвищенні напруги на 1 % активне навантаження зростає на 1 % і реактивне — на 3 %.

Втрати електроенергії в лініях електричної мережі складають значну частину сумарних втрат у всій системі електропостачання. Одним із заходів щодо зменшення втрат у лініях є включення в роботу всіх ліній: у схемі не повинно бути ліній тільки резервних.

Рекомендується включення трансформаторів на постійну паралельну роботу при наявності технічної можливості такої роботи за струмом КЗ і за умовами роботи захисту, це розглядається як діючий захід щодо зниження втрат електроенергії і по поліпшенню якості електроенергії.

Важливим заходом щодо економії втрат в електричних мережах є своєчасне відключення в резерв трансформаторів цехових підстанцій при зниженні їхнього навантаження і включення при зростанні навантаження. З тією ж метою передбачаються обмеження часу холостого ходу пічних і зварювальних трансформаторів відключенням їх у періоди розвантаження. Трансформатори цехових підстанцій звичайно зв'язані попарно через перемички і секційні автоматичні вимикачі. Визначимо, при якому навантаженні доцільно залишати в роботі один трансформатор, а другий відключити в резерв. Втрати активної потужності в одному трансформаторі дорівнюють:

$$\Delta P_1 = \Delta P_c + \Delta P_{м, ном} \frac{I_p^2}{I_{ном}^2}, \quad (17.5)$$

де ΔP_c — втрати в сталі (втрати холостого ходу) трансформатора; $\Delta P_{м, ном}$ — втрати в міді (втрати КЗ) трансформатора при номінальному струмі $I_{ном}$; I_p — розрахункове навантаження.

Тоді при сумарному струмі n трансформаторів (розглянемо загальний випадок) втрати в однакових включених трансформаторах

$$\Delta P_n = n\Delta P_c + n\Delta P_{м, ном} \left(\frac{I_{p\Sigma}}{nI_{ном}} \right)^2 = n\Delta P_c + \frac{\Delta P_{м, ном}}{n} \left(\frac{I_{p\Sigma}}{I_{ном}} \right)^2, \quad (17.6)$$

де $I_{p\Sigma}$ — сумарний струм у n трансформаторах.

При відключенні одного трансформатора втрати складають

$$\Delta P_{n-1} = (n-1)\Delta P_c + \frac{\Delta P_{м, ном}}{n-1} \left(\frac{I_{p\Sigma}}{I_{ном}} \right)^2.$$

Отже, при відключенні одного трансформатора, хоча струм $I_{p\Sigma}$ і не змінився, відбулася зміна втрат:

$$\Delta P_n - \Delta P_{n-1} = \Delta P_c - \frac{\Delta P_{м, ном}}{n-1} n \left(\frac{I_{p\Sigma}}{nI_{ном}} \right)^2 = \Delta P_c - \frac{n}{n-1} \Delta P_{м, ном} \beta^2, \quad (17.7)$$

де $\beta = I_{p\Sigma}/I_{ном}$ — коефіцієнт завантаження n включених трансформаторів.

Відключення одного трансформатора відповідно до (17.7) вигідно, якщо

$$\beta < \sqrt{\frac{\Delta E_{\tilde{n}}}{\Delta E_{i, \tilde{m}}} \frac{n-1}{n}}. \quad (17.8)$$

За паспортними даними, користуючись виразом (17.8), легко визначити навантаження, при якому варто змінити число включених трансформаторів. При $n = 2$ при співвідношенні $\Delta P_c / \Delta P_{m \text{ ном}} = 1/3$. Для цехових трансформаторних підстанцій вигідно відключити один трансформатор із двох у резерв при $\beta < 0,4$, тобто при навантаженні меншому 40 % від номінального.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Плонова та питома витрати енергії.
2. Що таке розрахунковий облік електроенергії?
3. Де встановлюють розрахункові лічильники?
4. Для чого служить технічний (контрольний) облік електроенергії?
5. Що таке двоставочний тариф оплати за електроенергію?
6. У яких випадках застосовують двоставочний тариф оплати за електроенергію?
7. Що таке одноставочний тариф?
8. Перелічіть основні шляхи економії електроенергії.
9. Керування електроспоживанням.
10. Регулювання добовим графіком активного навантаження.
11. Залежність частоти в системі від небалансу потужності.

Теми рефератів

1. Функції обліку електроенергії.
2. Заходи з економії електроенергії в електроустановках.
3. Зменшення втрат електроенергії в трансформаторах та електричних мережах.

18. ОСНОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ ТА АУДИТУ

18.1. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ З УПРАВЛІННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ РЕСУРСАМИ

Енергетичний менеджмент. Існує багато визначень менеджменту, які відображають його багатоцільову функцію. В основі слова «менеджмент» лежить англійське дієслово «to manage» (управляти), яке, у свою чергу, походить від латинського слова «manus» (рука). Звідси термін «менеджмент» буквально може бути визначений як «керівництво людьми». Під «менеджментом» розуміється процес управління окремим працівником, робочою групою, робочими колективами. Необхідність застосування енергетичного менеджменту обумовлена стійкою тенденцією зростання енергетичної складової в структурі витрат на виробництво продукції і надання послуг. Зменшення енерговитрат за рахунків ефективного енергетичного менеджменту приводить до ряду переваг: збільшення прибутковості, збереження робочих місць, додаткових грошових джерел для інвестування, більшої конкурентоспроможності та збільшення ймовірності «виживання».

Концепція енергетичного менеджменту означає менеджмент (управління) енергією як будь-яким іншим виробничим ресурсом (матеріальним, фінансовим, трудовим) з метою зменшення витрат за рахунок підвищення енергетичної ефективності.

Енергетичний менеджмент (енергоменеджмент) є теорією, в якій питання управління енергоресурсами, підвищення ефективності розглядаються не тільки в рамках технічних, але й з урахуванням організаційних, мотиваційних, інформаційних і маркетингових аспектів. Разом з цим словосполучення «енергетичний менеджмент» може розглядатися і як вид діяльності з управління енергетичними ресурсами, підвищення енергоефективності, який використовує положення та методи теорії енергетичного менеджменту.

Міжнародний досвід показує, що ті промислові компанії, які виважено використовували теорію енергетичного менеджменту, понизили витрати на енергоресурси до 30 %. Це дозволило суттєво підвищити прибутковість і конкурентоспроможність виробництва.

Енергетичний аудит – це техніко-економічна інспекція систем генерації, розподілу та споживання електроенергії підприємством з метою визначення можливостей економії витрат на споживані паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), розробки технічних, організаційних і економічних заходів, що допомагають підприємству досягти реальної економії грошових коштів і енергоресурсів. Економія досягається шляхом виявлення та усунення неприпустимих втрат енергії, упровадження більш економічних схем і процесів, пристосованих до змінних режимів роботи, використання постійно діючої системи обліку витрат і аналізу енергоспоживання, яка дозволяє постійно контролювати ефективність застосування енергоресурсів, а також системи організаційних і економічних заходів, стимулюючих економію ПЕР.

При проведенні енергоаудиту використовуються положення, методи і способи природних і технічних дисциплін: математики, фізики, хімії, метрології, теорії вимірювань, електротехніки, теплотехніки та ін.

Під **енергозбереженням** розуміється процес зменшення енергоспоживання за рахунок підвищення ефективності використання енергії. Енергозбереження вимірюється у фізичних одиницях енергії, паливних ресурсів (кВт·год, Гкал, Дж та ін.), а також в економічних одиницях.

Ефект енергозбереження на підприємстві визначається різницею витрат у фізичних або економічних одиницях до упровадження заходів щодо підвищення ефективності використання енергії та паливних ресурсів і після їх упровадження. Одним з ключових понять енергозбереження є потенціал енергозбереження, який означає ту кількість ПЕР, на яку може бути скорочена їх витрата в результаті реалізації енергозберігаючої політики на практиці.

Причинами, що зумовлюють порівняльно величезний в Україні потенціал енергозбереження, є: технологічна недосконалість основних виробничих фондів, традиційне енергомарнотратство, погано налагоджений за браком сучасних технічних засобів облік споживання енергоресурсів, недосконалість законодавчої бази, недостатній рівень стандартизації та сертифікації в галузі споживання енергоресурсів, практична відсутність застосування методів енергетичного менеджменту.

Під **енергоефективністю** розуміють рівень (ступінь) використання ПЕР. Наприклад, високий рівень використання електроенергії при добуванні корисної копалини полягає в більш низькій її витраті на здобуту тонну в порівнянні з попереднім періодом, або в порівнянні з аналогічним підприємством, або в порівнянні із світовими показниками і т.п.

До недавнього часу мірою енергокористування вважалося споживання енергії на одного жителя країни: чим вище цей показник, тим вище рівень використання енергоресурсів. Проте цей показник не ураховує коефіцієнта корисного використання енергії. В цьому випадку необхідно оцінювати енергетичні витрати на одиницю ВВП, тобто оцінювати енергоефективність економіки.

18.2. ФУНКЦІЇ ТА НАПРЯМИ ДІЯЛЬНОСТІ ЕНЕРГОМЕНЕДЖЕРА

Функції енергоменеджера, зумовлені його діяльністю, різноманітні й не можуть бути однозначно визначені для кожного випадку. У загальному вигляді діяльність енергоменеджера, як і менеджерів по інших напрямках, містить: передбачення, прогнозування, планування; організацію; розпорядництво; координування; контроль.

Передбачення та прогнозування містить відповідь на питання: які задачі стоять перед менеджером (керуваною ним групою, відділом, фірмою) в теперішній час, найближчому і далекому майбутньому? Наприклад, що можна зробити у зв'язку з майбутнім підвищенням цін на енергоресурси?

Планування – це чітке вираження необхідності оцінки майбутнього і складання планів (щомісячних, щотижневих, щоденних). Планування повинне забезпечити складання плану, який відповідає задачі оптимального використання ресурсів.

Організація дозволяє вирішити – хто, за допомогою яких ресурсів, в якій послідовності виконує намічені плани.

Розпорядництво – залучення співробітників за допомогою особистого прикладу і розпоряджень в коло інтересів організації, до виконання завдань.

Координування припускає узгодження планів і роботи окремих працівників і підрозділів для вирішення загальних задач.

Контроль дозволяє зробити оцінку того, що виконується.

Діяльність енергоменеджера, як і підприємництво, містить такі напрямки (рис. 18.1):

- технічний, в рамках якого здійснюється виробництво, відбувається обробка та передача інформації, ухвалюються технічні рішення;
- комерційний, в рамках якого проводяться купівля (зокрема, енергоресурсів), продаж і обмін товарів і послуг (зокрема, послуг з енергоменеджменту);
- фінансовий, в рамках якого відбуваються пошуки і оптимальне використання фінансових коштів (зокрема, для енергозберігаючих проектів);
- забезпечення безпеки, в рамках якого здійснюється захист власності та персоналу;
- звітний, в рамках якого проводяться інвентаризація, звіти з виробництва, витрат, збираються статистичні дані (зокрема, щодо енергоспоживання);
- управлінський, в рамках якого здійснюється планування, організація, розпорядження, координація і контроль заходів з енергоменеджменту.

Для різного управлінського рівня склад напрямів діяльності менеджерів різний.

У прикладному аспекті корисно виділити наступні функції енергоменеджера:

- визначення завдання, в якому в рамках загальної типової задачі визначаються конкретні об'єми робіт, ресурси, час виконання завдання для окремих осіб, дільниць, бригад, колективів;
- складання планів, в яких чітко указуються цілі, дії та ресурси для виконання задач;
- інструктаж, при якому роз'яснюються основні пункти завдання;
- контроль дозволяє проводити оцінку того, що зроблено, відповідно до планових завдань з використанням заданих ресурсів і за заданий проміжок часу;
- мотивація включає сукупність методів і прийомів по залученню персоналу в коло виконання задачі, в роботу з ентузіазмом, цілеспрямовано, ефективно, охоче з отриманням задоволення своїх потреб;
- організація сприяє забезпеченню виконуючих завдання необхідними ресурсами, у визначенні послідовності дій під час виконання завдання;

- особистий приклад, що полягає в умінні використовувати особистий менеджмент, в знанні та ефективній реалізації предмету діяльності.



Рис. 18.1. Напрями та зміст діяльності енергоменеджера

Таким чином, енергоменеджер – це фахівець, який аналізує ситуації, ухвалює доцільні рішення; планує, організовує, цілеспрямовано і ефективно робить доцільну роботу, спрямовану на підвищення енергоефективності. Доцільність роботи енергоменеджера полягає в його умінні братися в конкретний момент часу саме за потрібну роботу. Ефективність роботи енергоменеджера полягає в найекономічнішому використанні всіх ресурсів.

18.3. УХВАЛЕННЯ РІШЕННЯ ТА ЙОГО ОЦІНКА

Ухвалення енергоменеджером рішень – його головна ключова функція. В роботі енергоменеджера виникають як проблеми (питання), які він уже вирішував, так і проблеми (питання), які є абсолютно новими. Ці два види проблем (питань) обумовлюють два типи рішень: запрограмовані й незапрограмовані. Запрограмовані, стандартні рішення є повторними, рутинними. Незапрограмовані, нестандартні рішення є новими, неструктурованими. При їх ухваленні не існує відпрацьованих методів вирішення, хоча й можуть бути запрограмовані підзадачі.

Процеси ухвалення рішень енергоменеджером можуть бути:

- автократичними – рішення приймаються самостійно, без консультацій;
- консультаційними – рішення приймаються самостійно, після консультацій з іншими особами;

- груповими — приймаються в результаті рішення групи.

Ухвалення рішень – це пошук і вироблення задовільних альтернатив, в окремих випадках – це пошук і вибір оптимальних альтернатив. При ухваленні рішень є цілий ряд простих і наочних методів пошуку підготовки рішення. До їх числа відносяться:

- списки, є фіксацією на певному носії можливих варіантів рішень і дозволяють упорядкувати ці варіанти;
- дерево рішень, є набором можливостей у вигляді діаграми, яка допомагає знайти рішення за рахунок наочного уявлення варіантів;
- причинно-наслідкові діаграми, наочно показують причинно-наслідкові аспекти проблеми, на підставі аналізу яких здійснюється її чітке формулювання та подальші вибори варіантів рішень.

Ухвалення рішень може проводитися колективно з використанням методу «мозкового штурму», який найбільш доцільний в групах і колективах, давно працюючих разом, в доброзичливій атмосфері з мотивованими членами групи, в невимушеній обстановці неформального спілкування. Після ухвалення рішення енергоменеджер повинен спланувати роботу.

18.4. ПЛАНУВАННЯ

Плануванням називається процес, що закінчується складанням плану, який містить як мінімум три компоненти (рис. 18.2, а):

1. Точне і зрозуміле виконавцями формулювання цілей.
2. Опис конкретних дій (заходів).
3. Оцінку ресурсів, необхідних для здійснення намічених дій. Вказати, хто і що повинен робити, якими засобами, до якого терміну. Повинна діяти формула ХЩЗТ (хто, що, засоби, терміни).

Бажаним компонентом плану є планування на випадок непередбачених обставин. При плануванні існують два аспекти (рис. 18.2, б):

1. Аналітичний, який припускає обдумування, обчислення та індивідуальний роздум.
2. Соціальний – стимулюючий особисту участь інших людей колективу усередині організації і за його межами.

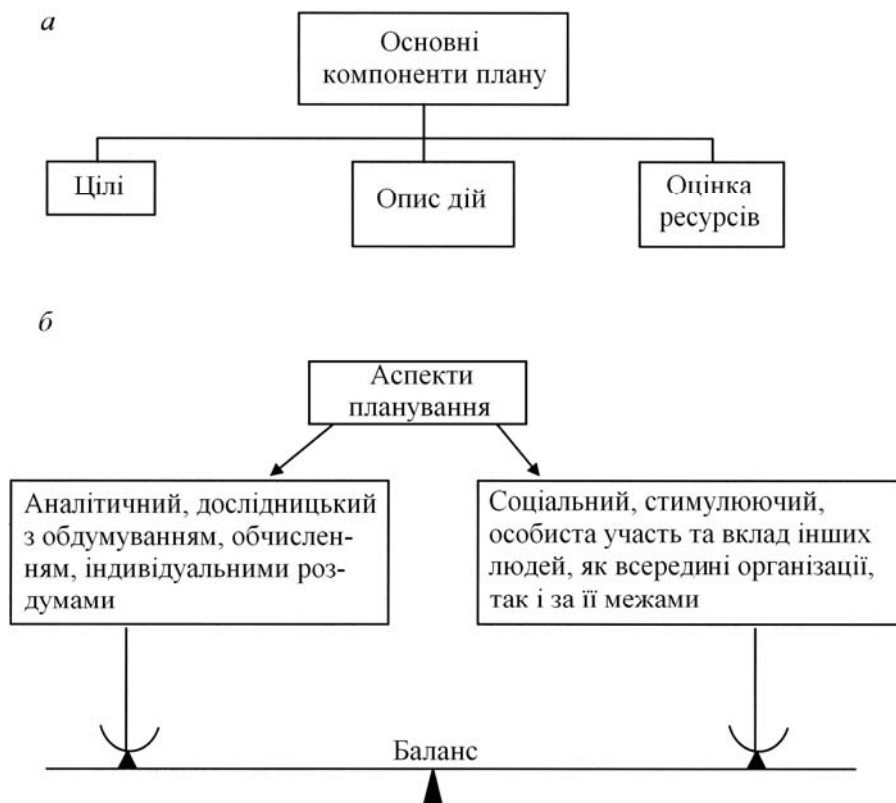


Рис. 18.2. Компоненти плану (а) та аспекти при плануванні (б)

Між цими аспектами при плануванні повинен бути баланс, це забезпечить хороше опрацювання всіх компонентів плану і залучить до процесу планування ухвалення рішення інших членів колективу.

В тимчасовому масштабі плани підрозділяються (рис. 18.3) таким чином: довгострокові (стратегічні); середньострокові (планування виробничих показників, виробництва, проектів); короткострокові (оперативне планування, задачі поточного періоду). За характером та часом дії задачі планування можна розділити на три групи.

Перша група – стратегічне, нормативне планування. При цьому плануванні розробляються стратегічні цілі, загальні підходи руху до них з урахуванням зовнішніх і внутрішніх чинників.

Друга група містить бізнес-планування, в якому загальні принципи перетворюються в кількісні прогнози дій (прогноз зниження енергоємності продукції): що для цього потрібно зробити, ресурси підприємства, джерела ресурсів.



Рис. 18.3. Рівні планування

Третя група – оперативне планування (здійснює конкретні проекти) роботи підрозділів на певний період часу (містить стандарти, процедури, терміни, ресурси) (табл. 18.1).

Перша стадія: визначення цілей. На цій стадії встановлюється, чого збираються досягти. При визначенні цілей необхідно користуватися принципом SMART, відповідно якому цілі повинні бути конкретними, вимірними, досяжними, орієнтованими на результат і визначеними в часі (рис. 18.4). Прикладами неправильного формулювання мети можуть бути такі вирази: підвищити зацікавленість співробітників в енергозбереженні; реалізувати інтелектуальний потенціал, який є у студентів.

Друга стадія: генерація і оцінка варіантів. На цій стадії потрібно визначити, які є напрями дій для досягнення поставлених цілей, який з них є оптимальним. Для вирішення питань на цій стадії можуть бути використані метод «мозкового штурму»; метод експертних оцінок із залученням персоналу; розробка критеріїв для оцінки варіантів; вибір оптимального варіанту.

Третя стадія: визначення характеру дій. На цій стадії встановлюється, що необхідно зробити для реалізації вибраного варіанту, а також визначити всі не-

обхідні для цього заходи. Для вирішення використовується метод списків або перелік всіх дій.

Таблиця 18.1. Стадії планування та їх коротка характеристика

	Назва стадії	Коротка характеристика
	Визначення цілей Генерація і оцінка варіантів	Чого Ви збираєтеся досягти? Принцип SMART Які є напрями дій для досягнення поставлених цілей? Який з них є оптимальним? Залучення персоналу, техніка «мозкового штурму», розробка критеріїв для оцінки варіантів
	Визначення харак- теру дій Визначення послі- довності дій Визначення ресур- сів Аналіз плану Підготовка плану конкретних дій Моніторинг і кон- троль здійснення плану	Що необхідно зробити для реалізації вибраного варі- анту? Визначення всіх окремих заходів в рамках вибору Який якнайкращий порядок здійснення дій? Техніка планування ключових подій, діаграма Гантта, мережні методи Які ресурси необхідні для здійснення плану (матеріа- ли, люди, фінанси, час і т. д.)? Груба оцінка ресурсів проводиться, як правило, вже на початкових стадіях, тут же відбувається детальний аналіз Чи план працюватиме? Чи приведе він до досягнення поставлених цілей, чи не пропущені які-небудь важ- ливі заходи? Чи укладаються витрати до бюджету? Наскільки цей план гнучкий? Якщо план не такий вже хороший, то можливі три ва- ріанти дій: 1. Йти до кінця, не дивлячись ні на що. 2. Повернутися до стадії 2 або 3. 3. Повернутися до стадії 1. Хто, що і коли збирається робити? Формування вказівок та інструкцій, а також визна- чення механізмів контролю та координації Відстежування результатів реалізації плану. Корекція плану та коригувальні дії у разі потреби

Четверта стадія: визначення послідовності дій - визначити, який якнайкращий період здійснення дій. Планування ключових подій проводиться за допомогою таблиці, в якій вказані найважливіші події, дати їх проведення, а також інші менш важливі події, пов'язані з ключовими.

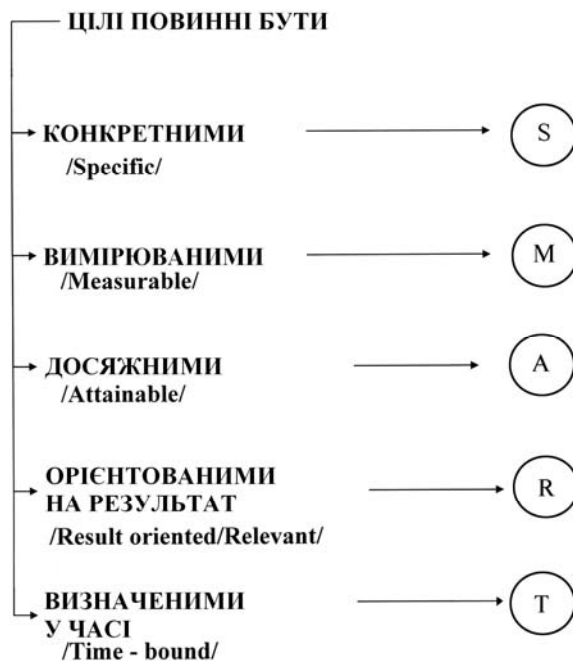


Рис. 18.4. Вимоги до цілей (принцип SMART)

Шоста стадія: аналіз плану. Тут необхідно встановити, чи буде план виконаним, чи приведе він до досягнення поставлених цілей, чи не пропущені якісь важливі заходи. Чи укладаються витрати до бюджету, наскільки план гнучкий. Якщо план не так вже хороший, то слід передбачити три варіанти дій: 1) йти до кінця, не дивлячись ні на що; 2) повернутися до стадії 2 або 3 і переглянути шляхи досягнення цілей; 3) повернутися до стадії 1 і переглянути, скоректувати цілі.

Сьома стадія: підготовка плану конкретних дій – хто, що і коли повинен робити. На цій стадії розробляються інструкції, вказівки, визначаються механізми контролю та моніторингу.

Восьма стадія: моніторинг і контроль здійснення плану. На цій стадії слід визначити, як контролюватиметься реалізація плану, а також яка може бути проблема при реалізації плану і передбачити дії у разі потреби.

18.5. СТАДІЇ ТА ОСНОВНІ СКЛАДОВІ ЕНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТУ

В умовах переходу до ринкової економіки, постійного зростання енергетичної складової у витратах на виробництво продукції та надання послуг особливу актуальність на основі сучасних переконань на процес енергоспоживання набуває управління енергоресурсами – енергетичний менеджмент.

Енергетичний менеджмент є управлінням енергією, як будь-яким іншим виробничим ресурсом, з метою зниження витрат шляхом поліпшення енергетичної ефективності. В енергоменеджменті питання енергоефективності розглядаються не тільки з позицій технічних аспектів енергопостачання та енергозбереження, але й з позицій організаційних, мотиваційних, інформаційних, маркетингових та інвестиційних аспектів. Ці аспекти, разом з технічними питан-

нями, є складовими енергетичного менеджменту (рис. 18.5). До числа складових енергоменеджменту слід також віднести енергетичну політику підприємства.



Рис. 18.5. Аспекти енергетичного менеджменту

Рішення питань енергоефективності в рамках енергетичного менеджменту приводить не тільки до зменшення енерговитрат, але й дозволяє здійснювати збільшення прибутковості, конкурентоспроможності, додаткове інвестування.

В історичному аспекті енергоменеджмент отримав особливий розвиток в розвинутих країнах в останні 25–30 років. Цьому сприяло значне підвищення цін на енергоносії (за період з 1974 по 1982 рр. ціни на енергоносії підвищилися на 600 %). Енергія, яка завжди була ресурсом для виробництва і надання послуг, стала складати значну частину у витратах на продукцію і набула ключового значення. У цей період питання підвищення енерго-ефективності стали розв'язуватися з використанням менеджерської науки, що привело до появи одного з напрямів менеджменту – енергетичного менеджменту.

Розгляд наведених складових, поетапне їх вирішення становить основу діяльності енергоменеджера. У цьому зв'язку ключовими задачами енергоменеджера є задачі, наведені на рис. 18.6.

Дії з розвитку енергетичного менеджменту на підприємстві можуть бути подані як ряд фаз (стадій), що перекриваються, зображених на рис. 18.7.

У загальному вигляді реалізація стадій енергоменеджменту відбувається таким чином. На першій стадії, за рахунок значних зусиль (матеріальних, фінансових, трудових та ін.), встановлюють контроль над енергоспоживанням. У міру освоєння контролю над енергоспоживанням обсяг затрачуваних на ці дії зусиль зменшується. На цій стадії первинною задачею є встановлення контролю над споживанням усіх видів енергоресурсів і витратами на них. При цьому необхідно:

- налагодити приладовий облік споживання всіх енергоресурсів з метою здійснення можливості всебічного аналізу їх витрати;
- оцінити методи управління та регулювання в системах електро-, тепло-, водопостачання, вентиляції, стиснутого повітря, кондиціонування та інших з метою переконатися, що вони працюють з максимально можливою ефективністю.

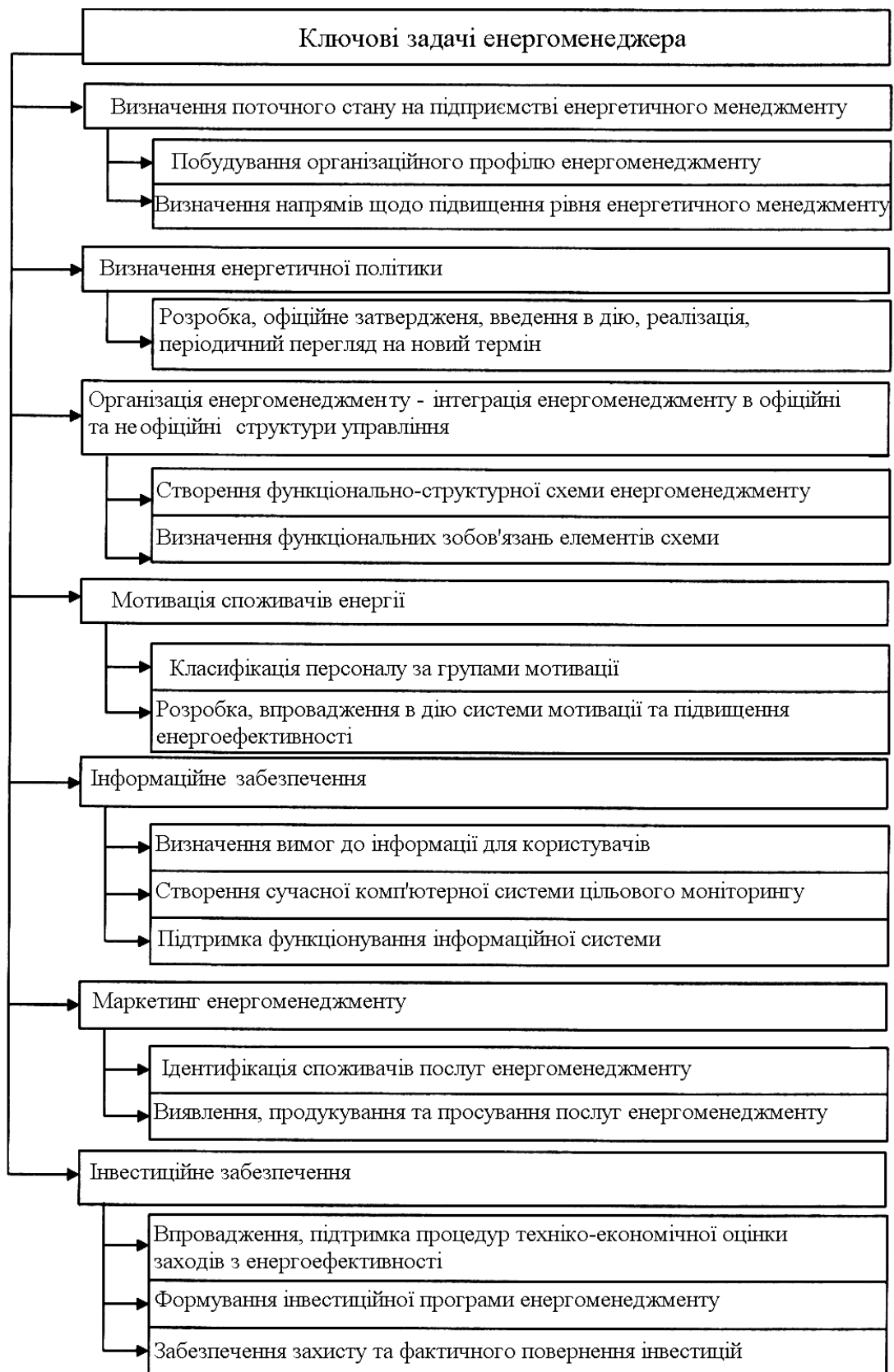


Рис. 18.6. Блок-схема ключових задач енергоменеджера

Разом з цим на цій стадії необхідно: провести кампанію щодо підвищення усвідомлення персоналом необхідності енергозбереження; виконати нав-

чання персоналу з метою освоєння ним методів, способів, а також видачі рекомендацій, які ведуть до підвищення енергоефективності.

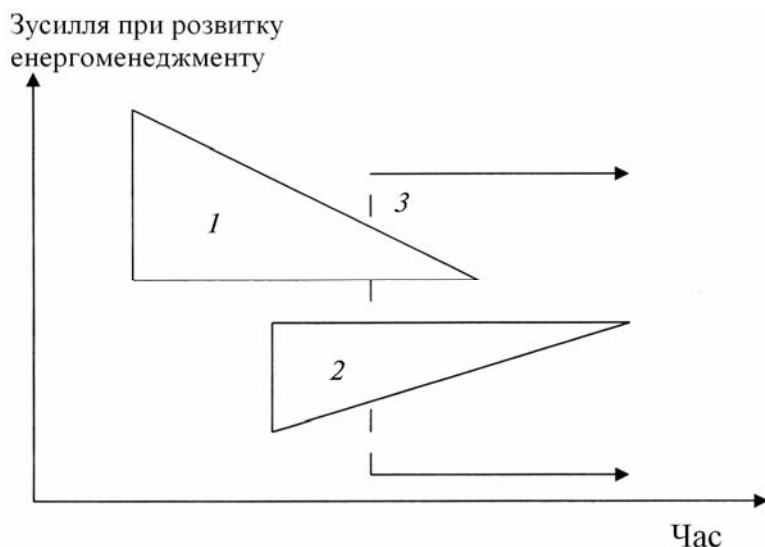


Рис. 18.7. Стадії енергетичного менеджменту:

1 – досягнення контролю над енергоспоживанням;
2 – інвестування і заходи, які підвищують енергоефективність;
3 – підтримка контролю над енергоспоживанням і подальше підвищення енергоефективності

На другій стадії в якийсь момент часу починають інвестування в підвищення енергоефективності зі значними зусиллями, які зменшуються у міру освоєння 2-ї стадії. На цій стадії, після того, як функціонування енергоспоживаючих установок узято під контроль і усунені очевидні, необґрунтовані витрати енергоресурсів, приступають до розгляду можливостей і формування інвестиційної програми підвищення енергоефективності. На цьому ж етапі складається пріоритетний список заходів і здійснюється інвестування.

На третій стадії в якийсь момент часу роблять необхідні зусилля для підтримки контролю над енергоспоживанням і подальшого підвищення енергоефективності. На цій стадії необхідно створити ефективну інформаційну систему енергетичного менеджменту з комп'ютерною системою моніторингу. Дана система повинна в режимі реального часу забезпечувати користувачів інформацією, допомагаючи їм ухвалювати рішення з управління.

Забезпечення і підтримка контролю над енергоспоживанням – це динамічний процес, який вимагає постійної реорганізації, оскільки споживачі втрачають інтерес до енергозбереження. Вигоди від інвестування в енергозбереження вимагають переоцінки у зв'язку з технологічними змінами. На цій стадії здійснюється повернення інвестицій і реінвестування (інвестування з коштів, одержаних від економії витрат на енергоресурси, отриманій в результаті попереднього інвестування) в подальше підвищення енергоефективності.

18.6. ЕНЕРГЕТИЧНА ПОЛІТИКА І ОРГАНІЗАЦІЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ НА ПІДПРИЄМСТВІ

Вся діяльність підприємства в галузі енергетичного менеджменту з метою підвищення енергоефективності виробництва повинна проходити в рамках енергетичної політики – офіційному документі, який відображає:

- ступінь зацікавленості підприємства підвищувати енергоефективність;

- ступінь залученості керівництва, менеджерів усіх рівнів в енергетичний менеджмент – в управління енергоресурсами;
- цілі на довгострокові періоди;
- короткострокові цілі та план дій на найближчий період;
- ресурси (фінансові, матеріальні, кадрові та ін.);
- структуру підзвітності в системі енергоменеджменту;
- визначення, опис задач, структури комітету з енергоменеджменту (комітету з енергетики), включаючи список членів комітету;
- систему моніторингу реалізації енергетичної політики;
- процедури оновлення, перегляду енергетичної політики.

Незважаючи на економічну зацікавленість і успіхи в енергоменеджменті, відсутність письмово зафіксованої енергетичної політики може призвести до ослаблення, а в деяких випадках до усунення енергетичного менеджменту внаслідок заміни персоналу (керівництво, старший менеджер, енергоменеджери), зміни оперативних задач. Втрата лідера, заміна ключових фігур, які ухвалюють рішення в питаннях енергоменеджменту, може підірвати дії підприємства в галузі підвищення енергоефективності. Для розробки первинних дій з енергоменеджменту необхідно виконати оцінку його поточного стану на підприємстві.

Основні задачі організації енергоменеджменту на підприємстві наведені на схемі (рис. 18.8).

Енергоменеджмент на підприємстві базується на організаційній структурі, елементи якої повинні бути розміщені на всіх рівнях і у всіх підрозділах підприємства і яка повинна регламентувати функціональні обов'язки, керівні дії та кадрові вимоги в системі енергетичного менеджменту. Енергоменеджмент на підприємстві можна організувати відповідно до функціонально-структурної схеми, яка наведена на рис. 18.9.

Комітет з енергетики об'єднує начальників підрозділів (виробництв, управлінь і т.п.), головних фахівців підприємства, які приймають на себе зобов'язання вести енергоефективну політику. Керує комітетом із енергетики генеральний директор або (за дорученням генерального директора) технічний директор (головний інженер) підприємства. В основні функції комітету з енергетики входить:

- розгляд і ухвалення енергетичної політики підприємства;
- щоквартальне заслуховування і затвердження звітів головного енергоменеджера про результати реалізації енергетичної політики підприємства, про досягнуті результати енергоекологічної практики;
- заслуховування і затвердження результатів енергоаудиту та енергетичних обстежень в підрозділах підприємства;
- розгляд і ухвалення рішень за інвестиційними програмами підвищення ефективності і зниження забруднення НС;
- заслуховування енергоменеджерів підрозділів підприємства про реалізацію положень енергетичної політики, про проведення енергоекологічної практики;

- розгляд і ухвалення рішень з удосконалення стандартів підприємства з енергозбереження, енергоємності виробництва, енергетичної та екологічної ефективності;

- розгляд і ухвалення рішень щодо введення та підтримки системи мотивації персоналу в галузі проведення та забезпечення енергоекологоефективної політики й практики на підприємстві;

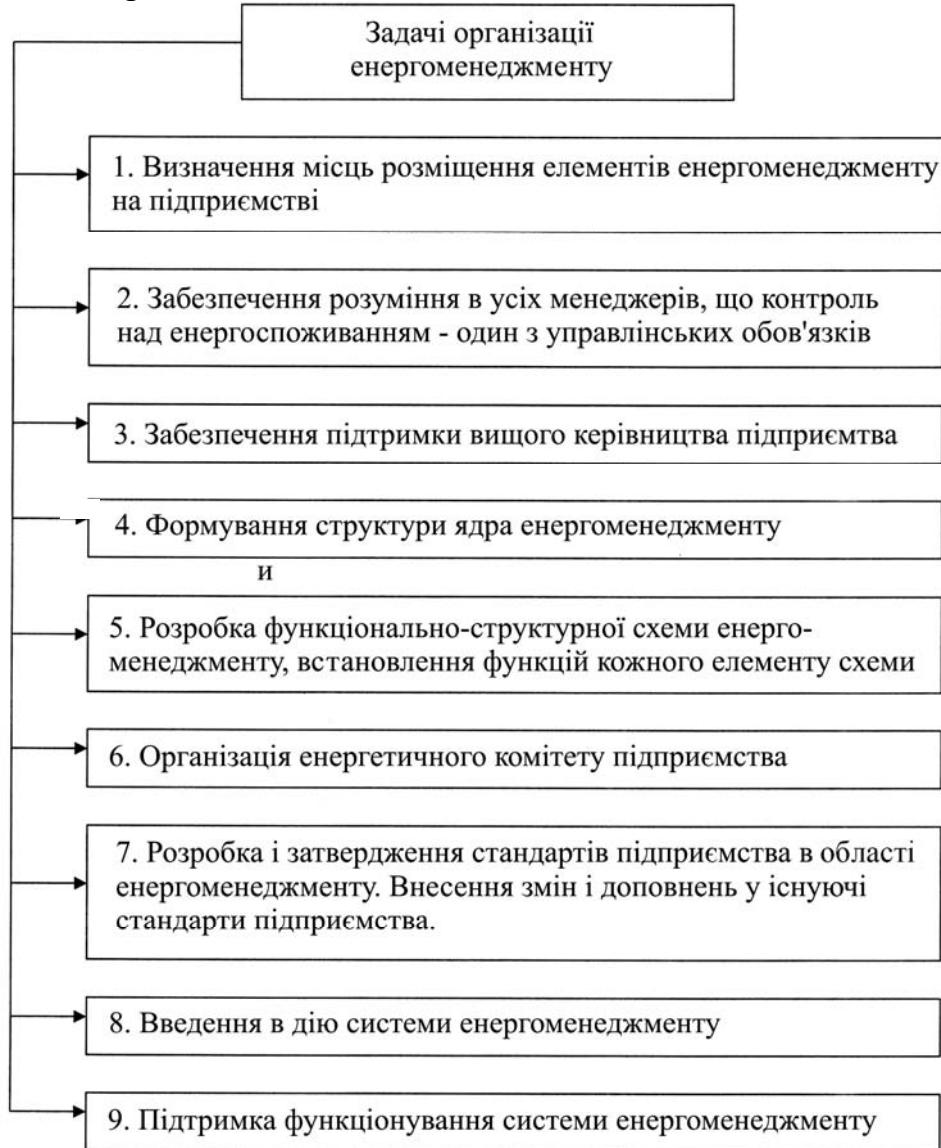


Рис. 18.8. Основні задачі організації енергоменеджменту

- розгляд і ухвалення рішень щодо введення і підтримки системи маркетингового забезпечення енергоекологоефективної політики та практики;

- розгляд і ухвалення рішень щодо змін і доповнень в положення про енергоменеджмент на підприємстві;

- розгляд і ухвалення рішень щодо стратегії й тактики, а також заходів відносно забезпечення енергетичної безпеки підприємства;

- розгляд і ухвалення рішень щодо витрат на енерго-менеджмент.

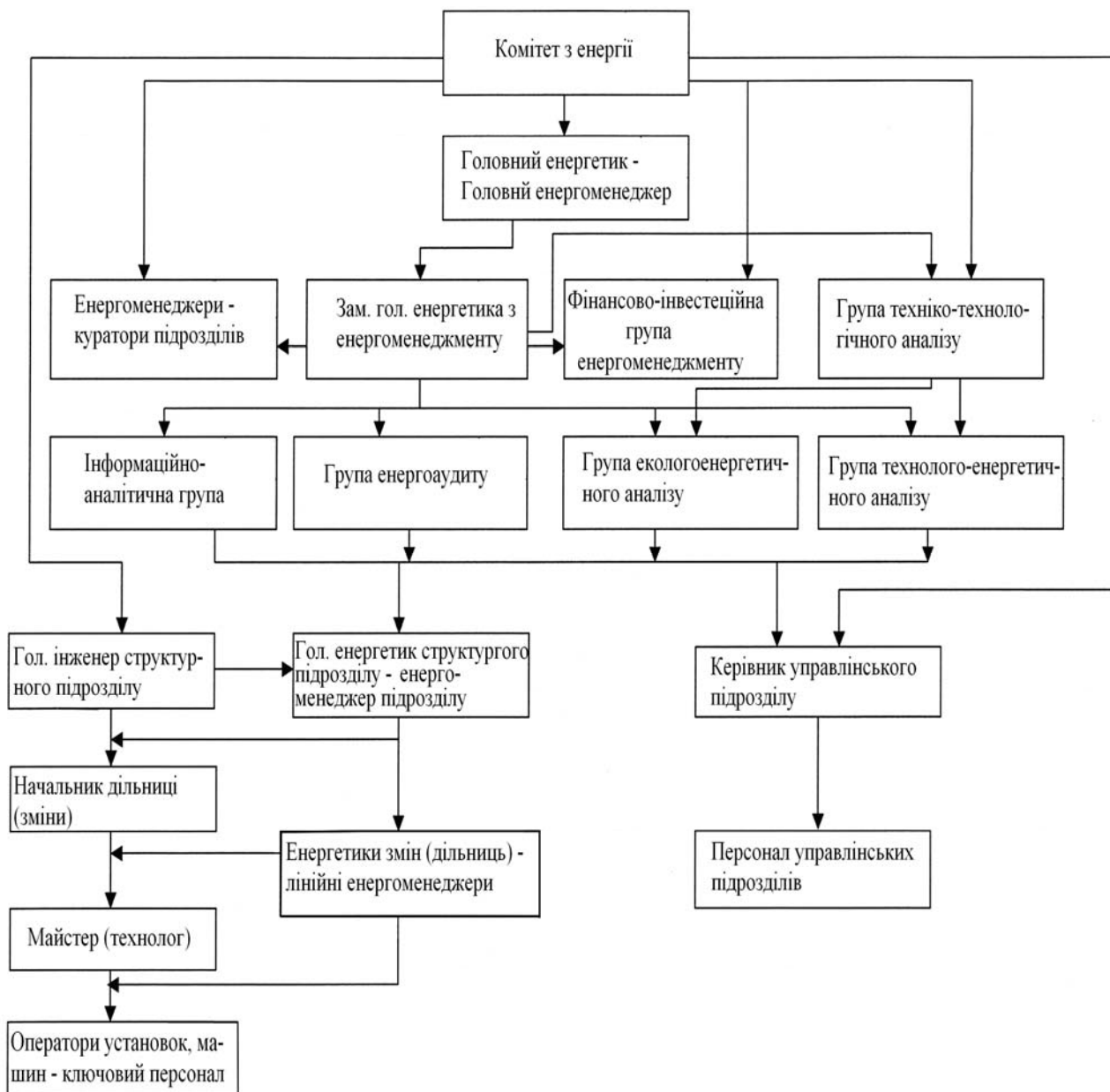


Рис. 18.9. Функціонально-структурна схема організації енергоменеджменту

18.7. ОСНОВНІ ЕТАПИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТУ

Методологія енергоаудиту містить шість основних етапів:

- розрахунок енергоспоживання та витрат;
- розрахунок енергопотоків;
- аналіз енергопотоків;
- розробка енергозберігаючих проектів;
- експертиза проектів;
- подання результатів.

На першому етапі енергоаудиту проводять ознайомлення з підприємством, збирають та аналізують всю корисну, з погляду енергоспоживання, інформацію. На цьому етапі визначають питоме споживання та витрати по видах па-

ливо-енергетичних ресурсів (ПЕР) і підприємства в цілому. Готується висновок про доцільність проведення енергоаудиту. Якщо ухвалено рішення про проведення енергоаудиту, то складають план подальших дій і складають договір.

На другому етапі складається повна і достовірна картина про витрати енергоресурсів на підприємстві; розробляються детальні баланси по всіх енергоресурсах; виявляються основні споживачі та місця найвірогіднішої економії енергоресурсів. Проводиться інструментальне обстеження установок і технологічних процесів підприємства.

На третьому етапі проводиться критичний аналіз енергопотоків, детально обстежуються найзначущіші споживачі енергоресурсів і аналізується інформація, отримана і зібрана при обстеженні на попередньому етапі. Результатом третього етапу повинен бути ряд ідей, де і як заощадити енергоресурси та гроші на обстежуваному підприємстві.

На четвертому етапі проводиться розробка енергозберігаючих проектів, аналізуються й розробляються ідеї попереднього етапу, складаються обґрунтовані енергозберігаючі проекти та їх перелік в порядку пріоритетності та важливості.

На п'ятому етапі здійснюється експертиза розроблених проектів. Основна задача цього етапу відповісти на всі супутні пропонованим проектам питання: технічна доцільність і реалізованість, вартість, окупність, ризики і т.п.

На шостому, заключному, етапі подаються результати енергоаудиту. Етап включає складання звіту по енергоаудиту і презентацію результатів аудиту керівникам і зацікавленим фахівцям підприємства.

Якщо енергоаудит проводиться вперше, складається енергопаспорт підприємства, що є затвердженим документом, в якому дається перелік енергоустановок, характеристика його надійності та безпеки, наводяться дані про засоби обліку і контролю енергоресурсів, енергетичні баланси, енергоємність продукції та питомі витрати енергії на її випуск, потенціал енергозбереження та ін.

18.8. ОЦІНКА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ ТА ВИТРАТ

Основна мета першого етапу – визначення об'єму поточного споживання всіх енергоресурсів і витрат на них. При цьому аналізуються всі енергоресурси та пов'язані з ними витрати. Інформація про споживані ПЕР повинна бути отримана не менше ніж за рік, а краще – за період більше року.

Отримана інформація зображується у вигляді графіка, вісь ординат якого – кількість споживаного ПЕР, а вісь абсцис – час з дискредитацією доби (тиждень, місяць), або у вигляді таблиці. Отримані дані повинні дозволяти встановити:

- споживання різних видів ПЕР;
- загальні витрати підприємства на ПЕР;
- структуру енергоспоживання підприємства по видах ПЕР;
- абсолютну і питому вартість кожного виду ПЕР;

- виявити ПЕР, на які витрачається найбільше коштів;
- сезонні зміни в споживанні різних видів ПЕР та їх вартості.

Отримана на першому етапі інформація дає фактичну картину енерговикористання на підприємстві і дозволяє визначити пріоритетні напрями подальшої роботи по енергетичному обстеженню, в числі яких повинні бути енергоресурси з великими показниками споживання та вартості.

На підставі зіставлення питомих параметрів енергоспоживання ПЕР з кращими (для аналогічних умов) у галузі робиться висновок про доцільність проведення енергоаудиту по всіх ПЕР або окремих видах ПЕР. Готується і складається договір між замовником (підприємством) і аудитором на проведення енергетичного обстеження.

18.9. РОЗРАХУНОК ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОТОКІВ

Визначення найбільш значущих споживачів ПЕР

Щоб встановити, де і як витрачаються ПЕР, визначити найзначущіші за об'ємами і витратами споживачі ПЕР, необхідно вивчити технологічний процес підприємства і процеси споживання та виділення енергії в цьому процесі. Основою для його вивчення є складена аудитором (на основі існуючих схем) схема технологічного процесу. Звичайно технологічна схема це діаграма, на якій показані основні етапи і устаткування, через яке послідовно проходять сировина і матеріали від первинного стану до готової продукції.

На схемі повинні бути показані всі перетворення матеріалів в технологічному процесі, устаткування, місця подачі та використання ПЕР, відзначені основні параметри технологічного процесу (тиск, температура, режим роботи та ін.), вказані види утилізації відходів і втрат.

Схема може бути складена на основі наявної технічної документації з виробництва, тому вимагає уточнення з працівниками підприємства, ведучими технологічний процес і експлуатуючими устаткування (начальник цеху, майстри, технологи, механік і енергетик цеху, оператори установок та ін.). Важливо встановити режим роботи кожного цеху і технологічної установки: безперервний, дискретний. Якщо режим дискретний, то фіксується час роботи установки або устаткування за добу. З персоналом необхідно з'ясувати, чи вигримується регламент роботи технологічних установок, чи не проводилися заміна устаткування, зміни технологічної схеми.

З технічної документації складається список споживачів. Список слід починати з найкрупніших споживачів ПЕР і закінчувати якнайменше енергоємними споживачами. Досвід показує, що найкрупнішими споживачами відповідних ПЕР є наступне устаткування:

а) електрична енергія: електропечі; системи опалювання, вентиляція та кондиціонування повітря; компресори стислого повітря; холодильні компресори; технологічні насоси; вакуумні насоси; гідравлічні насоси; устаткування для перемішування та нагрівання рідин; системи освітлення;

б) паливо: казани парові і водонагрівальні; печі різного призначення; нагрівачі рідин; опалювальні системи;

в) пара: печі, сушарки; опалювання; гаряче водопостачання.

Складання енергетичних балансів

Термін «енергетичний баланс» означає повну кількісну відповідність (рівність) між приходом і витратою палива та енергії в енергетичному господарстві для даного моменту часу. Енергетичний баланс (ЕБ) складається з двох частин: витратної та прибуткової. Прибуткова частина містить кількісний склад енергії, яка поступає з різними енергоносіями. Витратна частина визначає: кількісний склад витрат енергії всіх видів у всіх її застосуваннях; втрати при перетворенні одного виду енергії в інший і при її транспортуванні; енергію накопичування (що акумулюється) в спеціальних пристроях. При складанні ЕБ різні енергоресурси та види енергії зводяться до єдиного вимірника. Цим вимірником є тонна умовного палива або джоуль.

ЕБ діючого підприємства складається на основі обстеження його енергетичного господарства і встановлення технологічних і енергетичних характеристик устаткування. Для проєктованих підприємств ЕБ складається на основі технологічних і проєктних розробок. Енергетичний баланс дозволяє виділити із загальної витрати енергії корисно витрачену частину і втрати по її складових, а також виявити енергетичний ККД технологічного процесу, агрегату, цеху, заводу.

Енергобаланси підприємства розділяються на наступні групи: звітні та планові; часткові – по окремих видах палива і енергії; зведені – по всіх видах ПЕР. ЕБ складаються для окремих типів технологічного устаткування, агрегатів (дільниці), цеху і підприємства в цілому. За принципами складання розрізняють ЕБ аналітичні, синтетичні, нормалізовані та оптимальні.

Характер і ступінь використання підведених енергоносіїв відображають так звані аналітичні фактичні ЕБ, тому саме вони широко застосовуються при енергоаудиті. Планові ЕБ служать для планування енерговикористання на підприємстві. В них обґрунтовується потреба підприємства в паливі та енергії для виконання виробничої програми, використання вторинних енергоресурсів (ВЕР). Нормалізований ЕБ – це баланс, складений на основі аналітичного балансу з урахуванням технічних заходів щодо економії ПЕР. Оптимальний ЕБ – це варіант вибраного планового балансу, задовольняючий одному з критеріїв: мінімуму витрати палива; мінімуму грошових витрат на випуск одиниці продукції та ін.

Звітний ЕБ відображає фактичні показники виробництва та споживання ПЕР за звітний період і фактичний рівень їх використання. Синтетичний звітний ЕБ відображає розподіл підведених і вироблених ПЕР між споживачами підприємства.

Різниця між кількістю підведеної енергії і корисною енергією, отриманою від установки, це енергетичні втрати. Вони класифікуються за наступними ознаками.

1. По можливості усунення: частина повних втрат може бути неусувною із-за особливостей технологічного процесу або конструкції устаткування; принципово усуненою в даних умовах; усуненою, і в даних умовах економічно доцільне їх усунення.

2. По місцю виникнення: втрати при добуванні; зберіганні; транспортуванні; переробці; при перетворенні і використанні.

3. Залежно від характеру фізичного процесу енергетичні втрати можуть бути у вигляді викидів тепла в навколишнє середовище з газами, технологічною продукцією, технологічними відходами, матеріалами; втрат тепла через хімічне і механічне недопалювання; тепла, яке уноситься з охолоджувальною водою; джоулева тепла в трансформаторах, електричних апаратах, ЛЕП, перетворювачах ЕЕ, електроприймачах, яке розсіюється з поверхні устаткування або уноситься з витоками через нещільність; втрати енергії гідравлічного тиску при дроселюванні; втрати енергії на тертя при русі рідини, пару і газу по трубопроводах; механічних втрат енергії – втрати на тертя.

Втрати енергії, усунення яких в даних умовах технічно можливе і економічно доцільне, можуть бути усунені шляхом вдосконалення конструкції та експлуатації агрегату; оптимізації технологічного режиму роботи устаткування; підвищення якості виконання ремонтних робіт; усунення браку продукції.

Характеристика використання різних енергоносіїв на підприємстві повинна відображатися в зведеній формі аналітичного ЕБ. При цьому як вихідна величина, що підлягає розподілу по статтях корисного використання і втрат, приймається фактичне споживання даного виду енергії, узятє із синтетичного балансу. Різниця між прибутковою і витратною частинами балансу є критерієм для оцінки достовірності складеного аналітичного балансу. Розбіжність ЕБ не повинна перевищувати 2,5–3 % від сумарної витрати енергоносія. На основі даних аналітичного балансу оцінюється енергетична ефективність процесу, показником якої є енергетичний ККД:

$$\eta = \frac{W_{\text{кор}}}{W_{\text{підв}} + W_{\text{внут}}} \quad (18.1)$$

де $W_{\text{кор}}$ – корисна енергія; $W_{\text{підв}}$ – підведена енергія; $W_{\text{внут}}$ – енергія, що виділяється в об'єкті при технологічному процесі.

Фізична сутність енергетичного процесу обумовлює вид корисної енергії і переріз енергетичного потоку, для якого проводиться її кількісна оцінка:

- в освітленні – по світловому потоку лампи;
- в силових і рухових процесах прямої дії – по витраті енергії, необхідної для процесу за теоретичними розрахунками (по роботі на валу двигуна);
- в електрохімічних і електрофізичних процесах – по витраті енергії, необхідної для процесу відповідно до теоретичного розрахунку;

- в термічних процесах – по теоретичній витраті енергії на нагрівання, плавлення, випаровування матеріалу і проведення ендотермічних реакцій;
- в опалюванні, кондиціюванні, гарячому водо- та холодопостачанні – по кількості тепла чи холоду, отриманого споживачем.

Прямий розрахунок енергії на технологічний процес у багатьох випадках, зокрема для механічного устаткування, скрутний, а результати його неточні, оскільки він оснований на ряді допущень і застосуванні емпіричних формул і наближеної залежності. Тому при складанні ЕБ застосовується змішаний розрахунково-експериментальний метод. При використанні цього методу, стосовно механічного устаткування, витрата енергії на технологічні процеси може визначатися відніманням втрат енергії в агрегаті та мережі від загальної кількості витраченої енергії, яка заміряється лічильником.

При складанні енергобалансу всі види втрат енергії в агрегаті (постійні, навантажувальні, пускові та ін.), а також в мережі та трансформаторі визначаються розрахунком з використанням результатів вимірювань втрат холостого ходу, а також струмів навантажень в елементах цехової мережі. Додаткові втрати обумовлені невідповідністю номінальних потужностей агрегатів їх фактичному технологічному навантаженню або нераціональним режимом експлуатації. При складанні ЕБ і його аналізі ураховуються обидві складові втрат, проте основні можливості економії електроенергії закладені в скороченні додаткових втрат.

Баланси окремих агрегатів і цехів у часовому масштабі складають для зміни або робочих діб. ЕБ окремого агрегату визначається для середньої добової продуктивності, а для цеху – по добових графіках навантаження за робочі і вихідні дні.

Приклад. Енергобаланс силового агрегату.

Електропривід складається з привідного двигуна (ПД), механічного передавального пристрою (МПП) і виконавчого органу (ВО), який здійснює механічну роботу (рис. 18.10). Таку структурну схему має електропривід компресора, вентилятора, насоса, конвеєра, екскаватора (напору, тяги, ходу і т.д.) очисного і прохідницького комбайнів, та інших машин.

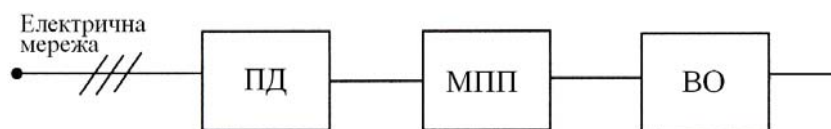


Рис. 18.10. Структурна схема агрегату

Енергетична діаграма агрегату наведена на рис. 18.11.

Споживана агрегатом ЕЕ з мережі $W_{\text{мер}}$ перетворюється в корисну механічну енергію $W_{\text{кор}}$. Під час перетворення виникають втрати енергії: постійні $\Delta W_{\text{п}}$ і змінні (навантажувальні) $\Delta W_{\text{нв}}$. Використаємо розрахунково-експериментальний метод складання енергобалансу силового агрегату. Постій-

ні втрати енергії агрегату визначаємо через втрати потужності ΔP_{Π} і час роботи за зміну $t_{зм}$. До постійних втрат агрегату відносять втрати в сталі електродвигуна приводу $\Delta P_{ст}$ і механічні втрати в агрегаті $\Delta P_{мех}$:

$$\Delta P_{\Pi} = \Delta P_{ст} + \Delta P_{мех}. \quad (18.2)$$

Втрати ΔP_{Π} визначають шляхом вимірювання втрат холостого ходу агрегату. На холостому ході агрегату вимірюють потужність холостого ходу агрегату P_{xx} і струм холостого ходу електродвигуна I_{xx} . Потужність холостого ходу агрегату

$$P_{xx} = \Delta P_{ст} + \Delta P_{мех} + \Delta P_{м} \quad (18.3)$$

де $\Delta P_{м}$ – втрати в міді електродвигуна на холостому ході.

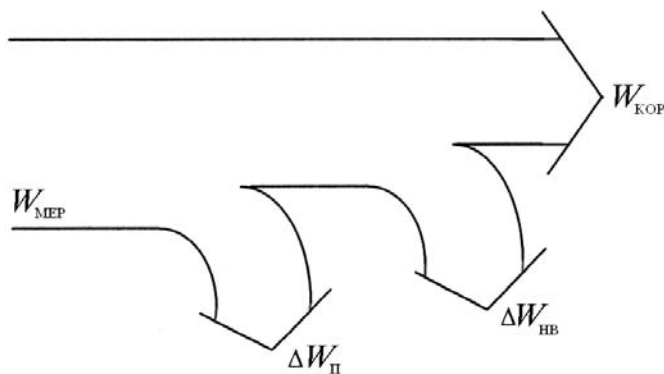


Рис. 18.11. Енергетична діаграма

При відомих P_{xx} і I_{xx} постійні втрати потужності для приводу з асинхронним двигуном (АД) визначаємо з формули (18.3):

$$\Delta P_{\Pi} = P_{xx} - \Delta P_{м} = P_{xx} - 3R_{дв} I_{\phi\phi}^2, \quad (18.4)$$

де P_{xx} і I_{xx} зміряні експериментально; $R_{дв} = R_1 + R'_2$ – активний опір двигуна; R_1 – активний опір статора електродвигуна при 75°C ; R'_2 – зведений активний опір ротора електродвигуна.

Середні постійні втрати енергії за добу визначаються за формулою:

$$\Delta \bar{W}_{i.\bar{n}} = \Delta D_i \bar{t}_{ci} k_{ci}. \quad (18.5)$$

Вимірювання, пов'язані з визначенням постійних втрат в агрегаті, проводяться в режимах, найтипівіших для більшості робіт, виконуваних на даному агрегаті. Середні змінні втрати активної потужності в привідному агрегаті протягом зміни

$$\Delta \bar{D}_{i\tilde{a}} = 3\bar{k}_{\tilde{o}}^2 \bar{I}_{\tilde{c}i}^2 R_{\tilde{a}\tilde{a}} \cdot 10^{-3}, \quad (18.6)$$

де $\bar{k}_{\tilde{c}}$ – середній коефіцієнт форми графіка навантаження; $\bar{I}_{3m}$ – середній струм за зміну.

Середні за добу змінні втрати енергії визначаються за формулою

$$\Delta \bar{W}_{i\tilde{a},\tilde{n}} = \Delta P_{i\tilde{a}} \bar{t}_{\tilde{c}i} k_{\tilde{c}i}. \quad (18.7)$$

Корисна витрата енергії на технологічний процес протягом доби

$$\bar{W}_{\tilde{o}\tilde{a}\tilde{o},\tilde{n}} = \bar{W}_{i\tilde{a}\tilde{o}} - (\Delta \bar{W}_{i,\tilde{n}} + \Delta \bar{W}_{i\tilde{a},\tilde{n}}), \quad (18.8)$$

де $\bar{W}_{мер}$ – математичне очікування споживаної з мережі за зміну ЕЕ, яке визначається за декілька самих завантажених змін.

Коефіцієнт корисної дії агрегату

$$\eta = \frac{\bar{W}_{\tilde{o}\tilde{a}\tilde{o},\tilde{n}}}{\bar{W}_{i\tilde{a}\tilde{o}}}. \quad (18.9)$$

Аналіз отриманих кількісних даних дозволяє судити про енергоефективність агрегату. Якщо ККД ЕП менше 0,85, то це указує на його недовантаження. Якщо постійні втрати ЕП великі (більше 10 % від $\bar{W}_{мер}$), то це указує на поганий стан механічної частини агрегату, яку необхідно піддати ревізії.

18.10. АНАЛІЗ ЕНЕРГОПОТОКІВ

Метою аналізу енергопотоків кожного ПЕР в процесі його перетворення, розподілу і споживання є підвищення енергоефективності вказаних стадій. Процес споживання ПЕР на підприємстві може бути поданий у вигляді трьох стадій: перетворення енергії одного ПЕР в інший; розподіл ПЕР по споживачах; використання ПЕР споживачами для технологічного процесу.

При критичному аналізі енергопотоків використовується інформація, отримана на попередніх етапах енергоаудиту. Наприклад, ЕБ енергоустановок дозволяє зробити висновки щодо їх енергоефективності, виявити основні втрати та намітити шляхи їх усунення.

Критичний розгляд енергопотоків допускає:

- з'ясування раціональності параметрів розподілу та споживання ПЕР (тиск, напруга, витрати, потужність і т.д.);
- виявлення основних втрат ПЕР;
- оцінку ефективності перетворення енергії в джерелі і у споживачів;

- розгляд різних варіантів структури енергосистеми із зміною типу і параметрів джерела, його розташування, варіації параметрів споживачів.

Оскільки енергетична система в загальному випадку має три послідовні стадії проходження ПЕР і кожна стадія має визначений ККД, то в першу чергу вигідно збільшувати ефективність споживання. У цьому випадку зменшуються втрати розподілу та перетворення.

Критичний аналіз енергоефективності споживачів ПЕР містить:

- відбір основних споживачів ПЕР за даними першого етапу аудиту;
- аналіз енергобалансу відібраних споживачів з метою встановлення не-раціональних втрат ПЕР за даними другого етапу енергоаудиту;
- вивчення досвіду роботи таких або аналогічних агрегатів на інших підприємствах з виявленням упроваджених там енергозберігаючих заходів;
- творчий аналіз можливості зміни режиму роботи обстежуваного агрегату, аналіз наслідків упровадження можливих ідей підвищення енергоефективності роботи агрегату.

При критичному аналізі необхідно відповісти на наступні питання:

- чи є даний вид ПЕР кращим;
- чи можливі інші шляхи зниження втрат ПЕР і за рахунок чого;
- оптимальний або раціональний режим роботи механізму;
- від яких параметрів залежить його енергоємність у даному процесі.

Задача аудитора зводиться до встановлення сприятливих чинників технологічного процесу, утримання їх при роботі агрегату і усунення несприятливих чинників, що призведе до зниження питомої енергоємності продукції.

Під час аналізу розподільних систем необхідно встановити:

- з яким завантаженням використовується розподільна мережа та її окремі кола;
- чи правильно вибрані параметри і чи раціонально побудована розподільна мережа;
- стан ізоляції (теплової або електричної) розподільної мережі і відповідність її проектним даним;
- параметри (тиску, напругі) в розподільній мережі на вході та у споживача;
- режим роботи мережі щодо втрат енергії залежно від режиму роботи споживачів, та ін.

Під час аналізу ефективності перетворення енергії оцінюють ефективність роботи перетворення енергії в джерелі та порівнюють параметри енергоспоживання з параметрами систем, які мають аналогічні проектні характеристики. Хорошим способом оцінки якості менеджменту енергетичної установки та її технологічного стану є статистичний аналіз даних щодо енергоспоживання методами регресійного аналізу й установлення питомого енергоспоживання.

Проектні дані стосовно відповідного устаткування відомі з документації по об'єкту або їх можна отримати у виробників устаткування. Під час визначення втрат на стадії перетворення важливо провести вимірювання реальних

параметрів. На основі вимірювання одержують витратний баланс енергії або характеристики питомого енергоспоживання.

18.11. РОЗРОБКА ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ПРОЕКТІВ

Метою даного етапу енергоаудиту є вибір напрямів відносно підвищення енергоефективності об'єктів підприємства і розробка енергозберігаючих проектів.

З енергозберігаючих заходів складається список. Список енергозберігаючих заходів краще всього скласти послідовно для споживачів, розподільних систем і перетворювачів ПЕР.

Для споживачів необхідно скласти повний список по кожному ПЕР, узагальнити існуючу інформацію та скласти список енергозберігаючих заходів. Потім слід повторити ту ж послідовність дій для систем розподілу та перетворення енергії.

Для доробки енергозберігаючого заходу до стадії енергозберігаючого технічного проекту, який розробляється конструкторським підрозділом аудиторського підприємства або спеціалізованим конструкторським бюро.

18.12. ЕКСПЕРТИЗА ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ПРОЕКТІВ

Метою цього етапу енергоаудиту є експертиза кожного енергозберігаючого проекту на можливість реалізації, доцільність упровадження з оцінкою вартості та вигод проекту, а також установлення терміну окупності проекту.

Оскільки в результаті енергоаудиту пропонуються не тільки енергозберігаючі заходи, які не вимагають великих капітальних витрат, але й дорогі проекти, необхідна їх ретельна експертиза та визначення всіх можливих наслідків від їх упровадження. Основна задача технічної експертизи проектів – переконатися, що проект технічно здійснимий і прийнятний.

Нове устаткування повинне бути здатним працювати в конкретних умовах. Тому потрібно вибрати належні тип, потужність, габарити устаткування, передбачити способи його монтажу і сполучення з існуючим устаткуванням. Необхідно передбачити та оцінити технічні ризики при здійсненні проекту: забруднення теплообмінників і способи його усунення, корозію і способи її запобігання; наслідки несанкціонованого втручання персоналу та помилок при експлуатації. При установці нового устаткування або зміні технології потрібно врахувати й можливі побічні ефекти, наприклад, забруднення живильної води котла або конденсату, вплив на якість продукції, зміна об'єму і періодичності технічного обслуговування, надійність та ін.

При розгляді ряду проектів, розроблених для однієї системи, потенційну економію не можна розглядати ізольовано. Слід виконати аналіз взаємодії проектів. Просте підсумовування економії енергоресурсу від різних проектів дуже часто дає завищену цифру (іноді більше 100 %).

Окрім впливу кожного проекту на загальну ефективність системи, потрібно враховувати інші аспекти взаємного впливу проектів: зміна приєднаного навантаження; необхідна напруга живлення; геометричні параметри з'єднувальної арматури та ін.

Під час аналізу взаємодії проектів потрібне порівняння проектів за термінами окупності. При розрахунку техніко-економічних показників технічного проекту розраховують вартість його реалізації, економічний ефект, який він дає у разі впровадження.

18.13. ПОДАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ЕНЕРГОАУДИТУ

Мета заключного етапу енергоаудиту – складання письмового звіту про виконану роботу і усна презентація результатів роботи керівництву і зацікавленим фахівцям підприємства. Письмовий звіт – підсумковий документ з енергоаудиту, що призначений для підприємства-замовника, його фахівців і надає можливість оцінити подані енергозберігаючі проекти.

Звіт містить два елементи: резюме – короткий зміст звіту і власне звіт з додатками.

Резюме (короткий зміст) призначене для старших керівників підприємства і є самостійним документом (обсягом 6–10 сторінок), містить тези основних отриманих результатів. Резюме містить:

- чисельні дані щодо енергоспоживання обстеженого об'єкта в порівняльних одиницях – ГДж і грошовому вираженні;
- короткий опис основних споживачів, систем розподілу та перетворювачів енергії із зазначенням даних про їх енергоспоживання та втрати;
- перелік розроблених енергозберігаючих проектів з параметрами їх вартості, економії та терміну окупності;
- основні висновки про вплив результатів упровадження енергозберігаючих проектів на енергоефективність підприємства.

Список рекомендованих проектів краще надати в табличній формі. Проекти доцільно перерахувати в порядку зростання терміну окупності. Окремо подають безвитратні проекти, низьковитратні та високовитратні.

Таблиця повинна містити наступну інформацію:

- номер проекту в основному списку і назва проекту;
- річна економія енергоресурсу в ГДж;
- річний економічний ефект;
- вартість здійснення проекту;
- термін окупності в роках.

Основний звіт містить: аналіз енергоспоживання та витрат; результати обстеження енергетичних систем: споживачів, розподільних систем, перетворювачів енергії; список проектів, що рекомендуються; висновок і додатки.

У вступі повинна міститися наступна інформація: мета проведення енергоаудиту; короткий опис методики енергоаудиту; коротка інформація про під-

приємство; опис послідовності технологічних процесів; відомості про організацію, яка здійснює енергоаудит.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ ТА ТЕМИ РЕФЕРАТІВ

Контрольні питання

1. Назвіть основні функції діяльності енергоменеджера?
2. У чому полягає основна задача енергоменеджера?
3. Які аспекти енергетичного менеджменту виділяють?
4. У чому полягає сутність енергетичної політики підприємства?
5. Розтлумачте зміст словосполучення “Складові енергоменеджменту”.
6. Які задачі організації енергоменеджменту відносять до основних?
7. Що розуміють під енергетичним обстеженням підприємства?
8. Які основні етапи містить методика проведення енергоаудиту?
9. Що і як повинно бути оцінено на другому етапі енергоаудиту?
10. Як складається схема технологічного процесу для енергетичного обстеження?
11. Як класифікуються енергетичні баланси?
12. Як класифікуються енергетичні втрати?
13. Які методи використовують при складанні витратної частини балансу?

Теми рефератів

1. Стадії енергетичного менеджменту їх сутність та зміст.
2. Методи оцінки поточного стану енергоменеджменту підприємства.
3. Роль мотивації персоналу для підвищення енергоефективності.
4. Складання енергетичних балансів конкретних підприємств.
5. Розробка та експертиза конкретних енергозберігаючих проектів для підприємства.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. Шк., 1991.
2. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1984.
3. Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей. – М.: Энергоиздат, 1987.
4. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М.: Энергоатомиздат, 1986..
6. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Кудрин Т.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
10. Перехідні процеси в системах електропостачання / Півняк Г.Г., Винославський В.Н., Рибалко А.Я., Несен Л.И. и др. – Дніпропетровськ: Видавництво НГА України, 2000.
11. Пивняк Г.Г., Шкрабец Ф.П. Несимметричные повреждения в электрических сетях карьеров: Справочное пособие. – М.: Недра, 1993.
12. Плащанский Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий. Учебник для вузов. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2005.
13. Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для техникумов. – Л., Стройиздат, Ленингр. отд-ние, 1080.
14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
15. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. пособие для вузов/ В.Н.Винославский, А.В.Праховник, Ф.Клеппель, У.Бутц. – Киев: Вища школа. Головное изд-во, 1981..
16. Разумний Ю.Т., Заїка В.Т., Степаненко Ю.В. Енергозбереження: Навч. посібник. – Д.: Національний гірничий університет, 2005.
17. Рене Пелисье. Энергетические системы / Пер. с франц. – М.: Высш. школа, 1982.
18. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. –

- 19.Рюдeнбeрг Р. Эксплуатационные режимы электроэнергетических систем и установок: Пер. с нем. / Под ред. К.С.Демирчяна. – Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1980.
- 20.Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Круповича В.И., Барыкина Ю.Г., Самовера М.Л. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
- 21.Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Барыкина Ю.Г. и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 22.Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
- 23.Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – К.: Наук. думка, 1985.
- 24.Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007.
25. Плешков П.Г., Мануйлов В.Ф., Коновалов І.В. Релейний захист та автоматика систем електропостачання: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2008.

Навчальне видання

Шкрабець Федір Павлович
Плешков Петро Григорович

ОСНОВИ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
(Навчальний посібник)

Редактор

Підписано до друку . . . Формат 30 x 42/4,
Папір Офсет. Ризографія.
Ум. друк. арк. 28,0. Обл.-вид. арк.
Тираж 300 прим. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано
у Кіровоградському Національному технічному університеті,
49027, м. Кіровоград, 27, просп. К. Маркса, 19,
Свідоцтво про внесення до державного реєстру ДК №