

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

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

Конспект лекцій

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для студентів,
які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»,
освітньої програми «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних
комплексів»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2022

Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,46 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.– 167 с.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 6 від 23.06.2022 р.)
за поданням Вченої ради Інститута енергозбереження та енергоменеджменту (протокол
№ 10 від 31.05.2022р.)*

Електронне мережне навчальне видання

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

Конспект лекцій

Укладачі: *Шевчук Степан Прокопович, д-р техн. наук, проф.*
Мейта Олександр Вячеславович, канд. техн. наук, доц.

Відповідальний
редактор *Лістовщик Л.К., канд. техн. наук, доц.*

Рецензент: *Калінчик В.П., канд. техн. наук, доц.*

Навчальний посібник конспект лекцій з курсу «Електричні мережі та системи» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» призначено для систематизування, розширення та закріплення теоретичних знань, одержаних в процесі вивчення дисципліни «Електричні мережі та системи». Призначено для проведення лекційних занять з курсу за основними темами, а саме: визначення розрахункових навантажень, улаштування електричних мереж та підстанцій, розрахунок струмів короткого замикання, компенсація реактивної потужності, вибір електричних апаратів, релейний захист, захисне заземлення електроустановок, техніко-економічні показники електричних мереж.

В навчальному виданні наводиться теоретична інформація та основні довідникові данні, що необхідні для розуміння функціонування систем електропостачання та електричних мереж і проведення базових розрахунків для вибору електрообладнання та засобів захисту.

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022

ЗМІСТ

Тема 1. Вступ до вивчення курсу. Загальні відомості, джерела електропостачання, споживачі електроенергії	8
1.1 Загальні відомості про електропостачання. Основні визначення.	8
1.2 Джерела постачання електроенергії споживачам	10
1.3 Енергетична система та її структура	12
1.4 Споживачі електроенергії та їх класифікація	13
 Тема 2 Графіки електричних навантажень	 17
2.1 Задачі визначення електричних навантажень.	17
2.2 Графіки електричних навантажень	18
 Тема 3 Методи визначення розрахункових навантажень	 23
3.1 Показники графіків електричних навантажень	23
3.2 Визначення розрахункових навантажень	26
3.2.1 Метод коефіцієнта попиту	26
3.2.2 Метод питомого споживання енергії на одиницю продукції	27
3.2.3 Метод питомої густини навантажень	28
3.2.4 Метод упорядкованих діаграм	28
3.3 Визначення витрат електроенергії	29
 Тема 4 Схеми приєднання до енергосистеми. Підстанції промислових підприємств. Розподільчі пристрої 6-10 кВ ГПП	 31
4.1 Призначення та схеми електричних з'єднань підстанцій	31
4.2 Конструктивне виконання розподільних пристроїв заводських та цехових підстанцій	36
 Тема 5 Електричні мережі систем електропостачання промислових районів і підприємств	 42
5.1 Загальні відомості та вимоги до електричних мереж	42

5.2 Класифікація електричних мереж	43
5.3 Режими роботи нейтралі електричних мереж	45
5.4 Структура та схеми з'єднань мереж	47
Тема 6 Схеми живлення промислових підприємств	51
6.1 Схема мереж зовнішнього електропостачання промислових підприємств.	51
6.1.1 Принципи побудови схем живлення підприємств.	51
6.1.2 Схеми електропостачання підприємств на генераторних напругах 6 - 20 кВ	52
6.1.3 Електропостачання від енергосистеми та схеми приєднань підстанцій глибокого вводу 110-220 кВ	54
6.2 Схеми розподільних мереж 6-10 кВ	56
6.2.1. Розподіл електричної енергії за радіальною схемою	56
6.2.2. Розподіл електричної енергії за магістральною схемою	57
Тема 7 Призначення та конструктивне виконання промислових ліній електропередачі.	58
7.1 Улаштування повітряних ліній	58
7.2 Улаштування кабельних ліній	61
Тема 8 Розрахунок електричних мереж	65
8.1 Розрахунок електричних мереж за допустимим нагрівом у тривалому режимі	65
8.2 Вибір перерізів провідників за економічною густиною струму	67
8.3 Вибір провідників за механічною міцністю	69
8.4 Перевірка електричної мережі за втратами напруги	69
8.5 Електричний розрахунок ЛЕП напругою вище 35кВ	71
Тема 9 Техніко-економічні розрахунки в електропостачанні	74
9.1 Особливості техніко-економічних розрахунків	74

9.2 Втрати потужності та енергії в лініях	74
9.3 Втрати потужності та енергії в трансформаторах	76
9.4 Втрати потужності та енергії в реакторах	78

Тема 10 Реактивна потужність в електричних мережах. Компенсація реактивної потужності

10.1 Загальні відомості та визначення	79
10.2 Підстави щодо компенсації реактивної потужності	81
10.3 Зниження споживання реактивної потужності без застосування компенсуючих пристроїв (КП)	83
10.4 Електромашинні пристрої компенсації реактивної потужності	84
10.5 Статичні компенсуючі пристрої (КП)	85
10.6 Вибір місця розташування конденсаторних батарей	86
10.7 Техніко-економічне обґрунтування вибору компенсуючих пристроїв	88

Тема 11 Короткі замикання в системах електропостачання. Перехідні процеси та параметри КЗ

11.1 Причини і види коротких замикань та їх наслідки.	91
11.2 Перехідні процеси протікання струмів КЗ	92
11.3 Основні співвідношення між струмами КЗ	95

Тема 12 Способи розрахунку струмів КЗ

12.1 Основні принципи розрахунку струмів КЗ. Завдання параметрів елементів системи для розрахунку струмів КЗ	99
12.2 Приведення параметрів розрахункової схеми до базисних умов	100
12.3 Мета, задачі та послідовність розрахунку струмів КЗ	105
12.4 Визначення струмів короткого замикання за розрахунковими кривими	107
12.5 Розрахунок струмів КЗ з урахуванням підживлення точки КЗ електродвигунами	109

Тема 13 Вибір апаратів та струмопровідних частин	112
13.1 Загальні положення	112
13.2 Вибір апаратів і струмопровідних частин у нормальному тривалому режимі	112
13.3 Вибір електричних апаратів за електродинамічною та термічною стійкістю струмам КЗ	113
13.3.1 Електродинамічна дія струмів короткого замикання	114
13.3.2 Термічна дія струмів КЗ	115
13.4 Обмеження струмів КЗ і вибір струмообмежуючих реакторів	118
 Тема 14 Захист в системах електропостачання. Призначення, виконання та розрахункові параметри захисту	 121
14.1 Загальні відомості та функції захисту	121
14.2 Вимоги до засобів захисту	122
14.3 Класифікація видів захисту	123
14.4 Елементна база релейного захисту	124
 Тема 15 Захисти з відносною селективністю	 129
15.1 Застосування струмового захисту (СЗ) з відносною селективністю.	129
15.1.1 Максимальний струмовий захист (МСЗ)	129
15.1.2 Принцип роботи МСЗ	130
15.1.3 Розрахунок параметрів спрацювання МСЗ лінії	131
15.2 Струмова відсічка (СВ)	134
15.2.1 Принцип роботи СВ	134
15.2.2 Визначення струму спрацювання та зони дії захисту СВ без витримки часу	135
 Тема 16 Захисти з абсолютною селективністю	 137
16.1 Поздовжній диференційний захист	137
16.2 Поперечний диференційний захист	139

16.3 Газовий захист	141
16.4 Застосування плавких запобіжників для захисту у мережах напругою вище 1кВ	143
Тема 17 Заземлення електроустановок. Перенапруги в електроустановках	146
17.1 Заземлюючі пристрої	146
17.2 Розрахунок заземлюючих пристроїв	148
17.3 Захист електроустановок від перенапруг. Види перенапруг	151
Тема 18 Автоматизація в системі електропостачання промислових підприємств	160
18.1 Вимоги та засоби автоматизації.	160
18.2 Автоматичне вмикання резерву (АВР)	160
18.3 Автоматичне повторення вмикання (АПВ)	162
18.4 Автоматичне частотне розвантаження (АЧР)	164
18.5 Автоматичне регулювання потужності конденсаторних установок (КУ)	165
ЛІТЕРАТУРА	167

Тема 1. Вступ до вивчення курсу. Загальні відомості, джерела електропостачання, споживачі електроенергії

Лекція 1 Базові дисципліни навчального плану вивчення курсу "Електричні мережі та системи". Методична база курсу. Загальні питання електропостачання; нормативні документи улаштування систем електропостачання, однолінійні схеми електропостачання та графічні та умовні позначення елементів схеми. Загальні відомості про електропостачання. Основні визначення. Джерела постачання електричної енергії споживачам. Енергетична система та її структура. Споживачі електроенергії та їх класифікація. Категорії електроприймачів за надійністю.

1.1 Загальні відомості про електропостачання. Основні визначення.

Електропостачанням називається забезпечення споживачів електричною енергією[ПУЕ- правила улаштування електроустановок].

Промислове електропостачання розпочинає свій відлік з кінця XIX століття. Поштовхом для його розвитку стали винаходи у 90-х роках (трифазних генератора, електродвигуна і трансформатора). З того часу виробництво, передача, розподіл і споживання електроенергії у світовій електроенергетиці здійснюється в основному на частоті 50(60)Гц трифазного змінного струму. Цьому сприяли відносна простота трансформації напруги одного рівня у інший, перетворення змінного у випрямлений струм, або у струм підвищеної частоти, та широке застосування для приводу машин і механізмів практично у всіх галузях промисловості простих за конструкцією і обслуговуванням надійних трифазних асинхронних електродвигунів.

Електроустановка (електропристрій) – це сукупність машин, апаратів, ліній та допоміжного обладнання (у т.ч. приміщень), що призначені для виробництва, трансформації, передачі і розподілу електроенергії та перетворення її у інший вид енергії. За рівнем електробезпеки їх поділяють на електроустановки напругою до 1кВ та напругою більше як 1кВ.

Апарат, агрегат, механізм (електропристрій взагалі), що призначені для перетворення електричної енергії у інший вид енергії (механічну, теплову, світлову) називається **приймачем електричної енергії**.

Електроприймач (ЕП), або група ЕП, що об'єднані технологічним процесом та територією розташування називається **споживачем електричної енергії**. (дільниця, цех, завод, підприємство тощо).

Сукупність електропристроїв, що призначені для забезпечення споживачів електричною енергією називається **системою електропостачання (СЕР)**. Частина СЕР від енергосистеми до приймальної підстанції підприємства називається зовнішньою, а від приймальної підстанції до електроприймачів – системою внутрішнього електропостачання промислового підприємства.

Характерною особливістю сучасного електропостачання є застосування широкого діапазона номінальних напруг електроустановок. З техніко-економічних міркувань, чим більша потужність електропристрою, тим вище має застосовуватися напруга, оскільки струм при цьому зменшується і відповідно знижуються втрати потужності і електроенергії.

З метою скорочення кількості виконань електроустановки у відповідності до ДСт встановлені наступні **номінальні напруги**:

а) для електроприймачів до 1000В та ліній живлення – 127, 220, 380, 660, 1140В;

б) для електроприймачів вище 1кВ та ліній електропередачі:

розподільних мереж внутрішнього електропостачання – 6, 10, 20кВ;

зовнішніх мереж живлення підприємств від енергосистеми – 35, 110, 220кВ;

міжсистемних зв'язків об'єднаних енергосистем – 330, 500, 750кВ;

в) для генераторів електростанцій: – 0,23 – 0,4 – 0,69 – 6,3 – 10,5 – 21кВ;

г) для силових трансформаторів підстанцій систем електропостачання:

$U_{1НОМ} = 0,127 - 0,22 - 0,38 - 0,66 - 1,14 - 6 - 10 - 20 - 35 - 110 - 220 \text{ кВ}$

$U_{2НОМ} = 0,133 - 0,23 - 0,4 - 0,69 - 1,2 - 6,3 - 10,5 - 21 - 36,5 - 115 - 230 \text{ кВ}$

Номінальні **генераторні напруги** та нижчі напруги (НН) трансформаторів ($U_{2НОМ}$) навмисне прийняті на 5% вища за номінальні напруги ЕП та ЛЕП. Це необхідно для забезпечення нормального режиму роботи споживачів в межах допустимих відхилень $\pm 5\%$ від номінальної напруги (відповідно до ДСт13 109-97), з урахуванням втрат напруги в елементах мережі (трансформаторах, лініях) від джерела живлення до найпотужнішого і найвіддаленого електроприймача.

Способи електропостачання промислових підприємств залежать від вимог надійності і безперебійності постачання електричної енергії споживачам, від наявності електростанції на підприємстві і можливості її приєднання до

енергосистеми, від розташування об'єкта електропостачання відносно джерела живлення.

Найбільш поширені наступні способи електропостачання:

а) від електростанції на генераторній напрузі 6 – 10кВ;

б) від енергосистеми на напругах 35 – 110 – 220кВ;

в) від енергосистеми і теплової електростанції підприємства (ТЕЦ), що виробляє електричну та теплову енергію для власних і комунальних потреб.

1.2 Джерела постачання електроенергії споживачам

Головним джерелом постачання електроенергії споживачам є районні енергосистеми, що об'єднують електростанції певного промислового району.

Електричні станції - це електроустановки, що призначені для виробництва електроенергії шляхом перетворення інших видів енергії у електричну.

Основними виробниками електроенергії є теплові електростанції (ТЕС), що працюють, на непоновлюваних видах енергоносіїв. До них належать ТЕС з органічним та АЕС з ядерним паливом. Їх частка складає 80-90% від усієї електроенергії і між ними поділяється на сьогодні майже порівно.

Серед електростанцій, що використовують поновлювальні енергоресурси, лише частка гідравлічних електростанцій (ГЕС) складає 5-10%, а решти (вітрових, сонячних, геотермальних, хвильових приливних) нажалі, допоки практично не суттєва. Це нагальна проблема електроенергетики, що потребує у наш час першочергового рішення.

По типу первинного перетворення турбінні електростанції поділяють на паротурбінні (ТЕС і АЕС), газотурбінні та дизельні. Дизельні електростанції призначені для електропостачання окремих споживачів, що не приєднані до енергосистеми.

Теплові електростанції з паровими турбінами складають основну частку ТЕС. Їх поділяють на:

а) конденсаційні (КЕС), що призначені для виробництва лише електроенергії. КЕС працюють у конденсаційному режимі, коли робоча пара проходить послідовно всі ступені турбіни, після чого конденсується, віддаючи

значну частку теплової енергії охолоджувачу. Потужність КЕС досягає 3600 – 6400 МВт з енергоблоками 500, 800 і 1200 МВт, а ККД складає 30%, оскільки значна частка тепла пари втрачається у конденсаторі.

б) теплофікаційні (ТЕЦ), що постачають споживачам електричну енергію, для живлення ЕП, та теплову для опалення і використання її у технологічних процесах. Завдяки ТЕЦ виключається економічно недоцільне будівництво спеціальних котелень. Потужність ТЕЦ дещо менша КЕС і досягає 1250 МВт з агрегатами по 250 МВт, а їх ККД досягає 60-70%.

У газотурбінних ТЕС газ згорає у турбінах, що робить їх більш дешевшими і привабливішими з точки зору терміну запуску (всього 30-40 хв. з холодного стану). Головним їх недоліком є до тепер високі питомі витрати палива. В зв'язку з цим вважається доцільним споруджувати їх потужністю до 300-600 МВт, з агрегатами по 100 МВт для роботи в години максимуму навантаження.

Атомні електростанції споруджуються потужністю 4-6млн. кВт по 4-6 блоків потужністю 1000-1500 МВт. На долю АЕС припадає близько 40% всієї електроенергії, що виробляється.

Основним елементом АЕС є реактор на теплових або швидких нейтронах. Найбільш поширені у світі реактори на теплових нейтронах водо-водяні корпусного типу з водою під тиском в металевому корпусі (ВВЕР). Використовуються також водографітні канального типу з отриманням пари в каналах реактора (РБКМ). У якості палива на АЕС використовуються тепловиділяючі елементи (ТВЕЛ) з природнього або малозбагаченого урану, у якості сповільнювача реакції яких – графіт, або звичайна вода, а у якості теплоносія – вода.

Економічна ефективність спорудження АЕС, та ТЕС на твердому органічному паливі, приблизно однакові на території Європи. Головна перевага АЕС – це скорочення витрат органічного палива, включаючи транспортні збитки.

Гідроелектростанції характеризуються використанням поновлюючих природних джерел енергії річок, високим ККД ($\approx 50\%$) низькою собівартістю електроенергії (в 6 раз меншою за ТЕС), здатністю швидко сприймати та скидати навантаження. Питома вага ГЕС в енергії України обмежена.

ГАЕС – гідроакумуючі електростанції. ГАЕС працюють у режимі закачки води на більш високу відмітку у нічний час мінімуму навантаження енергосистеми, а в години максимумів – у генераторному режимі за рахунок збросу цієї води, віддаючи електроенергію в енергосистему. В Україні збудована Київська ГАЕС потужністю 225 тис. кВт.

1.3 Енергетична система та її структура

Енергосистема – це сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, що з'єднані між собою і об'єднані спільністю режиму у безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному керуванні цим режимом [ПУЕ]. **Електроенергетична система (ЕЕС)** – це електрична частина енергосистеми з електроприймачами, що від неї живляться.

Створення енергосистеми має за мету підвищити рівень надійності постачання електричної енергії, зменшити кількість устаткування як гарячого, так і холодного резерву станції, забезпечити найбільш вигідний режим завантаження станції, підвищити якість та зменшити собівартість електроенергії.

Енергосистеми, що створюються в межах певного промислового району називаються районними. Електростанції районної енергосистеми паралельно працюють на спільну електричну мережу, що являє собою сукупність ліній електропередачі (ЛЕП) та підстанцій (ПС).

Під ЛЕП будь-якої напруги розуміють повітряні (ПЛ), кабельні (КЛ) лінії та струмопроводи, що призначені для передачі електричної енергії.

Передача електроенергії на значні відстані можлива і економічно доцільна лише по ЛЕП високих напруг. З цією метою безпосередньо на електростанціях генераторна напруга трансформується в напругу ліній електропередачі районної енергосистеми 35 , 110 або 220 кВ. Приймальні підстанції підприємств, понижують напругу районної енергосистеми до напруги розподільної мережі підприємства (6–10кВ). Такі підстанції називаються **головними понижувальними підстанціями (ГПП)**. На напругах 6–10кВ здійснюється розподіл електроенергії між споживачами підприємства, а саме: живлення

Для практичних цілей проектування і експлуатації електропостачання важливим є систематизація приймачів електроенергії за режимами роботи, потужністю, напругою, родом струму, та за вимогами щодо забезпечення рівня їх надійності та безперебійності живлення .

1. За режимами роботи приймачі електроенергії поділяють на:

а) ЕП тривалого режиму, при якому електричні машини та пристрої здатні працювати тривалий час і при цьому перевищення температури окремих її часин не виходить за межі допустимої;

б) ЕП короткочасного режиму, при якому робочий період машини не настільки тривалий, що машина встигає охолонути до температури навколишнього середовища (електродвигуни приводів затворів, шиберів, заслонок, метало ріжучих станків, тощо).

в) ЕП повторно-короткочасного режиму, при якому термін циклу зміни роботи і паузи не перевищує 10 хвилин. При цьому нагрів ЕУ не перевищує допустимий, а охолодження не досягає температури навколишнього середовища (мостові крани, тельфери підйомники, зварювальні апарати, тощо).

Окрему групу ЕП складають електричні печі, нагрівачі, що працюють у тривалому режимі з незмінним, або мало змінним навантаженням.

2. В залежності від величини потужності і електродвигунів рекомендуються наступні напруги:

до 1 кВт – 380 В; потужністю до 100 кВт- 380 В; потужністю до 400 кВт- 600(1140)кВ; до 600-1,12(6) кВ ; до 400 кВт – 660 (1140)кВ; до 680 – 1.14 (6) кВ; до 1000 кВт – 6 (10) кВ; до 1000 кВт – 10кВ

3. За родом струму всі ЕП можливо поділити на три групи:

а) ЕП змінного струму промислової частоти 50 Гц;

б) ЕП змінного струму частотою відмінною від промислової, а саме: пониженої частоти 16 і 35 Гц електродвигунів транспортних механізмів і змішувачів рідкого металу відповідно; підвищеної частоти 100-400 Гц електродвигунів високошвидкісних станків та інструментів, високої частоти до 10 кГц пристроїв індукційного і діелектричного нагріву.

в) ЕП постійного струму, до складу яких належать: рудничний електровозний транспорт, трамваї, тролейбуси (600 В), потяги метрополітену (825 В).

4. За **рівнем надійності** електропостачання ЕП поділяють на **три категорії** (цю класифікаційну ознаку розглянемо детальніше).

Категорії приймачів електроенергії.

За вимогами забезпечення необхідного рівня надійності живлення, в залежності від можливих наслідків непередбачуваного призупинення подачі електроенергії, електроприймачі поділяються на три категорії.

Електроприймачі I-категорії – ЕП, внаслідок перерви електропостачання яких можливе виникнення: небезпеки для життя людей; значних збитків народному господарству; ушкодження високо коштовного основного обладнання; порушення складного технологічного процесу; масового браку продукції.

До ЕП I категорії належить **особлива група ЕП**, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання виникненню небезпеки людей, вибухів та пожегів.

Живлення ЕП I категорії електроенергією має здійснюватися від двох незалежних джерел живлення, що взаємно резервуються, а перерва в електропостачанні, у разі порушення електропостачання від одного з ДЖ допускається лише на термін автоматичного включення резерву (АВР).

Для електропостачання особливої групи ЕП має додатково передбачатися живлення від третього незалежного джерела живлення . У якості третього незалежного джерела для живлення особливої групи ЕП у якості другого незалежного джерела всіх інших ЕП I категорії використовується місцеві електростанції (ТЕЦ), електростанції енергосистеми, зокрема шини генераторної напруги, спеціальні агрегати безперебійного (гарантованого) живлення (АГП), акумуляторні батареї, тощо.

Електроприймачі II категорії – це ЕП, перерва в електропостачанні яких призводить до масового скорочення випуску продукції виробництва, простою робітників механізмів, транспорту, та порушенню нормальної діяльності жителів міст і сіл.

Електроприймачі II категорії також рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних джерел живлення, що резервують одне одного, двома ЛЕП. Перерва у їх електропостачанні, у разі порушення живлення від одного з джерел, допускається на термін, необхідний для включення резервного живлення черговим персоналом, або оперативною бригадою.

Живлення ЕП II категорії допускається по одній повітряній лінії, або по одній КЛ, що складається не менше як з двох кабелів, що приєднуються до одного спільного апарату.

У разі наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни ушкодженого за час не більше як за одну добу, допускається живлення електроприймачів II категорії від одного трансформатора.

Електроприймачі III категорії – всі інші ЕП, що не підпадають під визначення I та II категорії.

Для ЕП III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерва електропостачання на час ремонту або заміни ушкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

Незалежним джерелом живлення електроприймачі називається ДЖ, на якому зберігається напруга в межах допустимих відхилень для після аварійного режиму (+5%, до -10%), у разі зникнення напруги на інших джерелах живлення цих електроприймачів.

До незалежних джерел живлення відносяться дві секції, або системи шин (СШ) підстанції (електростанції) за умови, що: 1) кожна з секцій, або СШ, в свою чергу отримують живлення від незалежного джерела живлення; 2) секції (системи) шин не мають зв'язку між собою, або мають такий зв'язок, що автоматично вимикається у разі порушення нормальної роботи однієї з секцій (системи) шин.

Тема 2 Графіки електричних навантажень

Лекція 2 Загальні відомості та визначення. Індивідуальні графіки навантажень. Групові графіки навантажень. Показники графіків навантаження. Розрахункові навантаження.

2.1 Задачі визначення електричних навантажень.

Промислові підприємства являють собою енергоємні споживачі активної і реактивної енергії. Активна енергія витрачається на виконання корисної роботи, а також на покриття втрат при передачі і перетворенні активної і реактивної енергії. Реактивна енергія витрачається на створення магнітного поля в асинхронних двигунах і трансформаторах, та на покриття реактивної енергії, що споживається вентильними перетворювачами зокрема.

Основою прийняття раціональних рішень техніко-економічних питань проектування електропостачання слугують очікувані **електричні навантаження**. Правильно визначені розрахункові навантаження мають важливе значення при виборі перерізів ліній живлення і розподільних мереж, електричних апаратів, трансформаторів підстанцій, їх кількості і розташуванні, конфігурації і напруги мереж, засобів компенсації реактивної потужності, пристроїв захисту та при рішенні питань енергозбереження. **Завищення** розрахункових навантажень призводить до недовикористання електроустаткування (ЛЕП, трансформаторів, апаратів, тощо), внаслідок чого невиправдано зростають капіталовкладення. **Занижені** розрахункові навантаження можуть стати причиною перегріву елементів СЕП, прискореному старінню ізоляції та зношенню електроустаткування в цілому.

Для правильної оцінки очікуваних розрахунків навантажень недостатньо знати кількість електроприймачів та їх номінальну потужність критичного режиму роботи, що вказується на їх заводських табличках та в технічних паспортах. Електроприймачі, паспортна потужність яких наводиться для повторно-короткочасного режиму, що характеризується тривалістю включення $ПВ^*$ у відносних одиницях, або у відсотках, приводиться до $ПВ^*=1$ тривалого режиму роботи за співвідношенням.

$$P_{ном} = P_{настн} \sqrt{ПВ_{настн}^*} \quad (2.1)$$

Але слід зауважити, що **номінальна потужність** характеризує лише верхню межу навантаження.

Проблеми визначення очікуваних навантажень полягають у тому, що навантаження є змінною у часі величиною, характер якої залежить одночасно від багатьох факторів, зокрема, від режимів роботи окремих електроприймачів, їх номінальної потужності, фактичного завантаження і використання та співвідношення в групі електроприймачів найменшої та найбільшої потужності. Адекватну інформацію про електричні навантаження дають графіки навантажень.

2.2 Графіки електричних навантажень

Графіки електричних навантажень – це графічне відображення зміни активної та реактивної потужності, або струму, у часі. Розрізняють **індивідуальні і групові** графіки навантажень. Індивідуальні графіки позначаються стрічними буквами відповідно за активною $P(t)$ і реактивною $Q(t)$ потужністю і характеризують споживання активної і реактивної електроенергії окремими електроприймачами. Вони можуть бути періодичними, циклічними, нециклічними і нерегулярними (мал.2.1) в залежності від співвідношення часу циклів $t_{ци}$, паузи $t_{пи}$, роботи t_{pi} та стабільності активної енергії W_1 , що споживається за цикл.

Групові графіки складаються з індивідуальних графіків відповідних навантажень і позначаються прописними буквами:

$$\begin{aligned} P(T) &= \sum_1^n p_i(t) \\ Q(T) &= \sum_1^n q_i(t) \\ I(T) &= ((\sqrt{P^2(T) + Q^2(T)}) * (\sqrt{3}U_{ном})) \end{aligned} \quad (2.2)$$

Індивідуальні графіки необхідні для визначення розрахункового навантаження потужних і надпотужних ЕП (електричні печі, перетворювальні агрегати, тощо), а також для уявлення про формування групових графіків.

Розрізняють групові графіки ступінчасті за одну зміну (Рис. 2.2) і добові (Рис.2.3) та річні за тривалістю (Рис.2.4), що будуються на основі добових.

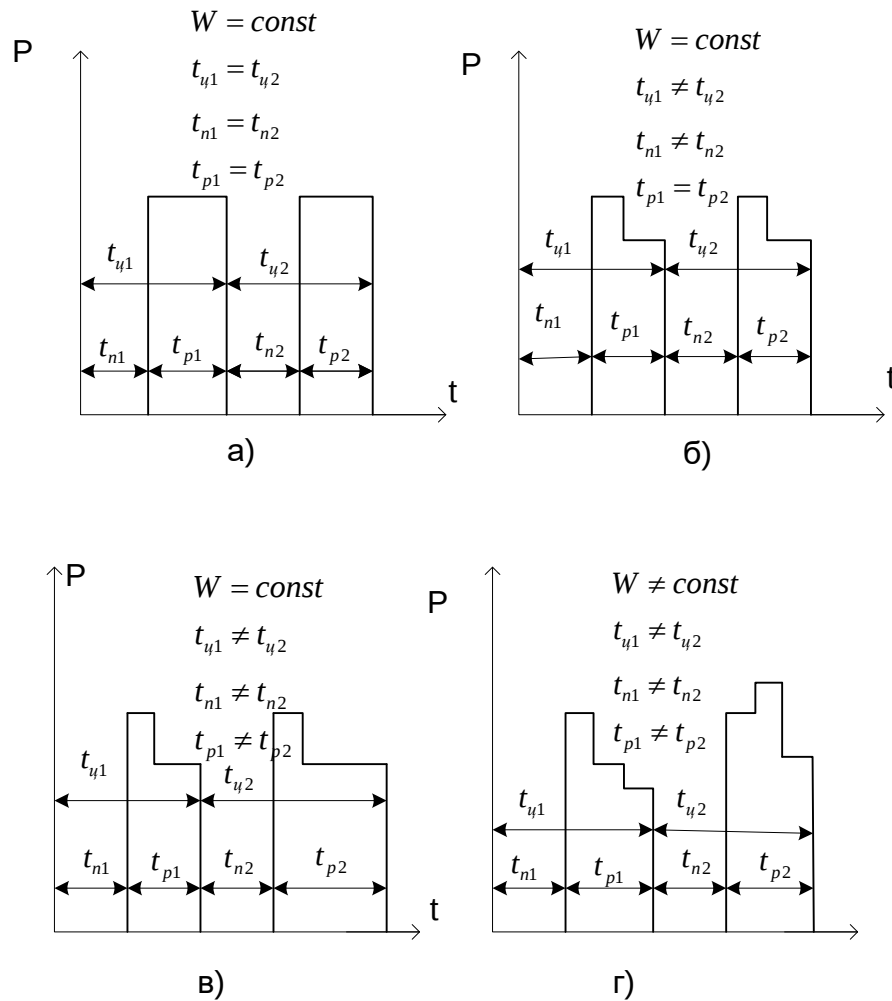


Рис. 2.1. Індивідуальні графіки навантажень за активною потужністю $P(t)$: а- періодичний; б – циклічний; в – нециклічний; г – нерегулярний.

За графіками навантаження, за найбільш завантажену зміну, наприклад, можливо визначити наступні розрахункові параметри:

1) P_c - **середня** активна (реактивна Q_c) потужність за зміну:

$$P_c = \frac{W_c}{T} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i}{T}; \quad Q_c = \frac{V_{cm}}{T} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \Delta t_i}{T} \quad (2.3)$$

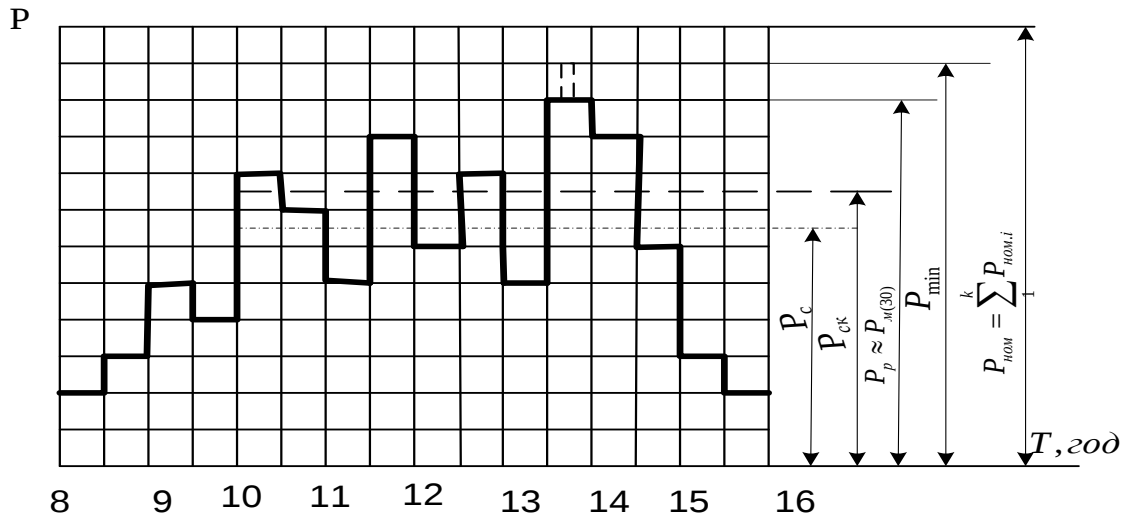


Рис. 2.2. Графік навантаження за одну зміну.

де $W_{см}$; $V_{см}$ - середнє споживання активної (реактивної) енергії за найбільш навантажену зміну;

P_i ; Q_i - ордината середньої активної (реактивної) потужності, за інтервал Δt_i ;
 T - тривалість зміни (8 год.).

Середнє значення змінної величини являє собою її основну статистичну характеристику, таким чином сталі осереднені значення навантаження характеризують електричні навантаження, що змінюються у часі. Сумарне середнє навантаження усіх електроприймачів певної групи P_c дає можливість приблизно оцінити нижню граничну межу можливих значень розрахункового навантаження.

- 2) $P_{ск}$ - **середньоквадратична** активна потужність за будь-який період часу T , наприклад зміну (мал.2.2)

$$P_{ск} = \sqrt{(\sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta t_i) / T} \quad (2.4)$$

Використовується $P_{ск}$ при визначенні втрат потужності.

3) $P_p \approx P_{m(30)}$ - **розрахункове** навантаження, або **розрахунковий 30-хвилинний максимум навантаження** – це найбільше з усіх середніх навантажень, що осереднені за інтервал $T_{oc}=30$ хв. За деякий період часу T (зміни, доби). Прийнятий інтервал осереднення дорівнює трьом сталим нагріву $\tau=10$ хв. для найменших перерізів провідників ліній $T_{oc}=\tau=30$ хв. Це слугує підставою вибирати елементи системи електропостачання за розрахунковими навантаженнями P_p по допустимому нагріву в усіх випадках різко змінних графіків навантаження. Якщо графіки навантаження рівномірний, у якості розрахункового навантаження приймають середнє навантаження за найбільш навантажену зміну $P_c = W_{cm} / T$.

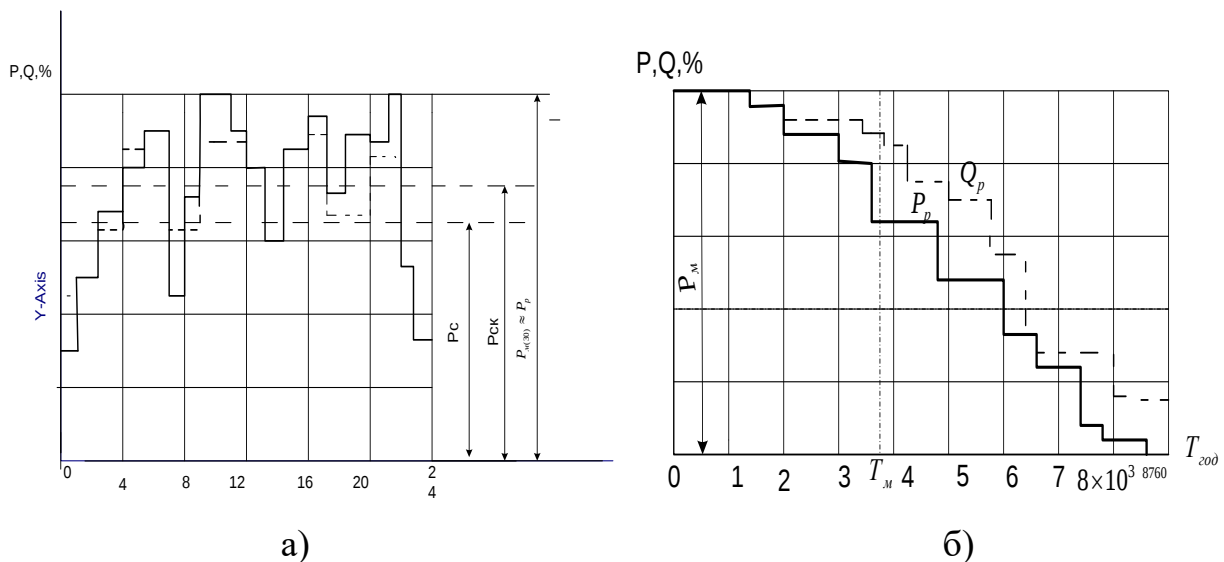


Рис. 2.3. Побудова річного графіку за активною та реактивною потужностями на основі добових графіків. а – добовий графік за активною та реактивною потужностями. б – річний графік за активною та реактивною потужностями

4) $P_{пик}$ – **максимальне короткочасне (пікове)** навантаження тривалість 1-2 с. На мал.2.2 показано умовний пік. Амплітуда якого перевищує розрахунковий 30-хвилинний максимум. Значення пікового навантаження необхідне для розрахунку струмів спрацювання максимального струмового захисту (МСЗ), для перевірки мереж за умови самозапуску електродвигунів та для перевірки коливань напруги у мережі.

5) $P_{\text{ном}}$ – **номінальна, або установлена** потужність групи ЕП, що розглядається – це сума номінальних потужностей тривалого режиму ($PВ*=1$) електроприймачів, що складають цю групу.

В техніко-економічних розрахунках електроенергії, що споживається за рік, користуються річними графіками за тривалістю (мал.2.4). Будують графіки за тривалістю на основі добових (мал.2.3), ординати яких ранжирують за спаданням від $P_{\text{м}}$ до $P_{\text{мін}}$. Річне споживання активної енергії визначається за співвідношенням

$$W_{\text{річн.}} = P_{\text{м}} \cdot T_{\text{м}}, \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (2.5)$$

де $T_{\text{м}}$ – кількість годин використання максимуму активної потужності за рік, що являє собою такий умовний час, протягом якого споживач, працюючи з максимальним навантаженням $P_{\text{м}}$, витрачає таку ж кількість електроенергії, як і у разі змінного графіку навантаження протягом року (8760 годин).

Квадрат ординат річного графіку за тривалістю являє собою втрати активної електроенергії за рік

$$\Delta W_{\text{річн.}} = \Delta P_{\text{макс}} \cdot \tau_{\text{г}} \quad (2.6)$$

де $\Delta P_{\text{макс}}$ – максимальні активні втрати потужності; $\tau_{\text{г}}$ – кількість годин максимальних втрат, що являє собою такий умовний час, протягом якого втрати енергії в лінії з максимальним навантаженням $P_{\text{м}}$ еквівалентні втратам енергії в лінії у звичайному режимі роботи за мінливим графіком навантаження. Приблизно $\tau_{\text{г}}$ визначається за формулою

$$\tau_{\text{г}} = 8760 (0,124 + T_{\text{м}} 10^{-4})^2, \text{ год.} \quad (2.7)$$

Тема 3 Методи визначення розрахункових навантажень

Лекція. 3 Головна мета визначення розрахункових навантажень та методи. Визначення розрахункового максимуму навантаження методом коефіцієнту попиту. Визначення розрахункового максимуму навантаження методом впорядкованих діаграм. Допоміжні методи визначення електричних навантажень. Визначення навантаження за середньою потужністю і коефіцієнтом форми графіка. Визначення навантаження за питомими втратами електроенергії.

3.1 Показники графіків електричних навантажень

Розрахункові параметри електричних навантажень визначають не за їх графіками, а за безрозмірними показниками (коефіцієнтами) графіків навантажень, що характеризують режим роботи приймачів електроенергії за потужністю та у часі. Коефіцієнти графіків навантажень визначаються для індивідуального і групового графіків активної і реактивної потужності, або струму. Коефіцієнти індивідуальних графіків позначаються малою літерою - k_v , а групових великою - K_v . Задля того, щоб відрізнити коефіцієнти графіків за активною і реактивною потужністю, останні доповнюються індексом - «р».

Коефіцієнт використання - це основний показник для розрахунку навантаження. Коефіцієнт використання активної потужності електроприймача k_v , або групи ЕП - K_v , називається відношення середньої активної потужності ЕП (або групи) до номінальної

$$k_v = \frac{P_c}{P_{ном.}}; \quad K_v = \frac{P_c}{P_{ном.}} = \left(\sum_1^n k_{vi} P_{ном.i} \right) / \sum_1^n P_{ном.i} \quad (3.1)$$

Коефіцієнт використання як і середнє навантаження p_c , P_c , відносяться до зміни з найбільшим навантаженням електроприймачів.

Аналогічно визначаються коефіцієнти використання реактивної потужності

$$k_{v.p.} = \frac{q_c}{q_{ном.}}; \quad K_{v.p.} = \left(\sum_1^n k_{v.p.i} q_{ном.i} \right) / \sum_1^n q_{ном.i} \quad (3.2)$$

Коефіцієнт форми графіка група електроприймачів - це відношення середньоквадратичної потужності до середнього

$$K_{ср.} = P_{ск.} / P_c \quad (3.3)$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності групи ЕП - це відношення розрахункового максимуму навантаження за активною потужністю ($P_p = P_{м(30)}$) до середнього

$$K_m = P_p / P_c \quad (3.4)$$

Коефіцієнт максимуму активної потужності K_M залежить від приведеної кількості приймачів $n_{пр.}$ при різних значеннях коефіцієнта використання $K_v.$ за активною потужністю. Залежність $K_M = f(n_{пр.}; K_v.)$ у графічній формі (Рис.3.1) та у табличній наводиться у довідковій літературі.

Під **приведеною (ефективною) кількістю електроприймачів** $n_{пр.}$ групи різних за номінальною потужністю і режимом роботи розуміють таку кількість однорідних за режимом роботи ЕП однакової потужності, що зумовлює таке ж розрахункове навантаження, що і дана група ЕП різних за номінальною потужністю і режимом роботи:

$$n_{пр.} = P_{ном.}^2 / \sum_1^n p_{ном.i}^2 = (\sum_1^n p_{ном.i}^2) / \sum p_{ном.i}^2, \quad (3.5)$$

де у чисельнику квадрат суми номінальних активних потужностей електроприймачів групи, а у знаменнику – сума квадратів номінальних активних потужностей окремих ЕП, що складають дану групу. Якщо усі ЕП групи мають однакову номінальну потужність $p_{ном.i}$, то $n_{пр.} = n_{еп.}$

Коефіцієнт заповнення графіку – це відношення середнього навантаження до розрахункового максимуму навантаження за активною потужністю групи електроприймачів

$$K_{запов.} = P_c / P_p. = 1 / K_M \quad (3.6)$$

Коефіцієнт попиту по активній потужності групи ЕП – це відношення розрахункового максимуму навантаження групи ЕП до номінальної потужності цієї групи

$$K_{п.} = P_p. / P_{ном.} = P_p. / \sum p_{ном.i},$$

$$\text{Звідки } P_p. = K_{п.} \sum p_{ном.i} = K_{п.} P_{ном.} \quad (3.7)$$

Коефіцієнт одночасності максимумів навантаження вузла системи електропостачання (ГПП, ЦРП, РП) – це відношення розрахункового максимуму активної потужності вузла до суми розрахункових максимумів навантаження за активною потужністю і-тих груп ЕП, що входять до даного вузла

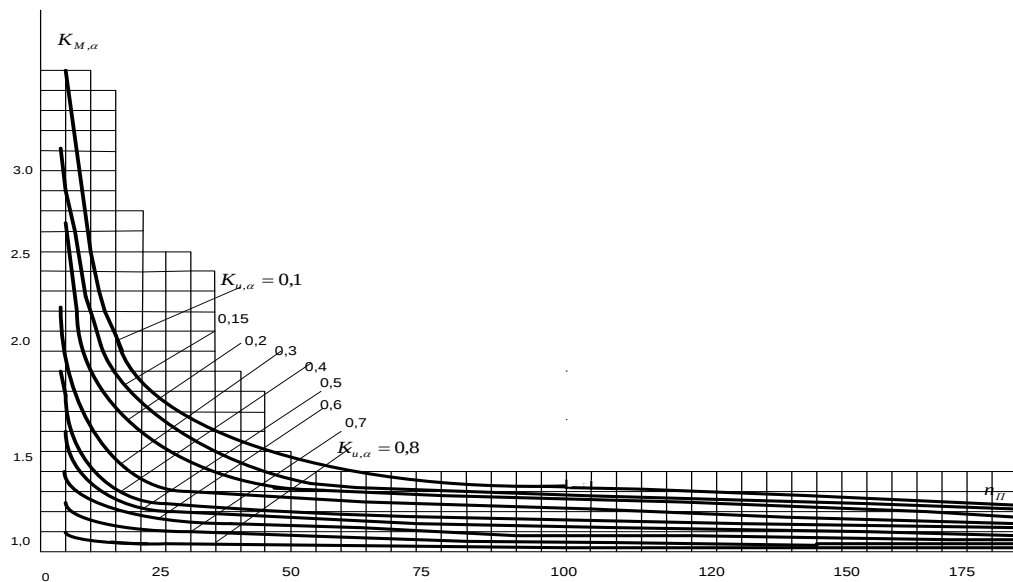


Рис. 3.1. Залежність коефіцієнта максимуму за активною потужністю K_M від приведеної кількості електроприймачів $n_{пр}$ для коефіцієнта використання $K_v = 0,8 \dots 1$.

$$K_{одн.} = P_{р.вуз.} / \sum_1^n P_{pi}, \quad (3.8)$$

$$\text{звідки } P_{р.вуз.} = K_{одн.} \sum_1^n P_{pi} \quad (3.9)$$

Аналогічно визначається коефіцієнт одночасності максимумів навантаження вузла системи електропостачання за реактивною і повною потужністю на підставі чого визначається розрахунковий максимум вузла за реактивною і повною потужністю

$$Q_{р.вуз.} = K_{одн.} \sum_1^n Q_{p.i} \quad (3.10)$$

$$S_{р.вуз.} = K_{одн.} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{p.i}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{p.i}\right)^2}, \quad (3.11)$$

де $Q_{p.i}$ – розрахунковий максимум навантаження i -ої групи

$$Q_{p.i} = P_{p.i} \tan \varphi_{сзв} \quad (3.12)$$

де $\tan \varphi_{сзв}$ - величина, що визначається за середньозваженим коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_{сзв}$

$$\cos \varphi_{сзв} = \frac{W_{pичн.}}{\sqrt{W_{pичн.}^2 + V_{pичн.}^2}} \quad (3.13)$$

де $W_{\text{річн.}}$, $V_{\text{річн.}}$ – річне споживання активної і реактивної потужності, що визначається за річним графіком навантаження, або показами лічильників за рік чи інший термін часу.

Коефіцієнти графіків напрацьовані для різних галузей промисловості по окремих технологічних процесах з метою створення простих емпіричних і аналітичних методів визначення розрахункових електричних навантажень, як на стадії проектування, так і в процесі експлуатації системи електропостачання. Значення коефіцієнтів навантаження та рекомендації по їх використанню наведені у довідковій літературі.

3.2 Визначення розрахункових навантажень

Визначення розрахункових навантажень виконують від нижчих до вищих ступенів напруги системи електропостачання по окремих групах електроприймачів та вузлів схеми на рівні розподільних пунктів РП та розподільних пристроїв ГПП з боку нижчої (НН) напруги. За розрахунковими навантаженнями окремих ЕП, груп приймачів та вузлів схеми електропостачання добирають переріз ліній живлених і розподільних мереж, кількість і потужність трансформаторів підстанцій, переріз шин РП і ГПП комутаційних апаратів та засобів захисту.

На різних стадіях проектування в залежності від цілі розрахунку та бази вихідних даних використовують наступні методи визначення розрахункових навантажень: метод коефіцієнта попиту; метод питомих показників виробництва; метод упорядкованих діаграм. При дослідженнях електричних навантажень застосовують ймовірно-статистичні методи.

3.2.1 Метод коефіцієнта попиту

Для групи однорідних за режимом електроприймачів (кількістю неменше $n \geq 3$) розрахункове навантаження визначають за встановленою потужністю групи

$$P_{\text{ном.}} = \sum_1^n P_{\text{ном.}i}, \text{ і коефіцієнтом попиту } K_{\text{п}} \text{ за співвідношеннями (2.21)}$$

$$P_p = K_{\Pi} P_{\text{НОМ}} = K_{\Pi} \sum_1^n P_{\text{НОМ},i}, \text{ кВт}$$

$$Q_{p.} = P_{p.} \cdot \tan \varphi, \text{ квар} \quad (3.14)$$

$$S_{p.} = \sqrt{P_{p.}^2 + Q_{p.}^2} = P_{p.} / \cos \varphi_{\text{сзв}}, \text{ кВА}$$

де $\tan \varphi$ приймається у відповідності до середньозваженого коефіцієнта потужності групи ЕП, або вузла $\cos \varphi_{\text{сзв}}$, значення якого приймають з довідників, або розраховують за (2.20).

Розрахункове навантаження вузла системи електропостачання (на шинах РП цеха, ділянки підприємства) визначають за сумою розрахункових навантажень i -тих груп ЕП, що складають даний вузол, з урахуванням коефіцієнта одночасності

$$S_{p.\text{вуз.}} = K_{\text{одн.}} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{p.i}\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{p.i}\right)^2}, \text{ кВА} \quad (3.15)$$

де $K_{\text{одн.}}$ - коефіцієнт одночасності, значення якого приймають в межах 0,85-1 у напрямку від віддалених РП-6(10) до джерела живлення.

Метод коефіцієнта попиту в основному застосовується для визначення розрахункових навантажень на всіх ступенях системи електропостачання шахт кар'єрів, метробуду, нафто- і газопроводів, та для орієнтованої оцінки розрахункових навантажень вузлів системи, що включають значну кількість споживачів електроенергії, інших галузей промисловості.

3.2.2 Метод питомого споживання енергії на одиницю продукції

Метод базується на відомих даних про питомі витрати електроенергії на одиницю продукції у натуральному виразі $\omega_{\text{натур.}}$ та річний обсяг продукції $M_{\text{річ.}}$ цеха, ділянки або підприємства в цілому. Розрахункове навантаження визначається за співвідношенням

$$P_p = W_{\text{річ.}} / T_{\text{м}}, \text{ кВт} \quad (3.16)$$

де $T_{\text{м}}$ - кількість годин використання активної потужності.

Метод застосовується для розрахунків навантажень по підприємствах з вузькою номенклатурою та середнім або масовим типом виробництва.

3.2.3 Метод питомої густини навантажень

Цей метод застосовується на перших стадіях проектування електропостачання цехів малосерійного, поточного та іншого виробництва з рівномірним застосуванням на виробничій праці великої кількості електроприймачів малої потужності. Розрахункове навантаження визначається за співвідношенням

$$P_p = p_{\text{пит.}} F, \text{ кВт} \quad (3.17)$$

де $p_{\text{пит.}}$ - питома розрахункова потужність на 1 м^2 виробничої площі, кВт/м² (середня по цеху аналогічного виробництва; F – виробнича площа цеха, м²).

3.2.4 Метод упорядкованих діаграм

За цим методом розрахункове навантаження (30-хвилинний максимум) визначається на усіх ступенях системи електропостачання за середньою потужністю і коефіцієнтом максимуму за формулами

$$\begin{aligned} P_p &= K_M P_{\text{см.}} = K_M K_B P_{\text{ном}} \\ Q_p &= 1,1 Q_{\text{см.}} = 1,1 P_{\text{см.}} \text{ tg } \varphi, \text{ якщо } n_{\text{пр}} \leq 10 \\ Q_p &= Q_{\text{см.}} = P_{\text{см.}} \text{ tg } \varphi, \text{ якщо } n_{\text{пр}} > 10 \end{aligned} \quad (3.18)$$

Коефіцієнт максимуму K_M для тривалості осереднення потужності $T_{\text{ос}} = 3 \tau_0 = 3 \times 10 = 30$ хв., визначають за залежністю $K_M = f(n_{\text{пр}})$ для відомих значень коефіцієнта використання $K_{\text{в}}$ та $n_{\text{пр}}$. ($n_{\text{пр}} \geq 4$). Стала нагріву $\tau_0 = 10$ хв. Прийнята для провідників малих перерізи в (до 25 мм^2). Для перерізів $35\text{-}70 \text{ мм}^2$ $\tau_0 = 20$ хв., $70\text{-}150 \text{ мм}^2$ $\tau_0 = 30$ хв., вище 150 мм^2 $\tau_0 = 40$ хв. Отже K_M , що прийнятим для сталої нагріву $\tau_0 = 10$ хв. ($T_{\text{ос.}} = 30$ хв.) має бути приведений до відповідної сталої нагріву розрахункового перерізу за формулою

$$K'_m = 1 + \frac{K_m - 1}{\sqrt{\alpha}} \quad (3.19)$$

де α - кратність збільшення сталої нагріву провідників більших перерізи в τ_0 і відносно сталої $\tau_{0(10)} = 10$ хв. провідників малих перерізи в (до 25 мм^2). Тоді розрахункове навантаження буде дорівнюватиме

$$P_p = K'_m P_{c.}, \text{ кВт}$$

де $Q_{c.} = P_{c.} \tan \varphi$, де $\tan \varphi$ визначається за $\cos \varphi$ вузла.

Розрахункове реактивне навантаження приймають рівним

$$Q_p = 1,1 Q_{c.} \text{ для } n_{пр} \leq 10 \quad (3.20)$$

$$Q_p = Q_{c.} \text{ для } n_{пр} > 10$$

Повне розрахункове навантаження вузла

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА} \quad (3.21)$$

3.3 Визначення витрат електроенергії

Зазвичай визначають річні витрати активної $W_{річн.}$ і реактивної $V_{річн.}$ енергії по підприємству на стороні високої напруги (ВН) приймальної підстанції (ГПП). Для попередніх розрахунків допускається визначати витрати за розрахунковим максимумом $P_p = P_m$ та кількістю годин використання максимуму T_m .

$$W_{річн.} = P_m T_m. \quad (3.22)$$

Але це справедливо, якщо навантаження у різні робочі зміни залишається незмінним протягом року і дорівнює середньому значенню за найбільш завантажену зміну $P_{см.}$, тоді $W_{річн.} = P_{см.} T_{річн.} = P_m T_m$.

Кількість годин використання максимуму визначається характером навантаження споживачів окремих галузей промисловості і наводиться у довідниках:

металургійна : 6500-7000 год.;

хімічна : 5500-6000 год.;

гірничорудна: 5000-5500 год.;

машинобудівна: 4000-4500 год..

Орієнтовно визначають річні витрати електроенергії за нормами питомих витрат електроенергії ϖ_n на одиницю продукції (т, м³, т×км)

$$W = \varpi_n M_{річн.}, \quad (3.23)$$

де $M_{річн.}$ - річний випуск продукції.

В усіх інших випадках річні витрати електроенергії визначаються як сума витрат за рік силових споживачів ($W_{\text{сил.}}$, $V_{\text{сил.}}$), освітлювальних споживачів ($W_{\text{осв.}}$), та активних втрат електроенергії у лініях мережі напругою вище як 1кВ ($\Delta W_{\text{л.}}$; $\Delta V_{\text{л.}}$) і в трансформаторах ($\Delta W_{\text{Т.}}$; $\Delta V_{\text{Т.}}$)

$$\begin{aligned} W_{\text{річн.}} &= W_{\text{сил.}} + W_{\text{осв.}} + \Delta W_{\text{л.}} + \Delta W_{\text{Т.}} \\ V_{\text{річн.}} &= V_{\text{сил.}} + \Delta V_{\text{л.}} + \Delta V_{\text{Т.}} \end{aligned} \quad (3.24)$$

Річні витрати електроенергії силовими споживачами:

$$\begin{aligned} \text{активної: } W_{\text{сил.}} &= P_{\text{с}} T_{\text{річн.}} = K_{\text{в}} P_{\text{ном.}} T_{\text{річн.}}; \\ \text{реактивної: } V_{\text{сил.}} &= Q_{\text{с}} T_{\text{річн.}} = K_{\text{в}} Q_{\text{ном.}} T_{\text{річн.}}; \end{aligned} \quad (3.25)$$

або за середньою потужністю за максимально завантажену зміну $P_{\text{см.}}$ з рахуванням коефіцієнта змінності α (якщо декілька змін)

$$\begin{aligned} W_{\text{сил.}} &= P_{\text{см}} T_{\text{річн.}} \alpha_{\text{а}}; \\ V_{\text{сил.}} &= Q_{\text{см}} T_{\text{річн.}} \alpha_{\text{р}}; \end{aligned} \quad (3.26)$$

де $T_{\text{річн.}}$ - це кількість годин робочого часу за рік.

$\alpha_{\text{а}}$; $\alpha_{\text{р}}$ - коефіцієнт змінності по енерговикористанню активної і реактивної енергії відповідно в різні зміни доби.

$$\alpha_{\text{а}} = \frac{P_{\text{с.річн.}}}{P_{\text{см.}}} = \frac{W_{\text{сил.}}}{P_{\text{с}} T_{\text{річн.}}}, \quad \alpha_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{с.річн.}}}{Q_{\text{см.}}} = \frac{V_{\text{сил.}}}{Q_{\text{с}} T_{\text{річн.}}} \quad (3.27)$$

Річні витрати електроенергії освітлювальними приладами при середній потужності за найбільш завантажену зміну

$$\begin{aligned} P_{\text{с.м.осв.}} &= K_{\text{п}} P_{\text{ном.осв.}} \\ W_{\text{річн.осв.}} &= K_{\text{п}} P_{\text{ном.осв.}} T_{\text{с.осв.}} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Тема 4 Схеми приєднання до енергосистеми. Підстанції промислових підприємств. Розподільчі пристрої 6-10 кВ ГПП.

Лекція 4 Призначення і класифікація підстанцій (ГПП, ПГВ, ЦРП, ТП). Схеми введів напруги 35-220 кВ до трансформаторів ГПП (ПГВ) в залежності від схеми мережі зовнішнього електропостачання.. Схеми розподільчих пристроїв на напругу 6-10 кВ зі збірними шинами. Секціонування розподільчих пристроїв. Комплектація і схеми комутації РП-6(10) на базі шаф комплектних розподільчих пристроїв(КРП).

4.1. Призначення та схеми електричних з'єднань підстанцій

Призначення та класифікація підстанцій. Підстанцією називається електроустановка, що призначена для перетворення та розподілу електроенергії і складається з трансформаторів (трансформаторна підстанція) або перетворювачів (перетворювальна підстанція), а також розподільних пристроїв напругою до 1000 і вище.

Трансформаторні підстанції є основною ланкою системи електропостачання. Залежно від місця в енергосистемі, призначення, величини первинної та вторинної напруги їх можна поділити на районні підстанції, підстанції промислових підприємств, тягові підстанції та ін.

Районними називають підстанції, що живляться від районних (основних) мереж енергетичної системи. Вони призначені для електропостачання великих районів, де знаходяться промислові, міські, сільськогосподарські та інші споживачі електроенергії. Первинні напруги районних підстанцій становлять 750, 500, 330, 220, 150 і 110 кВ, а вторинні - 220, 150, 110, 35, 20, 10 або 6 кВ.

Різновидом районних підстанцій енергосистем є вузлові розподільні підстанції (ВРП), на яких основна потужність при напругі 110-220 кВ, що підводиться, розподіляється без трансформації по підстанціям глибоких введів (ПГВ) для живлення окремих об'єктів великої потужності.

Розподільчим пунктом (РП) називається розподільна підстанція промислового підприємства, призначена для прийому та розподілу електроенергії на одній напрузі без перетворення.

Основними типами трансформаторних підстанцій промислових підприємств є:

1. Заводські підстанції, які виконуються як: а) головні понижуючі підстанції (ГПП) з відкритим розподільним пристроєм (ВРП), призначені для прийому електроенергії від енергетичних систем напругою 220 -110-35 кВ та перетворення її на напругу заводської мережі напругою 6-10 кВ для живлення цехових та міжцехових підстанцій; б) розподільні пункти (РП) та окремі трансформаторні підстанції (ТП) із закритими розподільними пристроями (РП) з установкою на них відповідного високовольтного обладнання та трансформаторів.

2. Цехові підстанції, призначені для живлення одного або декількох цехів, виконуються: а) вбудованими та прибудованими - з встановленням на них трансформаторів у закритих камерах та розподільчих щитів на напругу 0,4 -0,23 кВ; б) внутрішньоцеховими - як комплектні трансформаторні, випрямляючі та пічні підстанції.

Схеми електричних з'єднань підстанцій. На всіх рівнях електропостачання необхідно широко застосовувати блокові схеми електричних з'єднань підстанцій без збірних шин: «лінія 35-220 кВ – трансформатор ГПП»; «лінія 35 – 220 кВ – трансформатор ГПП – струмопровід 6-10 кВ»; "лінія 6-10 кВ - трансформатор ТП"; "лінія 6-10 кВ - трансформатор ТП - струмопровід 0,38-0,66 кВ".

Схеми електричних з'єднань ГПП. Ці схеми повинні проектуватися, як правило, без збірних шин і без вимикачів на первинній напрузі 35-220 кВ при живленні від тупикових, так і від транзитних ліній електропередачі; при цьому рекомендується застосовувати схеми:

з короткозамикачами, відокремлювачами та роз'єднувачами - для підстанцій, що приєднуються до відгалужень від транзитних ліній, що проходять, напругою 35-220 кВ. Не рекомендується до однієї лінії приєднувати більше чотирьох однострансформаторних підстанцій за потужності трансформаторів до 25 МВА кожен і більше двох-трьох трансформаторів за більшої потужності;

з короткозамикачами (без відокремлювачів) - для підстанцій, де кожен трансформатор живиться від окремої радіальної кабельної або повітряної лінії за схемою блоку "лінія - трансформатор";

з роз'єднувачами та стріляючими запобіжниками - для підстанцій із трансформаторами потужністю до 40 МВА включно. Ці схеми забезпечують селективне відключення трансформаторів, прості в обслуговуванні та економічні;

з роз'єднувачами або з глухим приєднанням на первинному боці для підстанцій із трансформаторами:

а) потужністю до 6300 кВА включно (що не потребують газового захисту) з радіальним живленням за схемою «лінія – трансформатор»;

б) будь-якої потужності з радіальним живленням при відносно близькому розташуванні джерела живлення (до 3 км), коли доцільно дистанційне управління вимикачами головної ділянки живильної лінії.

Схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій 6-10 кВ. Ці схеми повинні проектуватися без збірних шин первинної напруги як при радіальному, так і магістральному живленні. Глухе приєднання цехового трансформатора застосовують за радіальної схеми живлення «лінія - цеховий трансформатор», за винятком випадків, коли підстанції значно віддалені від живильного пункту і коли за умовами захисту необхідно встановити відключаючий апарат, наприклад перед трансформатором з живленням підстанції повітряної лінії.

Підстанції зі збірними шинами використовують лише за неможливості застосування блокових схем. При цьому слід застосовувати одну секційовану систему шин і передбачати автоматичне резервування живлення споживачів 1-ї категорії. Застосування двох систем шин допускається лише на потужних підстанціях відповідального призначення з великою кількістю приєднань. На всіх приєднаннях малої та середньої потужності при напрузі 6 -10 кВ рекомендується застосовувати вимикачі навантаження в комплекті з запобіжниками або без них, коли параметри цих апаратів задовольняють робочому та аварійному режиму установки.

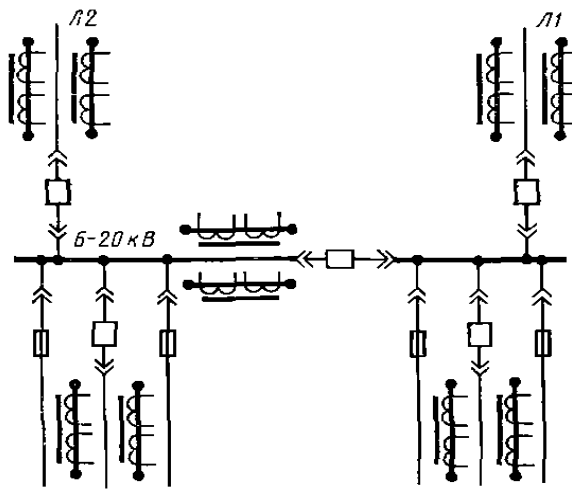


Рис. 4.1. Схема розподільчого пункту напругою 6-20 кВ

Схеми підстанцій із вторинною напругою 6-10-20 кВ. Розподільні пункти (РП), які зазвичай споруджуються в мережах напругою 6-20 кВ, є вузлом, що зв'язує районні підстанції системи з трансформаторними підстанціями одного або декількох підприємств (Рис. 4.1). Тому часто РП поєднується з розподільним пристроєм однієї з підстанцій підприємства.

РП дозволяють зменшити кількість вихідних ліній живлення енергосистеми, їх переріз і витрати на спорудження електричної мережі. Виконуються РП з однією системою шин, секційованої вимикачами або роз'єднувачами в залежності від числа та потужності ліній, що живлять підстанцію і відводять електричну енергію до електроприймачів.

На промислових підприємствах з великою територією і великою кількістю розкиданих споживачів у ряді випадків споруджують кілька РП і лінії живлення енергосистеми підводяться до кожного РП. При пошкодженні однієї з ліній живлення електропостачання відновлюється через перемичку, прокладену між ними.

Підстанції з вторинною напругою 6-10-20 кВ є головними понижуючими підстанціями ГПП. Вони отримують живлення від енергосистем напругою 35 -220 кВ і перетворюють його на напругу 6-20 кВ, що подається на цехові трансформатори підстанції. На ГПП встановлюється один або два трансформатори. При встановленні одного трансформатора резервування споживачів 1-ї категорії може бути забезпечене наявністю на боці нижчої напруги

резервного джерела живлення; складський трансформаторний резерв допустимий для споживачів 2-ї та 3-ї категорій.

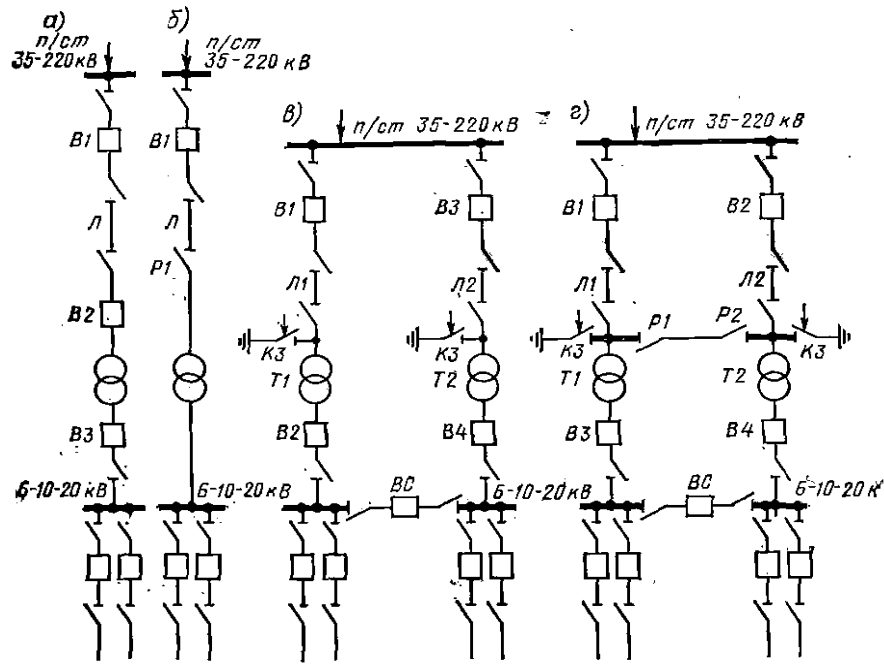


Рис. 4.2. Схеми приєднання ГПП до мереж енергосистеми напругою 35-220/6-10-20 кВ

Можливі способи приєднання ГПП до мереж енергосистеми показано на рис. 4.2. На стороні нижчої напруги (6-10-20 кВ) трансформатора (рис. 4.2, а) вимикач встановлюється, якщо можливе живлення підстанцій від мережі 6-10-20 кВ. Установка вимикача на боці вищої напруги трансформатора недоцільна, тому що відключити трансформатор (при необхідності виведення його в ремонт) можна вимикачем на районній підстанції роз'єднувачем P1 (Рис. 4.2 б) на ГПП. Більшість трансформаторів після зняття з них навантаження можна відключати роз'єднувачем або відокремлювачем без відключення вимикача на районній підстанції.

У схемі, зображеній на рис. 4.2 б, з боку нижчої напруги до шин без комутаційної апаратури наглухо приєднаний трансформатор, що значно спрощує схему підстанції.

Найбільш раціональною та досить надійною вважається схема з короткозамикачами та відокремлювачами, встановленими на вищій стороні ГПП (Рис. 4.2, в, г). При пошкодженні всередині трансформатора діє релейний захист,

який замикає ланцюг приводу короткозамикача, та ножі короткозамикача включаються.

Створюється коротке замикання на лінії, що приводить у дію захист, встановлений на живильному кінці лінії, і вона відключається разом з трансформатором. Таким чином, короткозамикач замінює встановлення вимикача на стороні вищої напруги трансформатора.

У схемі, зображеній на рис. 4.2 г, на стороні вищої напруги трансформаторів застосована перемичка з роз'єднувачами, які можуть бути замінені також відокремлювачами. У разі пошкодження однієї лінії після відключення вимикача на стороні вищої напруги трансформатора можна включити перемичку та здійснити живлення двох трансформаторів від однієї лінії.

4.2. Конструктивне виконання розподільних пристроїв заводських та цехових підстанцій

Кожна підстанція має розподільні пристрої, що служать для прийому та розподілу електроенергії та містять комутаційні апарати, пристрої захисту та автоматики, вимірювальні прилади, збірні та сполучні шини і допоміжні пристрої.

За конструктивним виконанням всі розподільні пристрої поділяються на відкриті та закриті. Відкриті та закриті РУ можуть бути комплектними (складання на заводі) або збірними (складання на місці частково або повністю). Далі будуть розглянуті найпоширеніші на підстанціях промислових підприємств комплектні РУ.

Відкритим розподільним пристроєм (ВРП) називається розподільний пристрій, все або основне обладнання якого розташоване на відкритому повітрі; *закритим розподільним пристроєм (ЗРП)* – пристрій, обладнання якого розташоване в будівлі.

Комплектним розподільним пристроєм (КРП) називається розподільний пристрій, що складається з шаф, закритих повністю або частково, або блоків із вбудованими в них апаратами, пристроями захисту та автоматики, вимірювальними приладами та допоміжними пристроями КРП, що поставляються у зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді. *Комплектним*

розподільним пристроєм зовнішньої установки (КРУЗ) називається КРУ, призначений для зовнішньої установки.

Комплектною трансформаторною (перетворювальною) підстанцією (КТП) називається підстанція, що складається з трансформаторів (перетворювачів) та блоків КРУ або КРУЗ, що поставляються у зібраному або повністю підготовленому для збирання вигляді.

Розподільний перемикаючим пунктом (РП) називається розподільний пристрій, призначений для прийому і розподілу електроенергії на одній напрузі без перетворення і трансформації.

Камерою називається приміщення, призначене для встановлення апаратів та шин. Закритою камерою називається камера, закрита з усіх боків і має суцільні (не сітчасті) двері. Огородженою камерою називається камера, яка має прорізи, захищені повністю або частково несучільними (сітчастими або змішаними) огорожами.

Розподільні пристрої підстанцій напругою 110, 35, 20, 10, 6 кВ. Кожна підстанція має три основні вузли: розподільний пристрій вищої напруги, трансформатор, розподільний пристрій нижчої напруги.

РП вищої напруги (110-35-10 кВ). На ГПП промислових підприємств РП напругою 110, 35, 10 кВ, як правило, виконують відкритими і лише у випадках сильного забруднення повітря виробничими викидами, відсутності вільної території, дуже низької температури навколишнього середовища або особливих вимог - закритими.

Застосування ВРУ зменшує вартість та скорочує терміни встановлення, заміни та демонтажу електрообладнання підстанцій. Проте обслуговування ВРУ дещо складніше, ніж закритих. Крім того, для зовнішньої установки потрібно більш вартісне електрообладнання.

Для опорних конструкцій в ВРП використовують залізобетон або метал. Ошинівку в ВРП виконують найчастіше гнучким дротом, який за допомогою гірлянд ізоляторів кріпиться до опор. Контактні з'єднання здійснюють зварюванням або на затискачах, що опресовуються. Ізоляцію (опорну, підвісну,

відтягну) застосовують нормальну або грозостійку. Конструкція ВРУ повинна забезпечувати вільний доступ до трансформатора під час експлуатації.

З'єднують трансформатор з РУ нижчої напруги зазвичай гнучким дротом або пакетом шин (струмопроводом). При схемі блоку «трансформатор - струмопровід» струмопровід приєднують безпосередньо до виводів трансформатора і тоді РП нижчої напруги відсутня.

Обладнання РП нижчої напруги (6-10 кВ). Може розміщуватись у закритому приміщенні або шафах зовнішньої установки КРУЗ.

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

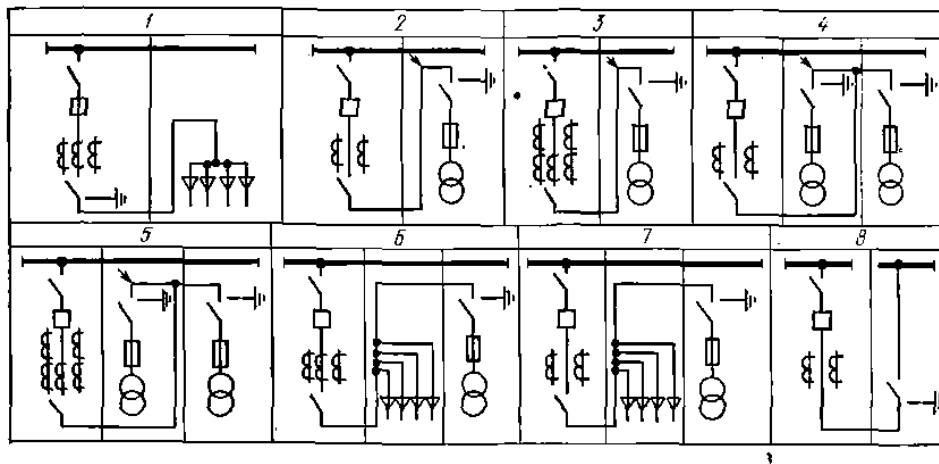


Рис. 4.3. Схема комплектування камер КСО-272.

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

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

Комплектні трансформаторні підстанції. Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) поставляються із заводів повністю зібраними або

підготовленими для збирання. КТП застосовують у постійних, а також у тимчасових електроустановках промислових підприємств, оскільки вони транспортабельні та прості для монтажу та демонтажу, що дозволяє перевозити їх на інші об'єкти. Комплектні трансформаторні підстанції виготовляють для внутрішньої (КТП) та для зовнішньої (КТПЗ) установок; вони можуть бути закритими та відкритими.

У КТП та закритих КТПЗ, у яких все електрообладнання та відкриті струмопровідні частини знаходяться всередині корпусу, передбачається встановлення одного-двох трансформаторів потужністю не більше 1 МВА напругою 6-10/0,4-0,23 кВ. У відкритих КТПЗ встановлюють трансформатори потужністю до 10 МВА з первинною напругою 220, 110, 35, 10 та 6 кВ та вторинною напругою 6 -10 або 0,4-0,23 кВ.

Розміри КТП менші за розміри звичайних підстанцій тих же схем і потужностей, що дозволяє розміщувати їх близько до центру навантаження. У КТП комутаційна та захисна апаратура має звичайне виконання.

КТП внутрішньої установки. КТП напругою 6-10/0,4-0,23 кВ найбільш широко застосовують безпосереднього електропостачання промислових об'єктів установок. Такі підстанції встановлюють у цехах та інших приміщеннях у безпосередній близькості від споживачів, що значно спрощує та здешевлює розподільну мережу, що йде до струмоприймачів, та дає можливість виконувати її досконалими (в конструктивному відношенні) магістральними (ШМА) та розподільними (ШРА) шинопроводами.

Комплектні цехові ТП виконують напругою 6-10/0,4-0,23 кВ із трансформаторами до 2500 кВА. На порівняно невеликій площі, яку займає КТП, розміщують силовий трансформатор, комутаційну захисну та вимірювальну апаратуру і при необхідності секційний автомат для приєднання другого комплекту двотрансформаторної КТП. У КТП на стороні вищої напруги застосовують запобіжники ПК та вимикачі ВНП, на стороні нижчої напруги - запобіжники ПН-2 або автоматичні вимикачі АВМ.

Для підключення підстанції до повітряних мереж 6-10 кВ на найближчій опорі встановлюють вступний роз'єднувач із заземлюючими ножами.

Підстанції серії КТПН в залежності від потужності трансформатора мають різні типи апаратів на стороні ВР та ПН. КТП-35 виготовляють напруги 35/6-10 кВ і виконують з одним або двома трансформаторами.

За типом апарату, що встановлюється на боці вищої напруги, розрізняють підстанції:

- а) із силовими запобіжниками ПСН-35 (СКТП-35) - застосовують для підстанцій потужністю 630-1000 кВА;
- б) з короткозамикачами КЗ-35 та відокремлювачами ОД-35 (СКТП-35) - застосовують для підстанцій потужністю 1600 -6300 кВА;
- в) з вимикачами ВМ-35 (СКТП-35-У) застосовують для підстанцій потужністю 2500-6300 кВА.

КТПН блочного типу КТПБ-110/6-10 кВ виконують без вимикачів на стороні 110 кВ, що спрощує схеми та конструкції ГПП та знижує їхню вартість. Вони розраховані на встановлення одного або двох трансформаторів типу ТМН потужністю 2500, 6300 кВА або типу ТД потужністю до 40 мВА.

На рис. 4.4 наведено загальний вигляд однотрансформаторної підстанції типу 1КТПБ-110/6-10 з короткозамикачем та відокремлювачем. Підстанція являє собою відкрите РУ на 110 кВ, що комплектується силовими трансформаторами типів ТМН-2500/110, ТМН-6300/110, ТД-10000/110, ТД-16000/110, ТД-2500 і КРУН зовнішньої установки. ЗЗ, К-34, К-37, К-38 з вимикачами ВМПП-10.

Три полюси відокремлювача ОД-110 з приводом ШПО та короткозамикач КЗ-110 з приводом ШПК встановлені на тристійковій металоконструкції. Вмикання відокремлювача та відключення короткозамикача виконуються вручну. Відключення відокремлювача та включення короткозамикача виконується пружинами, вбудованими в ці апарати.

Схеми вторинних з'єднань КТП-110 (захист, сигналізація, управління та автоматика) виконані на оперативному змінному струмі 220 від трансформатора власних потреб потужністю 63 кВА, напругою 6-10/0,23 кВ, із ізольованою нейтраллю.

На двотрансформаторних підстанціях зазначеного типу при відключенні живлячої лінії передбачено дію пристрою АВР секційного вимикача 6-10 кВ, що

включається від реле мінімальної напруги, а також автоматичне повернення до початкового режиму роботи підстанції після відновлення напруги на лінії живлення. При встановленні на ГПП двох потужних трансформаторів на 25 -40 МВА застосовують короткозамикачі та відокремлювачі на стороні ВН. Трансформатори та апаратуру напругою 35-110 кВ встановлюють на відкритій частині, а осередки КРУ 6-10 кВ - у закритій частині підстанції або виконують у вигляді шаф типу КРУН.

Живлення ГПП виконується за блочною схемою ЛЕП - трансформатор або пристроєм додаткового моста (перемички) між відокремлювачами двох ліній живлення 110 кВ, що забезпечує живлення двох трансформаторів по одній лінії.

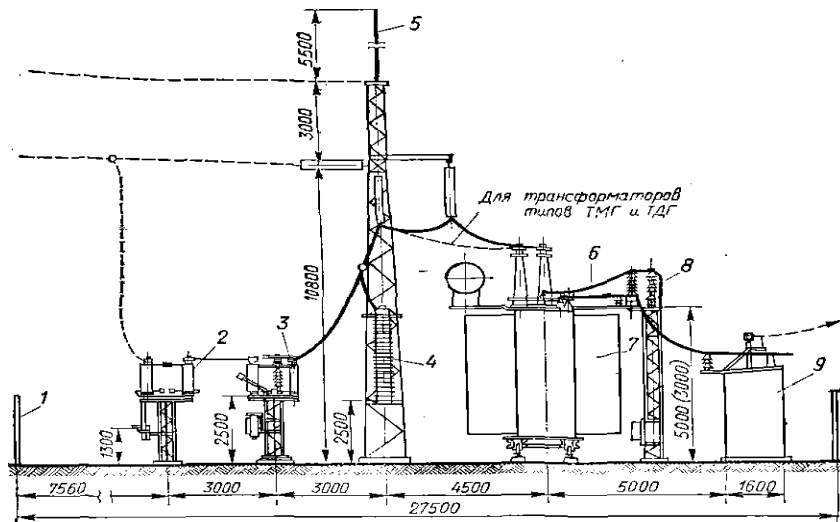


Рис. 4.4. Загальний вигляд одотрансформаторної підстанції типу 1КТП-110/6-10 з відокремлювачем та короткозамикачем:

1 – огорожа; 2 – роз'єднувач; 3 - відокремлювач; 4 - розрядник; 5 - блискавковідвод; 6 – кронштейн трансформаторний; 7 – силовий трансформатор; 8 - заземлюючий роз'єднувач; 9 - шафи КРУЗ

Тема 5 Електричні мережі систем електропостачання промислових районів і підприємств

Лекція 5 Загальні відомості та вимоги до електричних мереж. Класифікація електричних мереж. Режим роботи нейтралі електричних мереж. Мережі з ізольованою, глухозаземленою та компенсованою нейтралями. Сфера застосування та особливості режимів роботи. Структура та схеми з'єднань мереж.

5.1 Загальні відомості та вимоги до електричних мереж

Електричною мережею називається сукупність електроустаткування для передачі та розподілу електроенергії, що складається з підстанцій (ПС), розподільних пристроїв (РП), струмопроводів, повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній електропередачі. Враховуючи, що електричні мережі слугують головною ланкою системи постачання електроенергії від джерела живлення до споживачів, вони мають задовольняти наступним **вимогам**:

1) Забезпечувати **надійне**, а для електроприймачів першої категорії, **безперебійне** електропостачання.

Під **надійністю** розуміють вірогідність безвідмовної роботи мережі протягом певного часу за умови забезпечення норм якості електроенергії. **Надійним** вважається електропостачання, у разі аварійного ушкодження елементів мережі якого, живлення споживачів поновлюється за час, необхідний для **виконання ручних перемикань**, без виконання ремонту ушкодженого елемента. **Безперебійним** вважається електропостачання, у разі ушкодження елементів, якого, живлення електроприймачів не порушується, а припиняється лише на термін **автоматичного поновлення** напруги, наприклад пристроями автоматичного вмикання резерву АВР.

2) Забезпечувати у відповідності до вимог ДСТУ EN 50160:2014 норми **якості електроенергії** живлення споживачів у допустимих межах у тривалому нормальному режимі і певний час у після аварійному режимі роботи мережі (граничні норми):

а) відхилення напруги $\delta u\% \leq \pm 5\% (\pm 10\%)$;

б) відхилення частоти $\Delta f \leq \pm 0,2 \text{ Гц} (\pm 0,4 \text{ Гц})$;

в) нормально допустимі і граничнодопустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдальної кривої напруги $K_U, \%$ (коефіцієнт несинусоїдальності) не повинні перевищувати: на вищих ступенях напруги 110-330 кВ, $K_U, \% \leq 2\% (3\%)$;

в мережах 35 кВ, $K_U, \% \leq 4\% (6\%)$;

в мережах 6-20 кВ, $K_U, \% \leq 5\% (8\%)$;

в мережах до 1000 В, $K_U, \% \leq 8\% (12\%)$;

г) нормальної і гранично допустиме значення коефіцієнтів несиметрії не повинно перевищувати 2% і відповідно 4% , як по зворотній (K_{2U}), та по нульовій послідовності (K_{0U}), напруг.

3) **Забезпечувати високий рівень економічності** системи електропостачання на основі багатоваріантних техніко-економічних рішень задач сучасними методами у поєднанні з рішенням проблем енергозбереження та захисту довкілля.

4) **Забезпечувати гнучкість системи** електропостачання з метою її розвитку без корінної перебудови у разі розширення і нарощування потужностей підприємства.

5) **Забезпечувати у повному обсязі електробезпеку** експлуатації електропристроїв у відповідності до вимог «Правил техніки безпеки при експлуатації електропристроїв споживачів» та галузевих ПБ, зокрема «Правил безпеки у вугільних і сланцевих шахтах».

5.2 Класифікація електричних мереж

Розмаїття електричних мереж, що характеризується низкою суттєвих відмінностей і особливостей, в практичних цілях експлуатації і проектування потребує систематизації за спільними ознаками, як мереж в цілому так, зокрема, і ліній електропередачі, що їх утворюють.

За родом струму розрізняють мережі змінного і постійного струмів у відповідності до того, який струм використовується для живлення споживачів. Найбільш поширені мережі – три провідні трифазні мережі змінного струму

промислової частоти 50 Гц. Вони використовуються для передачі електроенергії та для живлення трифазних силових електроприймачів. Для живлення однофазних, зокрема освітлювально-побутових однофазних ЕП напругою 220 В, трифазні мережі напругою 380 В виконуються чотири провідними. За допомогою них здійснюється живлення за схемою «фаза – нульовий робочий провідник НРП» однофазних ЕП.

Мережі постійного струму споруджуються для живлення електричних печей, електролізних цехів, міського електротранспорту, тощо. На залізничному електротранспорті застосовується, змінний і постійний струм. На постійному струмі вирішуються проблеми передачі енергії на великі відстані за схемою «випрямляч – ЛЕП - інвертор».

За напругою електричні мережі поділяються на мережі до 1кВ і мережі напругою вище 1кВ. Інколи їх умовно поділяють на мережі низьких напруг (110-1140В), середніх (6-35 кВ), високих (110-220 кВ) і надвисоких (330-750кВ). Напруги ЛЕП постійного струму енергосистем малопоширені і ДСт їх не нормує (200 кВ, 800 кВ), а напруги мереж живлення електротранспорту визначаються номінальними напругами електроприймачів: трамвайно-тролейбусні мережі – 600В, метрополітену – 825В, електрифікованого залізничного транспорту -3300В та 1650В.

За конструкцією лінії передачі електроенергії поділяються на повітряні (ПЛ) і кабельні (КЛ) лінії та струмопроводи і електропроводки. Відповідно типу ліній розрізняють повітряні і кабельні мережі.

По ролі в схемі електропостачання розрізняють мережі живлення (живильні) і розподільні мережі. Лінії, що передають електроенергію від центра живлення ЦЖ (ДЖ з регулюванням напруги під навантаженням) до РП, або безпосередньо до ПС, без розподілу електроенергії вздовж її довжини, називають лініями живлення. Лінії, до яких вздовж їх довжини приєднано декілька ТП, або введів до ЕП, називають розподільними.

За характером споживачів та і галузевими ознаками розрізняють мережі промислових підприємств, міські, сільські, електрифікованого залізничного транспорту, нафто- і газопроводів та електроенергетичних систем.

Класифікацію мереж за режимами нейтралі та за структурою і схемами з'єднань розглядається нижче більш детально.

5.3 Режими роботи нейтралі електричних мереж

Розрізняють два основних режими роботи нейтралі трансформаторів і мереж, що до них приєднується: а) **ізолювана** нейтраль, б) **заземлена** (глухозаземлена) нейтраль. В мережах наругою до 1 кВ режим нейтралі визначається умовами безпеки, а вище 1 кВ – струмом однофазного замикання на землю.

Чотирипровідні мережі 380/220/127 В загальнопромислових підприємств працюють у режимі з **заземленою нейтраллю**, нульовий робочий провідник (НРП) яких приєднується до металевих корпусів електропристроїв (захисне занулення) з метою створення, у випадку замикання фази на корпус, струму однофазного КЗ, достатнього для спрацювання захисту. У нових проектах застосовуються пристрої захисного вимикання (ПЗВ, УЗО), що знеструмлюють ушкодження у початковій фазі розвитку замикання на землю за струмами витоку 10-300 мА .

В умовах підземних виробок шахт, метробуду та кар'єрів мережі всіх напруг працюють у режимі з **ізолюваною** нейтраллю. Безпечність експлуатації цих мереж досягається завдяки можливості застосування простих схем контролю величини опору ізоляції у поєднанні з захисним заземленням.

Електричні мережі середніх напруг (6-35 кВ) працюють у режимі з **ізолюваною** нейтраллю і відносяться до мереж з малими струмами однофазного замикання на землю, у порівнянні з мережами наругою 110 кВ і вище.

В мережах з ізолюваною нейтраллю у нормальному режимі роботи , незалежно від струмів навантаження мають місце ємнісні струми на землю, що визначаються ємнісною провідністю фаз.

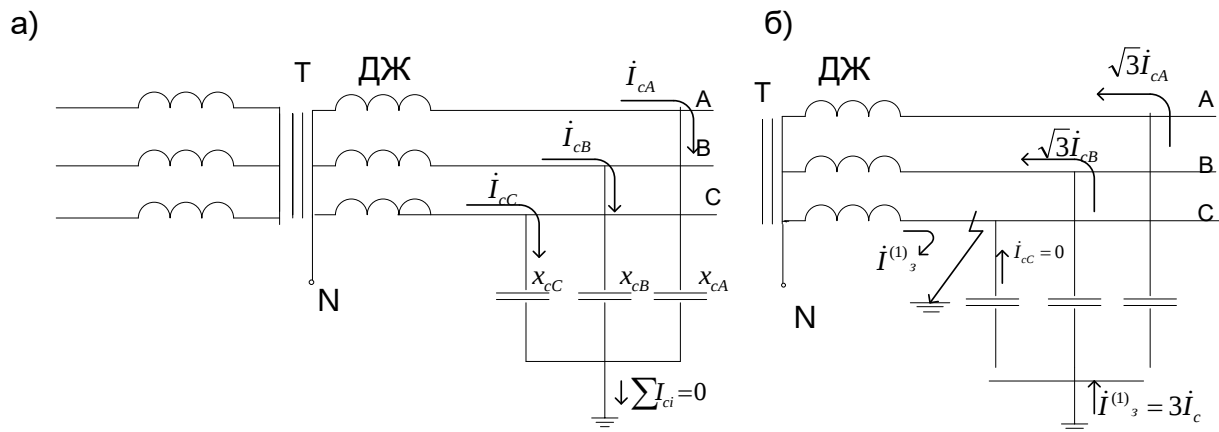


Рис. 5.1. Схема протікання ємнісних струмів у мережі з ізольованою нейтраллю в нормальному режимі (а) та у разі замикання фази С на землю (б).

Ці струми рівні між собою, а їх геометрична сума, дорівнює нулю (Рис. 4.1 а). У разі замикання фази С на землю (Рис.5.1 б) фаза С отримує потенціал землі, відносно якої напруга неушкоджених фаз зростає у $\sqrt{3}$ разів. Це зумовлює розраховувати ізоляцію фаз на лінійні напруги. Щодо струмів замикання на землю, то тут відбудеться їх перерозподіл. Ємнісний струм ушкодженої фази на землю I_{cc} буде дорівнювати нулю, а в неушкоджених зросте в три рази і буде протікати через місце замикання фази на землю у напрямку до неушкоджених фаз, замикаючись через ДЖ (трансформатор). Враховуючи, що це не надмірний небезпечний струми КЗ, що має миттєве вимикання, що ємнісні струми однофазного замикання фази на землю викликають лише зміщення нейтралі і не призводять до зміни лінійних напруг, що завдяки цій властивості не порушуються робота споживачів, але не більш як на 2 години, щоб уникнути переростання однофазного замикання у двофазне КЗ через землю. А відтак створюються сприятливі умови роботи мережі з невиправданими частими знеструмленнями завдяки чому надійність системи електропостачання підвищується.

В мережах 6-10-35 кВ при значних ємнісних струмів замикання на землю 30-20-10 А відповідно, у разі неметалевого замикання на землю виникає нестійка дуга, що супроводжується повторним гасінням і загоранням. Це явище виникає у коливальному L-С контурі системи високочастотні резонансні коливання, що спричиняють небезпечні перенапруги ($2,2 U_{\phi}$ в ушкодженій і до $3,2 U_{\phi}$ в

неушкоджених фазах). З цієї причини в нейтраль включають дугогасну котушку (ДГК), індуктивний струм якої компенсує ємнісний струм мережі частково, або повністю, в залежності від настройки ДГК. Таку мережу називають **мережею з компенсованою нейтраллю**. Оскільки опір ДТК достатньо великий, властивості мережі з ізолюваною нейтраллю не втрачається

Мережі напругою 110 кВ і вище – це мережі з великими струмами короткого однофазного замикання на землю ($I_K^{(1)} \geq 500 \text{ А}$). Такі мережі працюють у режимі з **заземленої нейтралі** з гранично малим опором заземлення ($R_s \leq 0,5 \text{ Ом}$), що забезпечує автоматичне знеструмлення ушкодження уразі замикання фази на землю.

Роботу таких мереж з ізолюваною чи компенсованою нейтраллю не можливо обґрунтувати, а ні технічними, а ні економічними міркуваннями, внаслідок надто великих струмів замикання на землю. З іншого боку заземлена нейтраль сприяє застосуванню об'легшеної ізоляції відносно землі і, відповідно, підвищенню економічності мереж з ростом напруги системи.

5.4 Структура та схеми з'єднань мереж

За структурою (архітектурою) ліній електричні мережі поділяються на радіальні, магістральні та змішані. **За схемою з'єднань** розрізняють мережі розімкнені, розімкнені резервовані та замкнені.

Радіальні називають мережі, у яких відсутні відгалуження по всій довжині лінії живлення.

Магістральними називають мережі, у яких від однієї лінії (магістральні) отримують живлення декілька споживачів, що розташовані у здовж магістралі.

Розімкненими називають такі мережі, що отримують живлення від одного пункту (ДЖ) і передають електроенергію до споживачів в одному напрямку. На рис. 5.2 наведені приклади схем розімкнених мереж: радіальної (Рис. 5.2, а) магістральної (Рис.5.2,б) та змішаної (Рис.5.2,в).

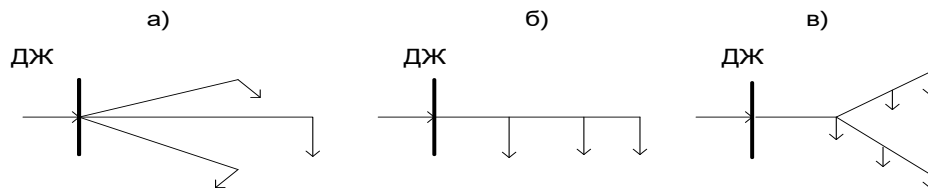


Рис. 5.2. Схеми розімкнених одинарних електричних мереж: радіальна (а), магістральна (б), змішана (в).

У таких мережах ушкодження і вимкнення будь-якої ланки призводить до тимчасового припинення живлення певних споживачів до поновлення нормальної роботи мережі, тому їх застосування обмежується в основному схемами живлення споживачів III категорії.

В схемах електропостачання споживачів першої та зазвичай другої категорії, живлення має здійснюватися не менше, як двома окремими лініями. З цією метою застосовується **подвійні радіальні та магістральні схеми** (Рис.5.3).

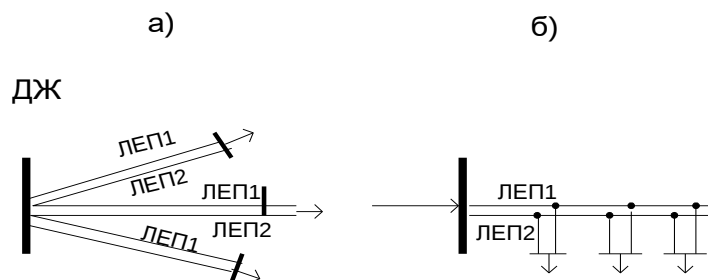


Рис.5.3. Подвійні схеми розімкнених мереж: Радіальна (а); магістральна (б).

У відповідності до вимог надійності кожна лінія мережі за подвійною схемою отримую живлення від незалежного ДЖ (від двох ПС енергосистеми, або від різних секцій ПС, кожна з яких приєднана до незалежного ДЖ). Для живлення ЕП особливої групи I-ї категорії передбачається третє незалежне джерело живлення, достатнє для безаварійної зупинки виробництва (дизельна електростанція, акумуляторні батареї, тощо). Високі капітальні витрати на мережі за подвійними схемами окупляться за рахунок забезпечення необхідної надійності електропостачання завдяки чому вони широко застосовуються в схемах внутрішнього електропостачання для живлення ЕП I-II категорії. На рівні енергосистеми, де ціна надійності і безперервності особливо велика, застосовуються замкнені електромережі.

Замкненими називаються мережі, у яких живлення ЕП здійснюється, як мінімум, з двох сторін. В таких мережах вимкнення однієї ЛЕП не призводить до порушення електропостачання, оскільки кожний електроприймач забезпечується резервним живленням. **Простими замкненими** мережами є лінії з **двостороннім живленням за одинарною** (Рис.5.4, а), або **подвійною** (Рис. 5.4, б) схемою та **кільцеві** мережі з одним ДЖ

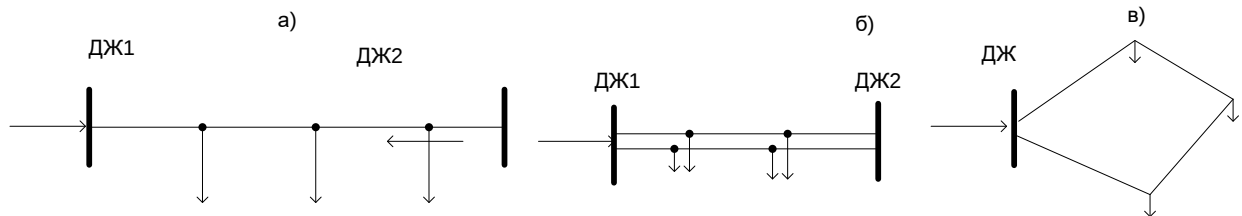


Рис.5.4. Схеми замкнених мереж

В енергосистемі застосовуються багатократно замкнені мережі з двома і більше замкненими контурами.

В схемах внутрішнього електропостачання підприємств (на ступенях напруг 10-6-0,4 кВ) для підвищення надійності електропостачання застосовують прості розімкнені резервовані мережі з двома джерелами живлення, та з одним ДЖ, що і отримали назву **кільцевих** (Рис. 5.5, а, б)

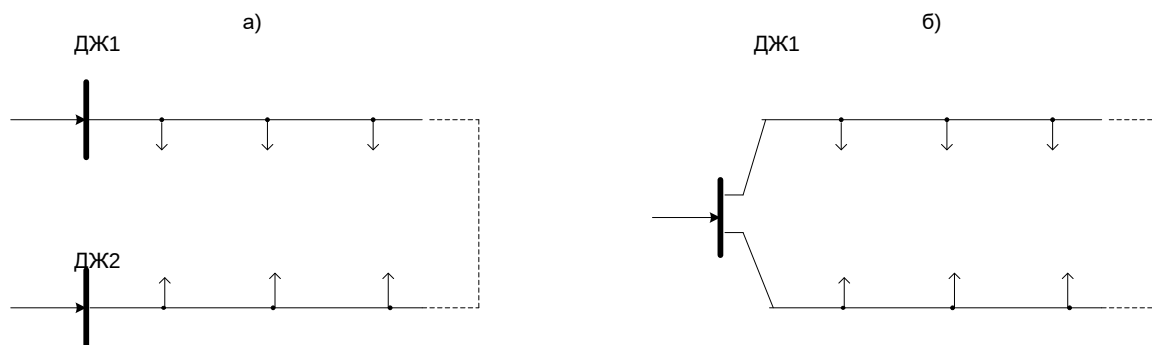


Рис. 5.5. Схеми розімкнених резервованих мереж з двома джерелами живлення (а) та кільцева (б).

У розімкнених резервованих мережах головну функцію виконує резервна перемичка (показана пунктиром), яка у нормальному режимі **розімкнена**. У разі порушення живлення по одній із ліній вмикається перемичка вручну (роз'єднувачем), або автоматично (вимикач). Електропостачання здійснюється через перемичку до поновлення ушкодженої лінії.

Вибір технічними та економічними міркуваннями і залежить від топологічного розташування електричних навантажень, їх значень, категорії споживачів щодо вимог забезпечення необхідного рівня надійності та безперервності електропостачання, тощо.

Тема 6 Схеми живлення промислових підприємств

Лекція 6 Основні принципи побудови схем електропостачання. Схеми електропостачання підприємств від енергосистеми. Схеми живлення електричною енергією від власної електростанції. Схема мереж зовнішнього електропостачання промислових підприємств. Принципи побудови схем живлення підприємств. Електропостачання від енергосистеми та схеми приєднань підстанцій глибокого вводу 110-220 кВ. Схеми розподільних мереж 6-10 кВ. Розподіл електричної енергії за радіальною схемою. Розподіл електричної енергії за магістральною схемою.

Щоб забезпечити електроенергією промислове підприємство, яке не має своєї ТЕЦ, потрібно приєднати це підприємство до мереж енергосистеми з подальшим розподілом електроенергії усередині підприємства і по окремих цехах.

Існує наступна класифікація мереж електропостачання:

а) мережі зовнішнього електропостачання - від місця приєднання до енергосистеми (районна підстанція) до приймальних пунктів на підприємствах (ДПП, ЦРП, РП);

б) мережі внутрішнього електропостачання - внутрішньозаводські, міжцехових і внутрішньоцехові.

Електричні мережі можуть бути виконані повітряними і кабельними лініями, шинопроводами і струмопроводами.

6.1. Схема мереж зовнішнього електропостачання промислових підприємств.

6.1.1 Принципи побудови схем живлення підприємств.

У відповідності до вимог схеми електропостачання підприємств мають виконуватися на базі наступних принципів:

а) **максимальне наближення вищої напруги** до споживачів електроенергії за схемами глибокого вводу напруг районної енергосистеми 35-110-220(330) кВ шляхом спорудження на крупних підприємствах вузлових розподільних підстанцій (ВРП), що розподіляють електроенергію між підстанціями глибокого вводу (ПГВ), які виконуються за спрощеними схемами, або шляхом розташування головних понижувальних підстанцій (ГПП) у центрі електричних навантажень підприємств середньої потужності;

б) глибоке **резервування живлення** для відповідних категорій споживачів має передбачатися у самій схемі електропостачання від енергосистеми до

електропостачання від енергосистеми до електроприймача. Для цього усі елементи схеми (лінії, трансформатори) повинні розраховуватися на певне навантаження у тривалому нормальному режимі роботи, а у після аварійному режимі, після виключення з роботи ушкодженої ланки схеми приймати на себе живлення усіх споживачів, що залишилися в роботі і не допускають перерву в електропостачанні, враховуючи при цьому допустимі перевантаження;

в) **секціонування** усіх ланок системи електропостачання, починаючи з шин ВРП, ГПП, ПГВ, РП і ТП шляхом встановлення на них секційних вимикачів, обладнаних пристроями автоматичного включення резерву (АВР) з метою забезпечення високого рівня надійності живлення. При цьому у нормальному режимі роботи слід забезпечувати відокремлену роботу елементів схеми електропостачання (секційні вимикачі вимкнені) з метою зниження струмів КЗ, об'єднання і здешевлення комутаційної апаратури та спрощення захисту елементів схеми.

6.1.2 Схеми електропостачання підприємств на генераторних напругах 6-20 кВ

У разі електропостачання від власної електростанції (ТЕЦ), що розташована поблизу основних цехів підприємства, а напруга розподільної мережі (6-20кВ) співпадає з генераторною напругою, розподіл електроенергії на підприємстві здійснюється безпосередньо від системи збірних шин 6-20кВ електростанції (Рис. 6.1).

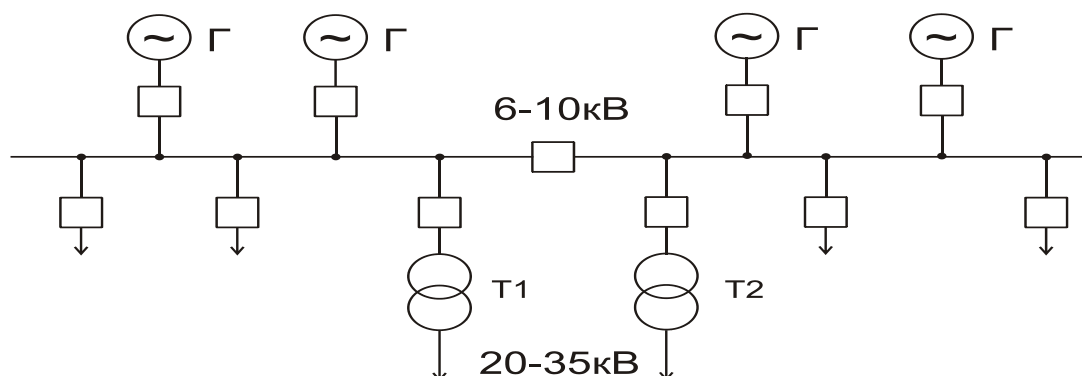


Рис. 6.1 Електропостачання підприємства від власної ТЕЦ.

Віддалені споживачі (насосні станції, субабоненти, тощо) у такому разі отримують живлення через трансформатори Т1-Т2 на більш високих напругах. У разі, якщо постачання електроенергії здійснюється від енергосистеми на генераторній напрузі 6-10 кВ (від шин електростанції енергосистеми), тоді у центрі навантаження підприємства влаштовується центральный розподільний пристрій (ЦРП) до якого приєднується розподільна мережа 6-10 кВ підприємства (Рис. 6.2,б) Підприємства, ЕП яких відносяться до III категорії, отримують живлення одинарними радіальними лініями (Рис. 6.2, а), а живлення підприємств I-II категорії здійснюється радіальними подвійними лініями (Рис.6.2, б, в)

У випадку, якщо електропостачання підприємства здійснюється від енергосистеми на напрузі 6-20 кВ, що співпадає з генераторною напругою власних ТЕЦ, що розташована у центрі навантажень, застосовується схема (Рис.6.2,в). У такому випадку розподільний пристрій ТЕЦ використовується одночасно як ЦРП.

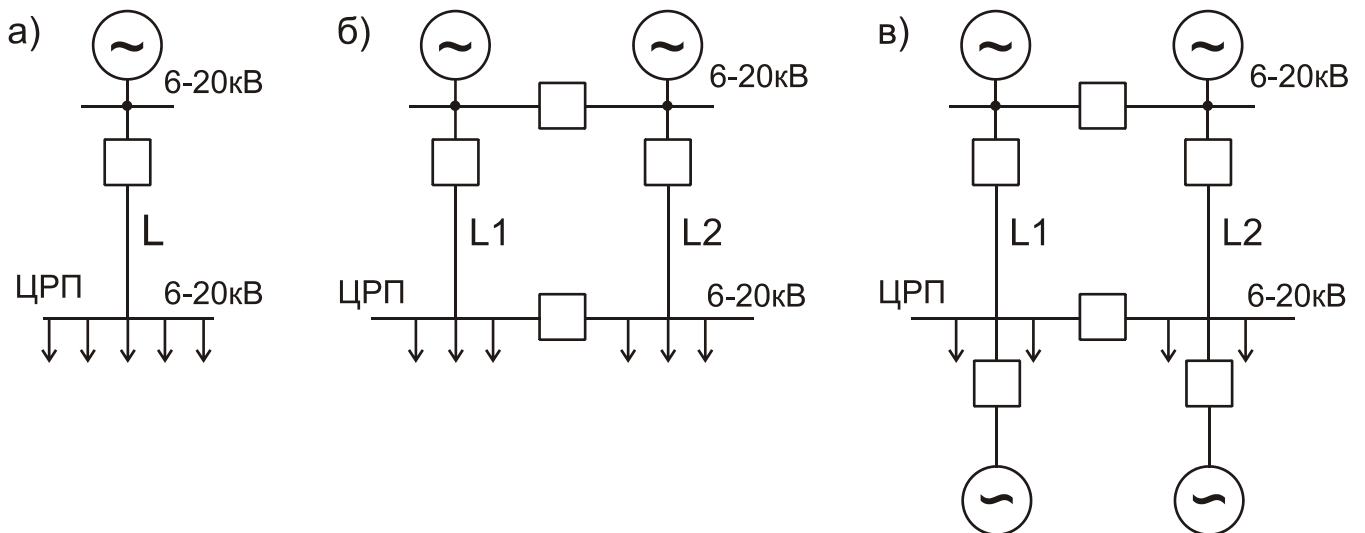


Рис. 6.2. Схеми електропостачання підприємств від енергосистеми на напругах 6-20 кВ: а) споживачів III категорії; б) споживачів I-II категорії; в) живлення на напрузі 6-20 кВ від енергосистеми та від власної ТЕЦ.

6.1.3 Електропостачання від енергосистеми та схеми приєднань підстанцій глибокого вводу 110-220 кВ.

Живлення підстанцій глибокого вводу підприємств на напругах 35-220 кВ здійснюється тупикових ГПП – за радіальною схемою, «відпаєчних» ПГВ (що розташовані уздовж магістралі) – за магістральною розімкненою, або за схемою з двостороннім живленням.

Схеми підстанцій (ГПП, ПГВ) виконуються на блочному принципі «лінія-трансформатор» без збірних шин на первинній напрузі. Схема (Рис.6.3,а) з безпосереднім (глухим) вводом кабелів в трансформатор являє собою найпростішу та найдодатливішу для забруднених зон та щільної забудови території підприємства. На рис. 6.3, б показана аналогічна попередній, що виконана повітряними лініями з лінійними роз'єднувачами (Q5) з двома заземлюючими ножами. Схеми підстанцій (ГПП, ПГВ) з вимикачами (Q1,Q2) та схеми їх живлення від енергосистеми за радіальною схемою (Рис. 6.3, в) і за магістральною схемою (Рис.6.4) відрізняється лише наявністю вимикачів у радіальній схемі з боку живлення. У схемі живлення за магістральною схемою (відпаєчних ПГВ) необхідність у високовартісних вимикачах відпадає, що набагато здешевлює схему електропостачання.

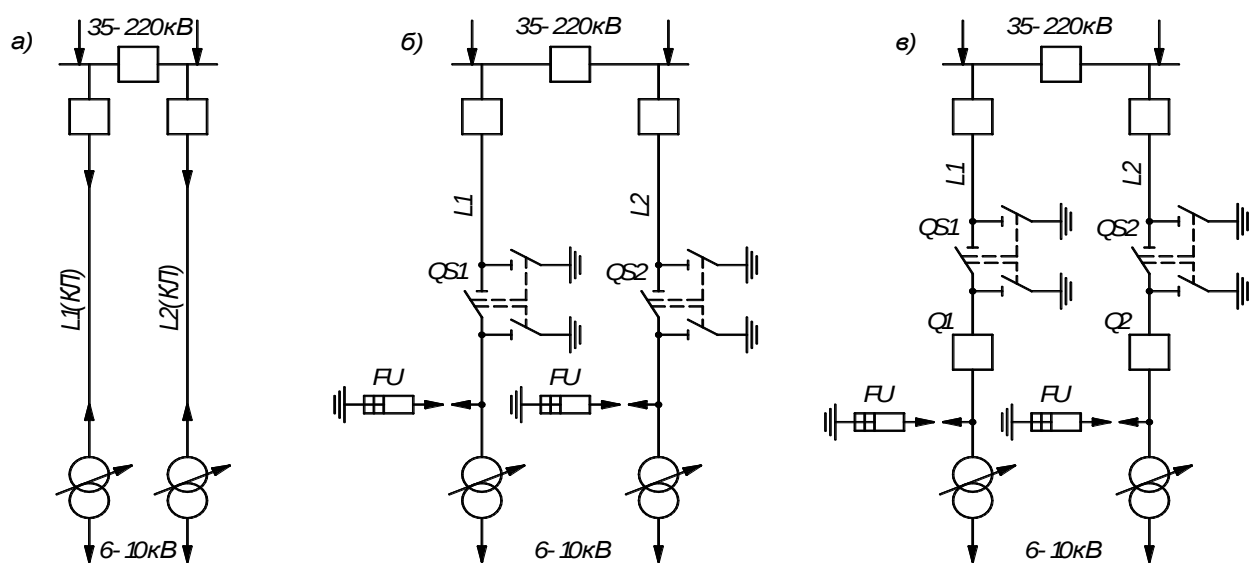


Рис. 6.3 Радіальні схеми живлення тупикових підстанцій глибокого вводу

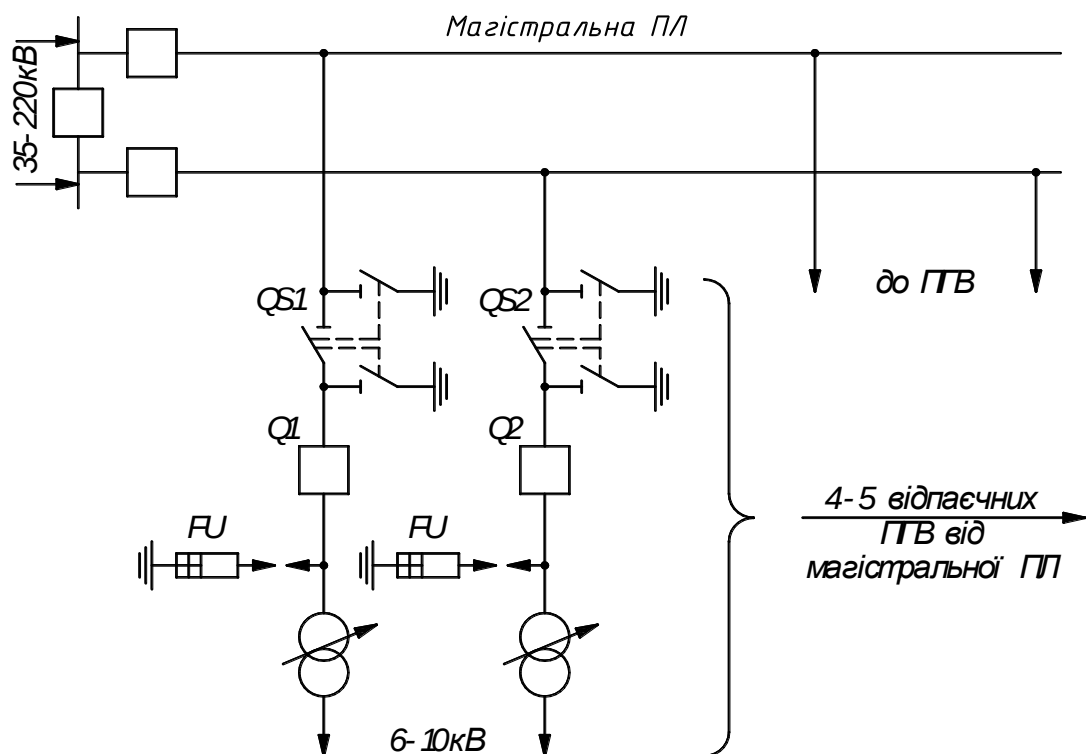


Рис. 6.4 Магістральна схема живлення відп'єєчних ПГВ.

Магістральні схеми з двостороннім живленням застосовуються на основі техніко-економічного обґрунтування, оскільки схеми ускладнюються: виникає необхідність установки перемички між вводами ліній живлення підстанції; ускладнюється релейний захист; збільшується кількість електричних апаратів.

Розглянуті вище радіальні і магістральні схеми виконуються, як правило, подвійними лініями, що живляться від окремих секцій підстанцій енергосистеми (незалежне джерело живлення), завдяки чому забезпечується високий рівень надійності електропостачання. На схемах підстанції показані лише роз'єднувачі QS із заземлюючими ножами, основна функція яких є забезпечення безпеки обслуговування ланцюгів схеми, що знаходяться за ними і, зокрема, вимикачів Q1 і Q2 після того, як вимикачі з обох кінців лінії живлення вимкнені і знято навантаження трансформаторів. Вимірювальні трансформатори напруги і струму, що забезпечують живлення вторинних кіл релейного захисту та вимірювальних приладів і лічильників комерційного (розрахункового) обліку електроенергії на схемах підстанцій не показані.

щоб уникнути цього недоліку радіальну схему доповнюють резервною лінією від РП ГПП, що заводиться на цехові РП. Окрім того, для підвищення надійності і безперебійності електропостачання споживачів першої категорії застосовуються подвійні радіальні схеми з улаштуванням АВР на секційному вимикачі СВ (РП №1), як і на РП ГПП. У разі порушення живлення однієї з шин цехового РП №1 автоматично вмикається нормально вимкнений секційний вимикач і живлення обох секцій здійснюється по лінії, що залишилась в роботі.

Застосування розподільних мереж за радіальною схемою збільшує кількість високовольтних апаратів, витрати провідникового матеріалу і, як наслідок, збільшує капітальні витрати.

6.2.2. Розподіл електричної енергії за магістральною схемою

Розподільні мережі 6-10 кВ внутрішнього електропостачання за магістральною схемою застосовуються у разі, якщо групи споживачів зосереджені у певному напрямку, а радіальні схеми живлення стають нераціональними. Розподіл електроенергії за магістральною схемою здійснюється шляхом розгалужень (відпайок) від повітряної магістральної лінії до окремих підстанцій чи РП груп ЕП (Рис. 6.6, а), або за допомогою одно- (дволанцюгової) магістральної кабельної лінії, що заводиться на шини РП (Рис. 6.6, б).

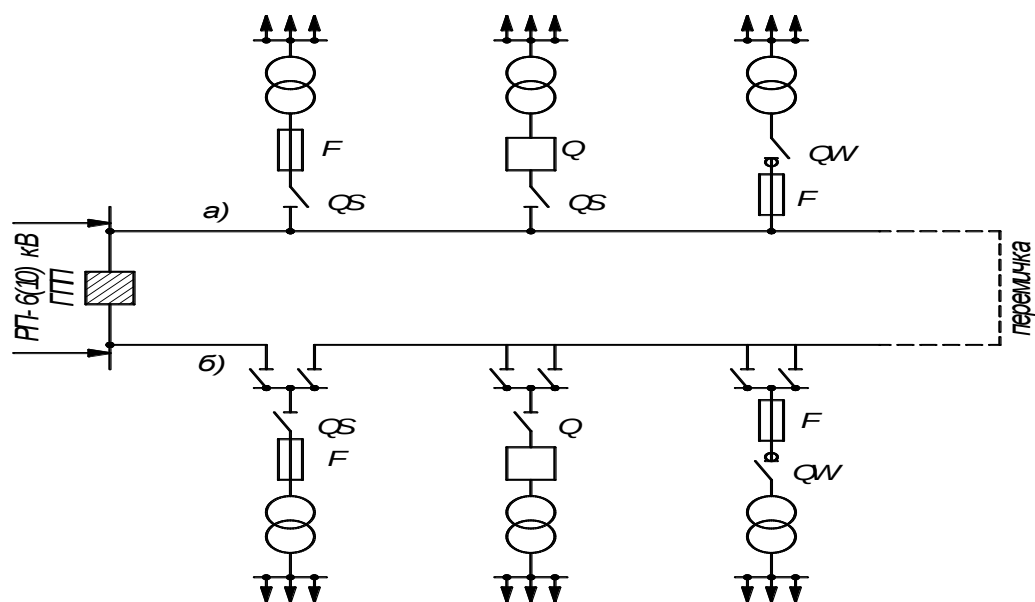


Рис. 6.6. Розподільна мережа 6-10 кВ за магістральною схемою.

Тема 7 Призначення та конструктивне виконання промислових ліній електропередачі.

Лекція 7 Улаштування повітряних ліній. Опори, провідники, ізолятори. Улаштування кабельних ліній. Конструкція та маркування кабелю. **Способи прокладки кабелю.**

7.1 Улаштування повітряних ліній

Повітряною лінією називається пристрій для передачі електроенергії по проводам, розташованим на відкритому повітрі і прикріпленим за допомогою ізоляторів та арматури до опор.

Основними елементами повітряної лінії (ПЛ) є проводи (1), ізолятори (2), опори (3), фундамент (4), траверси (5) та блискавкозахисні троси (6) (Рис. 4.12).

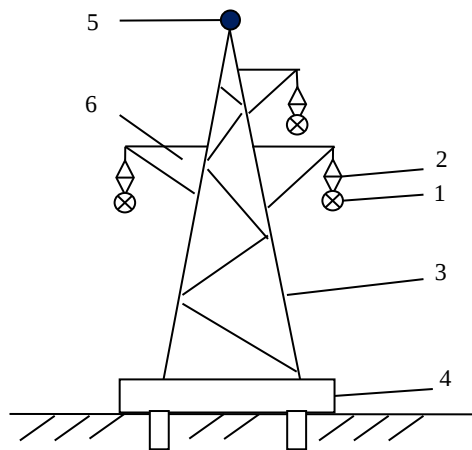


Рис. 7.1. Конструкція повітряної лінії

Проводи та блискавкозахисні троси По конструкції проводи ділять на однодротові і багатодотові. Однодротові проводи виготовляють перетином 4, 6 і 10 мм², багатодотові - перетином понад 10 мм². Мінімальний діаметр проводів встановлюють залежно від величин потужності, що передається, необхідного запасу міцності, втрат «на корону», номінальної напруги ПЛ.

За умовами механічної міцності, згідно з ПУЕ, для ПЛ вище 1000 В можуть застосовуватися алюмінієві провідники перетином не менше 35 мм², сталеоалюмінієві і сталеві - не менше 25 мм². На перетинах з лініями зв'язку, залізничними лініями, водними просторами, наземними трубопроводами і канатними дорогами перетин алюмінієвих проводів повинно бути не менше 70 мм².

Для ПЛ застосовують в основному мідні, алюмінієві, сталеалюмінієві та сталеві дроти.

Мідні голі дроти марок М (багатожильні) і МГ (одножильні) мають високу провідність $\gamma = 53 \text{ м/(Ом} \cdot \text{мм}^2)$ і великий опір на розрив $\sigma = 400 \text{ МПа}$.

Алюмінієві багатодротові проводи марок А та АКП $\gamma = 32 \text{ м/(Ом} \cdot \text{мм}^2)$ та АКП $\sigma = 150 - 160 \text{ МПа}$ мають знижений опір на розрив і тому застосовуються при невеликих прольотах між опорами.

Сталеалюмінієві проводи марок АС, АСКС, АСКП мають велику механічну міцність, яку створює сталеве осердя, що має $\sigma = 1100 - 1200 \text{ МПа}$; струмоведучою частиною є зовнішня алюмінієва частина проводу.

На лініях до 10 кВ з невеликими електричними навантаженнями застосовують сталеві багато дротяні проводи марок ПСО и ПМС, що мають низьку провідність $\gamma = 7,52 \text{ м/(Ом} \cdot \text{мм}^2)$ та великий опір на розрив $\sigma = 700 \text{ МПа}$.

Для ПЛ використовують проводи стандартних перерізів 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500 мм².

У якості блискавкозахисних тросів застосовують сталеві канати перерізом не менше 35 мм².

Ізолятори Для ПЛ застосовують наступні типи ізоляторів: при напругах 6 - 10 кВ - штирьові фарфорові і скляні типів ШФ6-А и ШФ10-А, ШФ10-Б, ШСС-10, ШССЛ-10;

при напрузі 20 - 35 кВ - штирьові фарфорові типів ШФ20-А, ШФ20-Б, ШФ35-А, ШФ35-Б, ШФ35-В, СШ-35;

при напрузі від 35 кВ и вище - підвісні фарфорові ізолятори типів ПФ-6А, ПФ-6Б, ПФ-6В, ПФ-16А, ПФ-20А, а також підвісні скляні ізолятори типів ПС-6А, ПС-11, ПС-16А, ПС-16Б и др. (цифри вказують випробувальне навантаження в тоннах).

Штирьові ізолятори кріпляться до опор на гаках або штирях. При напругах 110 кВ и вище повинні застосовуватись тільки підвісні ізолятори на гірляндах.

Гірлянди підвісних ізоляторів бувають підтримуючі і натяжні. Підтримуючі гірлянди розташовуються вертикально на проміжних опорах. Натяжні гірлянди розміщуються на анкерних опорах майже горизонтально. На відповідальних

ділянках ліній електропередач застосовують здвоєні триланцюгові та багатоланцюгові гірлянди.

Кількість ізоляторів у гірлянді залежить від номінальної напруги та заданого рівня ізоляції. У разі пробою ізолятор руйнується або темніє, що спрощує пошук місця пошкодження.

Опори Повітряні лінії прокладають на дерев'яних, металевих і залізобетонних опорах. За призначенням опори можуть бути проміжними, анкерними, кутовими і кінцевими, а також одноланцюговими і дволанцюговими, з тросом для захисту від перенапруг и без тросу.

При спорудженні опор повітряних ліній повинні виконуватись встановлені ПУЕ відстані між провідниками, від поверхні землі та від інших об'єктів, що знаходяться в безпосередній близькості від лінії. До характеристик ПЛ відносять: висоту анкерної або проміжної опори, довжину анкерного або проміжного прогону (прольоту), максимальну стрілу прогину (провісу) лінії.

Проміжні опори підтримують проводи на прямих ділянках ліній та складають близько 80 % всіх опор.

Анкерні опори встановлюють через визначене число прольотів, мають жорстке закріплення проводів и розраховуються на аварійний обрив проводів.

Відгалужувальні опори встановлюються на відгалуженнях від траси. Кутові та перехресні опори слугують для зміни напрямку лінії.

Кінцеві опори встановлюються на початку і в кінці лінії для улаштування приєднання до електроспоживачів.

Лінії до 35 кВ зазвичай монтуються на залізобетонних опорах, а лінії вище 35 кВ - на металевих опорах.

Для повітряних ліній до 10 кВ застосовують дерев'яні, залізобетонні та комбіновані опори, що виконуються з дерева та залізобетону. На рис. 7.3 наведена проміжна одностійкова одноланцюгова опора з кріпленням ізоляторів на гаках (а) та на штирях (б) для лінії напругою до 10 кВ; (стійка 1 закріплена на стільці 3 дротяними бандажами 2; штирьові ізолятори кріпляться на траверсі 4 і на верхівці опори 5).

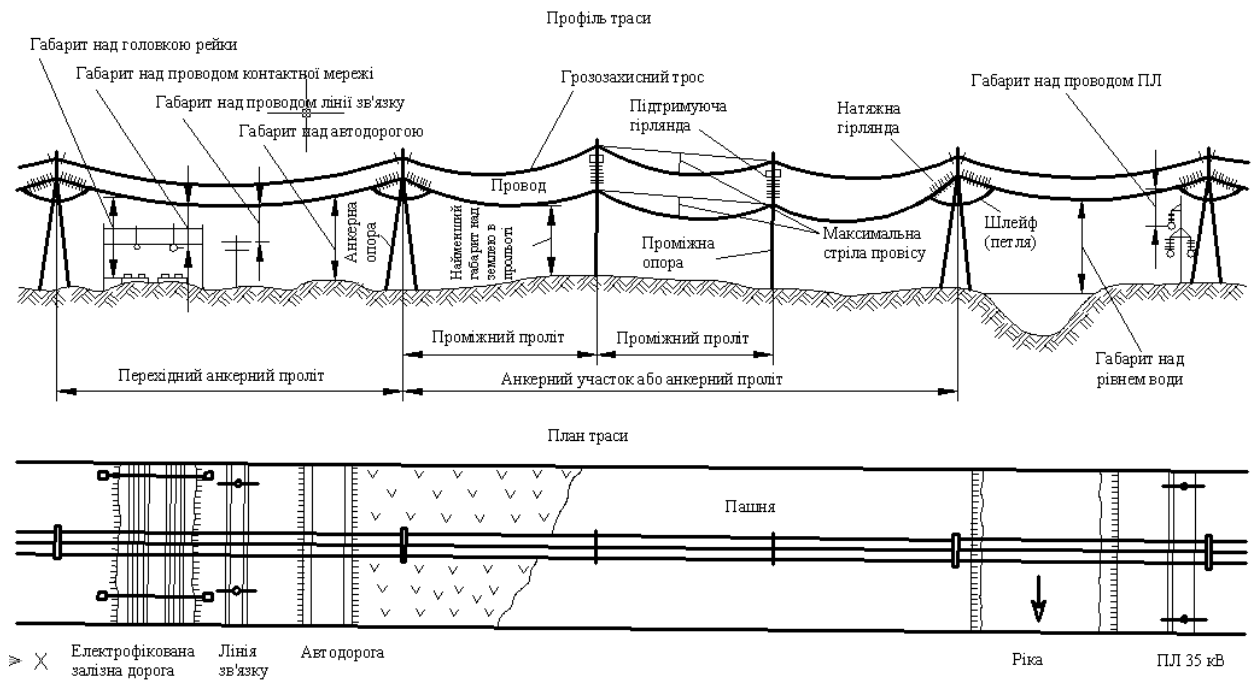


Рисунок 7.2 Основні характеристики ЛЕП

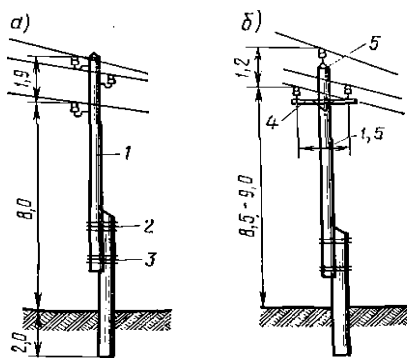


Рисунок 7.3 Дерев'яні проміжні опори ЛЕП 6 - 10 кВ

Для кріплення проводів до ізоляторів, з'єднання ізоляторів в гірлянду та між собою використовується лінійна арматура: глухі підтримуючі затискачі, затискачі натяжні, затискачі, що здатні відпускати провід. На анкерних опорах застосовують натяжні затискачі, проводи в яких закріплюються за допомогою клинових затискачів, гвинтових з'єднань або пресування. Нарощування проводів виконується за допомогою трубчастих з'єднувачів шляхом їх опресовування.

7.2 Улаштування кабельних ліній

Кабельні лінії – це лінії для передачі електричної енергії, що складаються з одного або декількох кабелів (силових) у сукупності з кінцевими і сполучуваними муфтами та елементами кріплення.

Кабельні лінії набагато довші за ПЛ, мають меншу пропускну здатність внаслідок температурних обмежень, що зумовлені використанням ізоляції. Як правило, кабельні лінії прокладаються в місцях, де ускладнено будівництво ВЛ (містах, населених пунктах, на території промислових підприємств). Вони мають певні **переваги** перед ПЛ - закрита прокладка, що забезпечує захист від атмосферних впливів, велика надійність і безпека в експлуатації. Тому, незважаючи на їх велику вартість і трудомісткість спорудження, кабельні лінії широко застосовують в електричних мережах зовнішнього і внутрішнього електропостачання.

Кабель складається з струмоведучих жил, ізоляції, захисних оболонок та можуть мати броню. (Рис. 7.4)



Рис. 7.4 Конструкція броньованого кабелю

Жили виконують з мідного або алюмінієвого дроту і можуть бути одно- і багатодротовими. За кількістю жил кабелю виконують одно-, двох-, трьох- і чотирижильного.

Ізоляція кабелів понад 1000 В виконується з багатошарової просоченого паперу та різних пластикатів (поліетилену, полівінілхлориду і ін.). Для похилих та вертикальних ділянок трас застосовують церезинову ізоляцію, що не стікає.

Захисні оболонки, що перешкоджають проникненню вологи, газів і кислот, виконують свинцевими, алюмінієвими і хлорвінілові.

Для механічного захисту оболонок на них накладається сталеві і дрютова **броня**, поверх якої для кабелів, що прокладаються в землі і в воді, крім того, накладається захисний джгут з просоченої кабельної пряжі для захисту від корозії.

В даний час широко застосовують маслосповнені кабелі з паперовою ізоляцією, просоченої мінеральним маслом, яке знаходиться під тиском: низьким - до 0,1 МПа, середнім - до 0,3 МПа і високим - до 1 МПа. Для промислових підприємств застосовують зазвичай кабелі середнього тиску на 110 кВ з алюмінієвою оболонкою. Ці кабелі краще кабелів зі свинцевою оболонкою, оскільки припускають підвищення тиску до 0,5 МПа.

При монтажі кабельних ліній застосовують з'єднувальні, відгалужувальні та кінцеві **кабельні муфти** і кінцеві воронки. Для кабелів понад 1000 В використовують свинцеві муфти, які після обробки кабелю (зняття зовнішнього покриття, броні і свинцевої оболонки) заливають бітумною кабельною масою або спеціальними епоксидними компаундами. При сухій розробці кабелю із застосуванням липкої стрічки і лаку на основі поліхлорвінілових смол кабельні муфти і воронки кабельної масою заливаються, що прискорює монтаж і забезпечує необхідну електричну і механічну міцність з'єднання.

Кабелі прокладають в земляних траншеях, тунелях, каналах, блоках, по стінах будівель і інших споруд.

Кабельні лінії класифікують:

За родом струму – змінного та постійного:

За напругою – низької (до 1 кВ), середньої (6-35 кВ), високої (110 – 220 кВ) напруги;

За кількістю жил;

За матеріалом жили (алюмінієва, мідна);

За матеріалом ізоляції (паперова просочена, полівінілхлоридна, гумова, нормально просочена, збіднено просочена, нестікаюча церезинова, маслосповнена, газ під тиском);

За матеріалом оболонки (свинцева, алюмінієва, гумова, полівінілхлоридна).

При **маркуванні** кабелів 6-35 кВ використовують наступні позначення (в залежності від позиції в маркуванні):

1. Жила: А – алюмінієва жила (мідні жили не маркуються).
2. Ізоляція: Р – гума, В – ПВХ, П – поліетилен; Ц - церезин (паперова нормально просочена ізоляція не маркується);
3. Оболонка: А – алюмінієва оболонка, С – свинцева, П – поліхлорвінілова;
4. Броня: Б – сталеві стрічки, К – круглі доти, П – плоскі дроти:
5. Зовнішнє покриття: Г – голий (без зовнішнього покриття), Шв – полівінілхлоридний шланг, Шп – поліетиленовий шланг, Н – негорюче покриття (звичайне джутове покриття не маркується).

Тема 8 Розрахунок електричних мереж.

Лекція. 8 Розрахунок розподільчих електричних мереж промислових підприємств. Вибір перерізу провідників ПЛ та жил кабелів за нагрівом в нормальному тривалому режимі за економічною густиною струму. Розрахунок мереж за допустимими втратами напруги. Електричний розрахунок ЛЕП напругою вище 35кВ Техніко-економічні питання вибору перерізу провідників ліній.

Головною задачею вибору перерізу провідника електричної мережі є знаходження такого перерізу який би задовольняв технічним та економічним вимогам експлуатації. Для цього провідники ліній 6-35 кВ обираються:

1. За нагрівом у тривалому режимі;
2. За економічно густиною (щільністю) струму;
3. За механічною міцністю:

Найбільший з трьох перерізів перевіряється на допустимі втрати напруги. Кабельні лінії додатково перевіряються на термічну стійкість до струмів КЗ.

У разі якщо обраний переріз не проходить перевірки, тоді вживають відповідних заходів, а саме:

1. Підвищення перерізу провідників лінії;
2. Прокладання двох паралельних ліній на спільний вимикач;
3. Перехід на більш високий рівень живлячої напруги;

За кінцевий переріз приймають найбільше стандартне значення перерізу лінії, що задовольняє названим критеріям вибору і перевірки.

8.1 Розрахунок електричних мереж за допустимим нагрівом у тривалому режимі

Протікання струму в провіднику супроводжується виділенням в ньому теплової енергії, внаслідок чого провідник нагрівається до температури $\theta_{пр}$, яка перевищує температуру навколишнього середовища $\theta_{нс}$. На температуру нагріву провідника впливають такі фактори як сила струму, що протікає через провідник, тривалість і циклічність дії струму, умови охолодження провідника.

Експериментальними дослідженнями встановлені гранично допустимі значення температур нагріву провідників, зокрема:

ПЛ – 70°C, КЛ 6кВ з паперовою ізоляцією – 65°C, КЛ 10 кВ з паперовою ізоляцією – 60°C, КЛ 35 кВ – 50°C

Розрахункове значення температури навколишнього середовища приймають $\theta_{\text{нс}} = 25^\circ\text{C}$ для повітря та $\theta_{\text{нс}} = 15^\circ\text{C}$ для води або землі.

Кількість тепла, що виділяється в провіднику за одинцю часу визначається законом Джоуля - Ленца

$$Q_{\text{наг}} = I_{\text{доп}}^2 \cdot R \cdot \Delta t \quad (8.1)$$

Кількість тепла, що відводиться в навколишнє середовище

$$Q_{\text{відв}} = c \cdot F \cdot (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{нс}}) \quad (8.2)$$

де c – коефіцієнт тепловіддачі матеріалу; $F = 2\pi r l$ – площа поверхні провідника.

При тривалому протіканні струму встановлюється тепловий баланс між підведеною та відведеною тепловою енергією

$$Q_{\text{наг}} = Q_{\text{відв}}$$

Якщо прирівняти рівняння (8.1) та (8.2) та представити опір провідника через його лінійні розміри ($R = \rho \frac{l}{S}$, $S = \frac{\pi d^2}{4}$) то спільний розв'язок рівнянь дозволяє визначити допустиме за нагрівом значення струму $I_{\text{доп}}$ для стандартних перерізів провідників ліній.

Вибір перерізу провідників ліній (жил КЛ, проводів ПЛ) за нагрівом з розрахунковим струмом у нормальному довготривалому режимі роботи виконується шляхом порівняння робочого струму з допустимим струмом, величина якого обчислена і перевірена для стандартних перерізів провідників і наведена у вигляді таблиць для всіх видів ліній і провідників в ПУЕ

$$I_p \leq I_{\text{доп}}$$

Якщо температура навколишнього середовища відрізняється від нормованих значень, то вводиться поправочний коефіцієнт, значення якого приймається згідно з ПУЕ. Обов'язково необхідно враховувати умови прокладки КЛ. Для цього вводиться тепловий поправочний коефіцієнт, який враховує перегрів в середовищі розташування потоку або пучка кабелів прокладених паралельно

$$I'_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_i \cdot I_{\text{доп}} \quad k = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{фнс}}}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{нс}}}} \quad (8.3)$$

8.2 Вибір перерізів провідників за економічною густиною струму.

Втрати енергії при передачі по лінії зростають зі збільшенням опору лінії, які в свою чергу визначаються перетином провідника: чим більше перетин дроту, тим менше втрати. Однак при цьому зростають витрати кольорового металу і капітальні витрати на спорудження лінії. Щоб вибрати економічно найбільш доцільну лінію, слід порівняти капітальні витрати і щорічні експлуатаційні витрати для декількох варіантів ліній (не менше двох). Втрати, а отже, і вартість втрат зменшуються при збільшенні перерізу проводу; величини ж відрахувань на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування зростають зі збільшенням перетину проводів і кабелів, так як при цьому збільшуються капітальні витрати. Сума зазначених складових річних витрат $З$ матиме мінімум (Рис. 8.1) при так званому економічно доцільному перерізі дроту $S_{\text{ек}}$.

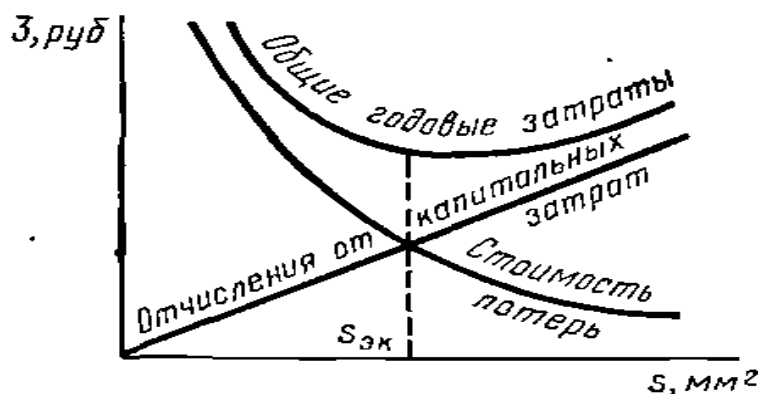


Рис. 8.1 Графік залежності річних витрат від перетину дроту

ПУЕ встановлені величини економічної густини струму $j_{\text{ек}}$, які залежать тільки від матеріалу, конструкції провідників і тривалості використання максимуму навантаження T_m (Табл. 5.1). При цьому не враховують такі чинники, як вартість електроенергії і величина напруги лінії. Економічно доцільний перетин визначають попередньо по розрахунковому струму лінії I_p економічної густини $j_{\text{ек}}$:

$$S_{ек} = \frac{I_p}{J_{ек}} \quad (8.4)$$

Отримане розрахункове значення не завжди співпадає з стандартним рядом перерізів, тому за рахунок закладених коефіцієнтів заокруглення виконується до меншого стандартного значення.

Слід зазначити, що в мережах напругою до 1000 В перетин, обраний за економічною густиною струму, в 2-3 рази перевищує перетин, обраний за іншими технічними вимогами (нагрів, втрати напруги, механічна міцність). Для усунення такої невідповідності, що веде до перевитрати кольорового металу, допускається:

Таблиця 8.1 Економічні густини струму для ПЛ та КЛ

Тривалість використання максимуму навантаження в рік, (Тм), год	Економічна густина струму, А/мм ²					
	Неізолювані проводи та шини		Кабелі з паперовою ізоляцією та проводи з гумовою та ПВХ-ізоляцією		Кабелі з гумовою та пластмасовою ізоляцією	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
1000—3000	2,5	1,3	3,0	1,6	3,5	1,9
3000—5000	2,1	1,1	2,5	1,4	3,1	1,7
5000-8760	1,8	1,0	2,0	1,2	2,7	1,6

а) підвищувати для ізолюваних проводів перетином 16 мм² і менше економічну густина струму на 40%;

б) не перевіряти на економічну густина струму електричні мережі напругою до 1000 В при тривалості використання годин максимуму менш 4000 - 5000 годин, всі відгалуження до окремих струмоприймачів до 1000 В, освітлювальні мережі та мережі тимчасових споруд, а також шини розподільних пристроїв і підстанцій.

Метод поширений завдяки своїй простоті і дозволяє наближено оцінити економічну доцільність, оскільки не враховує ціну електроенергії. У випадку пошуку економічних резервів мережі застосовуються більш точні розрахунки

З огляду на зазначені обмеження, більш правильним вважають вибір економічно доцільного перетину. Останнє знаходять шляхом економічного співставлення двох перетинів, з яких одне більше, а інше менше перетину $S_{ек}$. При цьому порівнюють для намічених перетинів річні витрати:

$$Z = C + 0,125K \quad (8.5)$$

де C - річні експлуатаційні витрати: сумарна вартість втрат електроенергії, вартість амортизаційних відрахувань і вартість ремонту і експлуатації; $0,125K$ - річні капітальні витрати з урахуванням нормативного коефіцієнта, рівного $0,125$ – величина (зворотне значення терміну окупності в 8 років).

8.3 Вибір провідників за механічною міцністю

Як правило, електричні мережі виконуються за типовими проектами. В практиці проектування електропостачання промислових підприємств переріз проводів ПЛ та КЛ вибирають за даними мінімально допустимих перерізів чи механічною міцністю згідно ПУЕ, без проведення додаткових розрахунків. Тому, щоб врахувати дію механічних впливів на лінії, рекомендуються мінімальні допустимі перерізи в залежності від типу ліній та живлячої напруги (Табл. 5.2).

8.4 Перевірка електричної мережі за втратами напруги

Змінний струм, що протікає по проводах ПЛ, жилах КЛ та струмопроводах визначається напругою, активним та індуктивним опором лінії і навантаженням. На рис.6.3 наведена векторна діаграма для одної фази трифазної лінії, що має певний індуктивний і активний опори та опір навантаження індуктивного характеру на кінці лінії. Вектор $\vec{OA}$ відображує напругу $\vec{U}_2$ у кінці лінії. Під кутом φ , що визначається коефіцієнтом потужності $\cos \varphi$ споживача, відкладено вектор струму $\vec{I}$ (Рис. 8.2)

Таблиця 8.2 Мінімальні перерізи за умовою механічної міцності

Характеристика лінії	Мінімальний переріз	
	$U_{\text{ном}} = 6-10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} < 1 \text{ кВ}$
Повітряні лінії :		
а) проводи алюмінієві	35	16
б) проводи сталевалюмінієві	25	10
Кабельні лінії	10	-

Падіння напруги у лінії визначається трикутником напруги abc , у якому вектор $\overline{ab}$ співпадає по фазі з вектором струму I , відображує падіння напруги на активному опорі лінії, а вектор $\overline{bc}$ – падіння напруги на індуктивному опорі. Вектор $\overline{ac}$, що являє собою геометричну різницю між напругою на початку і в кінці лінії, називається падінням напруги в лінії

$$\Delta \bar{U}_{\phi} = \bar{U}_{1\phi} - \bar{U}_{2\phi} \quad (8.6)$$

Відрізок ad являє собою алгебраїчну різницю між напругами на початку і в кінці лінії (якщо знехтувати величиною відрізка de) і називається повздовжньою складовою падіння напруги або втратою напруги. Втрата напруги враховується при виборі перерізів провідників ліній напругою до 35кВ

$$\Delta U_{\phi} = U_1 - U_2 \quad (8.7)$$

Повздовжня складова падіння напруги, тобто втрата напруги у фазі

$\Delta \bar{U}_{\phi} = ad$, визначається за виразом $\Delta U_{\phi} = ad = af + df$, де $af = I r \cos \varphi$, $fd = I x \sin \varphi$ - активна і реактивна складова фазної напруги відповідно. Таким чином

$$\Delta U_{\phi} = I r \cos \varphi + I x \sin \varphi \quad (8.8)$$

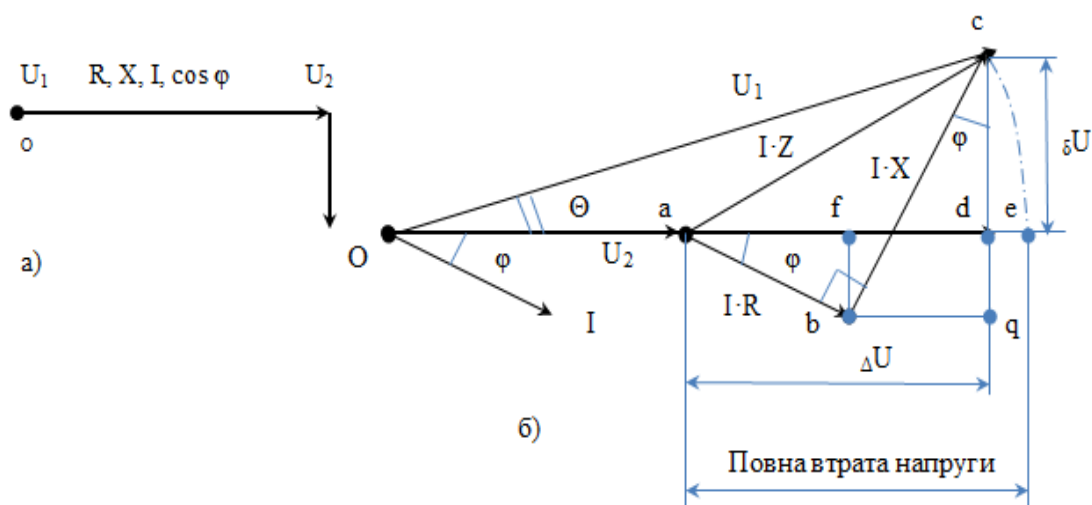


Рис. 8.2. Схема лінії (а) та векторна діаграма напруг одного проводу трифазної лінії з навантаженням в кінці.

Лінійна втрата напруги у трифазній лінії ΔU відповідно визначиться співвідношенням між лінійними і фазними напругами

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} I(r \cos \varphi + x \sin \varphi) \quad (8.9)$$

або домноживши (6.4) на відношення (U/U) , маємо

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} U I r \cos \varphi + \sqrt{3} U I x \sin \varphi}{U} = \frac{Pr + Qx}{U} \quad (8.10)$$

Для ліній напругою вище 35кВ враховується складова втрати напруги δU_{ϕ} , що чисельно дорівнює відрізка cd

$$\delta U_{\phi} = cd = cq - dq' = cq - bf = I x \cos \varphi - I r \sin \varphi \quad (8.11)$$

Відповідно поперечна складова втрати напруги у трифазній лінії

$$\delta U = \sqrt{3} I(x \cos \varphi - r \sin \varphi) = (Px - Qr)/U \quad (8.12)$$

Поперечна складова δU (Рис.8.2) визначається кутом зсуву фаз θ напруг U_1 та U_2 . У довгих ЛЕП ємнісний струм лінії збільшує кут θ , що в певній мірі впливає на динамічну стійкість системи і, відповідно, на стійкість роботи споживачів.

Лінійні напруги на початку і в кінці лінії з відповідним навантаженнями P_1 і P_2 та урахуванням (6.11) і (6.13) визначаються за формулами

$$U_1 = \sqrt{[U_2 + (P_2 r + Q_2 x)/U_2]^2 + [(P_2 x - Q_2 r)/U_2]^2} \quad (8.13)$$

$$U_2 = \sqrt{[U_1 + (P_1 r + Q_1 x)/U_1]^2 + [(P_1 x - Q_1 r)/U_1]^2} \quad (8.14)$$

8.5 Електричний розрахунок ЛЕП напругою вище 35кВ

В електричних розрахунках ЛЕП напругою 110 кВ і вище, враховують не лише активний r і індуктивний x_L опір ліній, але і **ємнісну провідність** фаз між собою і відносно землі. Ці ємності створюють у лініях високої напруги додатковий ємнісний опір X_c , або ємнісну провідність лінії

$$B = \mathbf{B}_0 L \quad (8.15)$$

де $\mathbf{B}_0 = \omega C_0$ - питома провідність; C_0 — питома ємність лінії L.

Під дією фазної наруги U_ϕ в лінії з ємнісною провідністю B_0 створюється ємнісний, або зарядний струм $I_{30} = U_\phi B_0 = \frac{U_\phi B_0}{\sqrt{3}}$. Цей струм та лінійна наруга U_ϕ створюють реактивну ємнісну, або так звану зарядну потужність

$$Q_{30} = \sqrt{3} U_\phi I_{30} = \sqrt{3} U_\phi \frac{U_\phi B_0}{\sqrt{3}} = U_\phi^2 B_0 \quad (8.16)$$

Ємнісний струм I_3 і відповідну зарядну потужність Q_3 зазвичай враховують у розрахунках довгих повітряних ЛЕП 35 кВ і вище, а КЛ 110кВ і вище – незалежно від довжини, оскільки зі збільшенням наруги збільшуються зарядні струми. Розрахунки таких ЛЕП базуються на загальних положеннях, розглянутих вище, з урахуванням зарядної ємнісної потужності ліній.

В електричних розрахунках ліній схему зовнішнього електропостачання зображують у вигляді трьох ланок (Рис.8.3): Т1- підвищуючий трансформатор електростанції; ЛЕП; Т2- понижуючий трансформатор ГПП.

У якості вихідних даних для розрахунку слугують, як правило наруга U_4 на вводі до споживача активна (P_4) і реактивна (Q_4) потужності. Розрахунок розпочинають з ланки 3, для якої визначають падіння наруги та її складових (Рис.8.4,а)

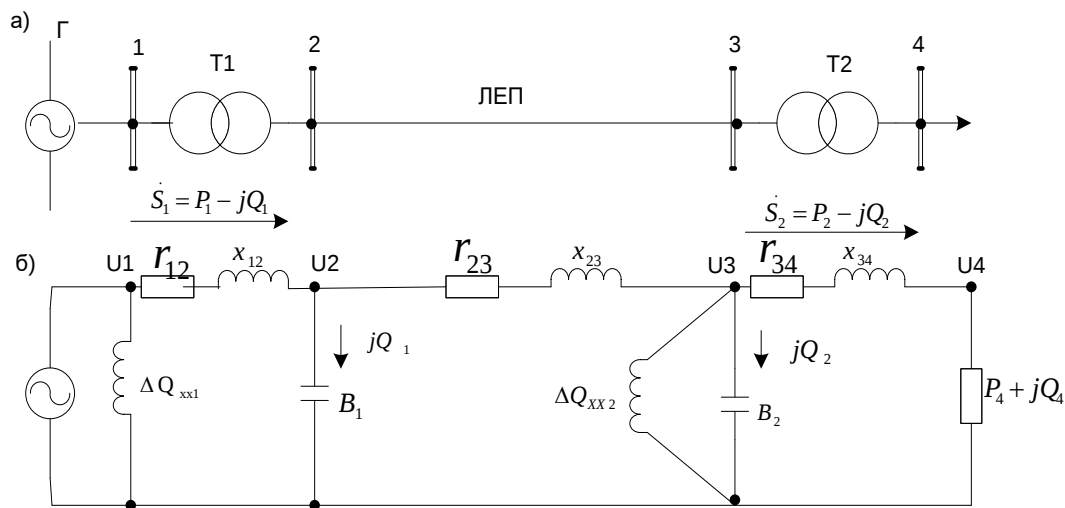


Рис. 8.3 Схема мережі (а) та її заміщення (б)

Повздовжня складова втрати наруги у третій ланці

$$\Delta U_{34} = (P_4 r_{34} + Q_4 x_{34}) / U_4, \quad (8.17)$$

поперечна складова

$$\delta U_{34} = (P_4 r_{34} - Q_4 x_{34})/U_4, \quad (8.18)$$

Напруга на початку ланки 3

$$U_3 = \sqrt{(U_4 + \Delta U_{34})^2 + (\delta U_{34})^2} \quad (8.19)$$

Втрати потужності у ланці 3

$$\begin{aligned} \Delta P_{34} &= [(P_4^2 + Q_4^2)/U_4^2]/R_{34} \\ \Delta Q_{34} &= [(P_4^2 + Q_4^2)/U_4^2]/X_{34} \end{aligned} \quad (8.20)$$

Потужність на початку ланки 3

$$P_3 = P_4 + \Delta P_{34}; \quad Q_3 = Q_4 + \Delta Q_{34} \quad (8.21)$$

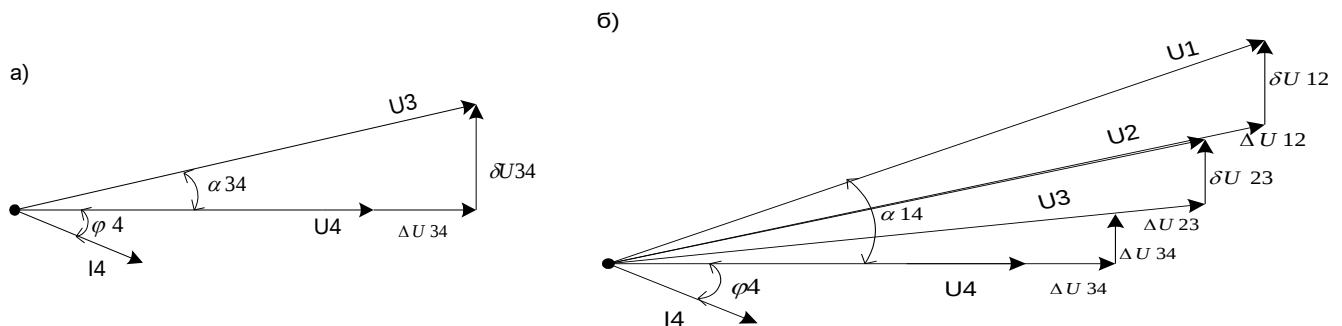


Рис. 8.4 Векторні діаграми напруг ЛЕП

Аналогічно підраховують складові втрати напруги і потужності у ланках 2 і 1 лінії електропередачі, після чого знаходять аналітично, або графічно (мал.8.4, б) напруги і потужності на початку ланки 1, тобто на початку лінії:

$$\begin{aligned} U_1 &= U_4 + \Delta U_{\Sigma} \\ Q_1 &= Q_4 + \Delta Q_{\Sigma} \end{aligned} \quad (8.22)$$

де $\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{34} + \Delta U_{23} + \Delta U_{12}$ - сума втрат напруги;

ΔP_{Σ} , ΔQ_{Σ} - сума втрат потужності.

Тема 9 Техніко-економічні розрахунки в електропостачанні

Лекція . 9 Техніко-економічні розрахунки в електропостачанні. Особливості техніко-економічних розрахунків. Втрати потужності та енергії в лініях. Втрати потужності та енергії в трансформаторах.

9.1. Особливості техніко-економічних розрахунків

Метою техніко-економічних розрахунків в електропостачанні є визначення раціонального варіанта передачі, розподілу і перетворення електроенергії. Критерієм ТЕР служать приведені річні витрати, що визначаються у відповідності до «Методики техніко-економічних розрахунків в електроенергетиці

$$B = E_{\text{норм}} \cdot K + C_{\text{річн}} = E_{\text{норм}} \cdot K + (C_{\text{вт.ел.}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл.}}), \quad (9.1)$$

де $E_{\text{норм}}$ – нормативний коефіцієнт вартості капітальних витрат K ;

$C_{\text{річн.}}$ – сумарні річні експлуатаційні витрати;

$C_{\text{вт.ел.}}$ – вартість втрат електроенергії;

$C_{\text{ам}}$ – вартість амортизаційних відрахувань;

$C_{\text{обсл.}}$ – вартість обслуговування.

Для вибору раціонального варіанта порівнюють 2-3 можливих рішення схеми електропостачання. **Оптимальним** вважається варіант, що має мінімальні приведені річні витрати (B) за умови, що кожен з варіантів **задовольняє усім вимогам** до схеми електропостачання щодо забезпечення необхідного рівня якості електроенергії, мінімальних втрат потужності і електроенергії та мінімальних витрат на обслуговування системи електропостачання. **Основну долю втрат** складають втрати потужності і електроенергії, що мають місце в лініях, трансформаторах та в реакторах.

9.2. Втрати потужності та енергії в лініях

В залежності від наявності вихідних даних втрати потужності і електроенергії в лініях на стадії проектування розраховують за середньоквадратичним струмом $I_{\text{ск}}$ за дійсний час роботи лінії $T_{\text{д}}$, або за розрахунковим максимумом струму $I_{\text{р}}$ за час втрат $\tau_{\text{в}}$.

Середньоквадратичний струм являє собою еквівалентний струм, протікання якого в лінії протягом дійсного часу T_d створює такі ж втрати потужності і електроенергії, що і фактичний струм навантаження змінного характеру за той же час.

Час втрат τ_b — це розрахунковий час, протягом якого лінія з незмінним максимумом навантаження мала б такі ж втрати електроенергії, як і у разі фактичного змінного графіку навантаження.

Середньоквадратичний струм визначають за струмом I_c і коефіцієнтом форми графіку:

$$I_{ск} = k_{\phi} \cdot I_c, \quad (9.2)$$

де I_c - середнє значення струму

$$I_c = \frac{W}{T_d \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{сзв}} \quad (9.3)$$

де W – витрати електроенергії (кВт·год) за дійсний час T_d (доба, рік);

$\cos \varphi_{сзв}$ – середньозважений коефіцієнт потужності.

Для ЕП тривалого режиму роботи кількістю більше двох у групі приймають коефіцієнт $k_{\phi}=1.05 \div 1.1$.

Втрати активної потужності і електроенергії в лініях за середньоквадратичним струмом

$$\Delta P = 3 \cdot I_{ск}^2 \cdot R_{л} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (9.4)$$

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_d, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (9.5)$$

Відповідно втрати реактивної потужності і енергії

$$\Delta Q = 3 \cdot I_{ск}^2 \cdot X_{л} \cdot 10^{-3}, \text{ квар} \quad (9.6)$$

$$\Delta V = \Delta Q \cdot T_d, \text{ квар} \cdot \text{год} \quad (9.7)$$

Визначення втрат активної потужності і енергії в лінії за розрахунковим максимумом

Базується на розрахунковій величині струму навантаження лінії $[I_p = P_p / (\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_{сзв})]$ з урахуванням часу втрат τ_e за час максимуму навантаження T_M

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_{л} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (9.8)$$

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau_e, \text{кВт} \cdot \text{год} \quad (9.9)$$

Відповідно втрати реактивної потужності і енергії

$$\Delta Q = I_p^2 \cdot X_L \cdot 10^{-3}, \text{квар} \quad (9.10)$$

$$\Delta V = \Delta Q \cdot \tau_e, \text{квар} \cdot \text{год} \quad (9.11)$$

де R_L, X_L – активний і індуктивний опір лінії, Ом

де T_M – кількість годин використання максимуму навантаження.

Величина часу втрат τ_e залежить від T_M і $\cos \varphi_{\text{сзв}}$ і знаходять її за кривими

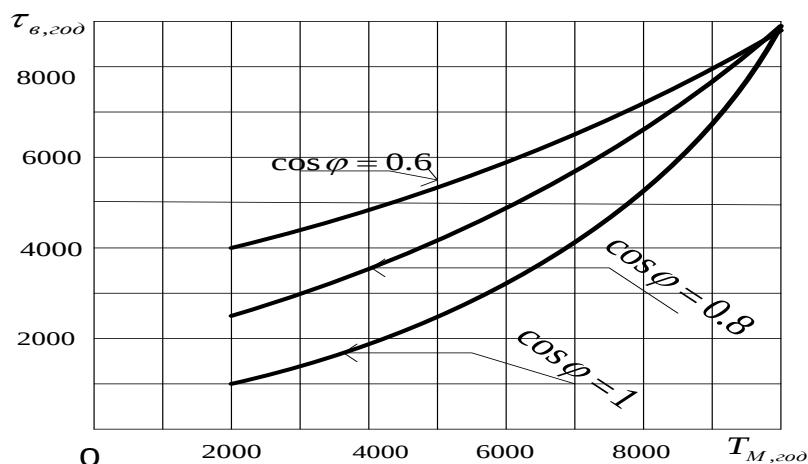


Рис. 9.1. Графіки для визначення часу втрат

9.3 Втрати потужності та енергії в трансформаторах

Втрати потужності в трансформаторах складаються з втрат активної ΔP_T і реактивної потужності ΔQ_T .

Втрати активної потужності складаються з втрат у міді і в сталі, що викликає нагрів трансформатора:

$$\Delta P_T = \Delta P_M + \Delta P_{CT} \quad (9.12)$$

Втрати у міді прямо пропорційні активному опору (обмоток) трансформатора та квадрату струму в обмотках і для трифазного трансформатора дорівнюють втратам у міді

$$\Delta P_M = 3 \cdot I^2 \cdot R_T, \quad (9.13)$$

або за фактичною величиною активної і реактивної потужності

$$\Delta P_M = 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot \left(\frac{U_H}{U_H}\right)^2 = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_T = \frac{P^2 \cdot R_T + Q^2 \cdot R_T}{U_H^2} \quad (9.14)$$

Більш зручніше визначати втрати ΔP_M за каталожними даними втрати потужності короткого замикання (P_K) для певних значень номінальних параметрів струму ($I_{н.т.}$) та потужності ($S_{н.т.}$):

$$\Delta P_K = 3 \cdot I_{н.т.}^2 \cdot R_T, \quad (9.15)$$

звідки активний опір трансформатора визначається за співвідношенням

$$R_T = \frac{P_K}{3 \cdot I_{н.т.}^2} \quad (9.16)$$

Підставляючи (9.16) у (9.13) втрати активної потужності у трансформаторі:

$$\Delta P_M = 3 \cdot I^2 \cdot \frac{P_K}{3 \cdot I_{н.т.}^2} \cdot \left(\frac{U_H}{U_H}\right)^2 = P_K \cdot \frac{S^2}{S_{н.т.}^2} = P_K \cdot k_3^2 \quad (9.17)$$

де $k_3 = \frac{S}{S_{н.т.}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора

Втрати в сталі $\Delta P_{ст}$ – це теплові втрати холостого ходу $P_{х.х.} = \Delta P_{ст}$. Сумарні втрати активної енергії у трансформаторі визначають за дійсний час включення T_δ та за час втрат τ_ϵ

$$\Delta W_T = \Delta P_M \cdot \tau_\epsilon + \Delta P_{ст} \cdot T_\delta = k_3^2 \cdot P_K \cdot \tau_\epsilon + P_{х.х.} \cdot T_\delta \quad (9.18)$$

де τ_ϵ – кількість годин витрат за час максимуму навантаження;

T_δ – дійсний повний час перебування трансформатора в увімкненому стані(час включення).

Втрати реактивної потужності у трансформаторі ΔQ_T складаються з втрат, зумовлених розсіюванням магнітного потоку $\Delta Q_{р.м.п.}$, що залежить від квадрата струму навантаження I трансформатора, та втрат на намагнічування ΔQ_μ , які визначаються струмом холостого ходу $i_{х.х.}$.

$$\Delta Q_{р.м.п.} = 3 \cdot I^2 \cdot x_T = 3 \cdot I^2 \cdot x_T \cdot \left(\frac{U_H}{U_H}\right)^2 = \frac{S^2}{U_H^2} \cdot x_T = \frac{P^2 \cdot x_T + Q^2 \cdot x_T}{U_H^2} \quad (9.19)$$

В розрахунках $\Delta Q_{р.м.п.}$ реактивний опір X_T визначають за каталожними даними напруги КЗ трансформатора ($U_K\%$) при номінальній потужності $S_{н.т.}$:

$$U_K \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н.т.} \cdot x_T}{U_H} \quad (9.20)$$

Згідно (9.20), реактивний опір трансформатора

$$x_T = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{н.т.}} \quad (7.21)$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторі у відповідності до (9.19) з урахуванням (9.21)

$$\Delta Q_{р.м.н.} = 3 \cdot I^2 \cdot \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{н.т.}} \cdot \left(\frac{U_H}{U_H}\right)^2 = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{н.т.}} \quad (7.22)$$

Якщо (9.22) домножити на $\left(\frac{S_{HT}}{S_{HT}}\right)$, втрати реактивної потужності можливо визначити за співвідношенням

$$\Delta Q_{р.м.н.} = \frac{U_K\%}{100} \cdot k_z^2 \cdot S_{н.т.} \quad (7.23)$$

Втрати реактивної потужності на намагнічування

$$\Delta Q_\mu = \frac{i_{xx}\%}{100} \cdot S_{H.T.} \quad (7.24)$$

Сумарні втрати реактивної енергії в трансформаторі

$$\Delta V_T = \Delta Q_{р.м.н.} \cdot \tau_\epsilon + \Delta Q_\mu \cdot T_\phi \quad (7.25)$$

$$\text{або } \Delta V_T = \frac{S_{HT}}{100} \cdot (U_K\% \cdot k_z^2 \cdot \tau_\epsilon + i_{xx}\% \cdot T_\phi) \quad (7.26)$$

9.4 Втрати потужності та енергії в реакторах

Для обмеження струмів КЗ у розмірі фазних проводів включають котушки(декілька витків) без осердя, що називаються реакторами. Втрати активної потужності в реакторах визначаються за каталожними даними втрат активної потужності в одній фазі $\Delta P_{ном.ф}$

$$\Delta P_p = k_z^2 \cdot 3\Delta P_{ном.ф}, \quad (9.27)$$

де $k_z = I/I_{ном}$ - відношення дійсного струму в реакторі до номінального (коефіцієнт завантаження реактора).

Аналогічно (7.27) визначаються втрати реактивної потужності

$$\Delta Q_p = k_z^2 \cdot 3\Delta Q_{ном.ф}$$

Втрати активної і реактивної енергії в реакторах за дійсний час включення T_ϕ

$$W = \Delta P_p T_\phi ; \quad \Delta V = \Delta Q_p T_\phi \quad (9.28)$$

Тема 10 Реактивна потужність в електричних мережах. Компенсація реактивної потужності.

Лекція 10 Загальні відомості і поняття реактивної потужності. Споживачі реактивної. Визначення величини реактивної компенсуючих засобів. Вибір компенсуючих пристроїв і місця їх установки в схемі електропостачання.

10.1 Загальні відомості та визначення

Одним з важливих питань, що вирішуються під час проектування і експлуатації СЕП є питання зниження **споживання реактивної потужності** споживачами електроенергії підприємств. Для правильного вирішення цієї задачі перш за все визначимо **поняття реактивної потужності**.

ЕП, характер навантаження яких відрізняється від чисто активного омичного опору R , при приєднанні до джерела синусоїдальної напруги $U = \sqrt{2}U \sin \omega t$, споживають змінний синусоїдальний струм, що має зсув по фазі відносно напруги на $< \angle \alpha$, тобто: $i = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \varphi)$.

Значення миттєвої потужності на затискачах ЕП визначається добутком миттєвих значень напруги та струму:
 $p = ui = 2UI \sin \omega t \sin(\omega t - \varphi) = UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi)$.

Отриманий вираз є алгебраїчною **сумою двох величин**, перша з яких не залежить від часу, а друга пульсує з подвійною частотою $2\omega t$ (Рис.10.1)

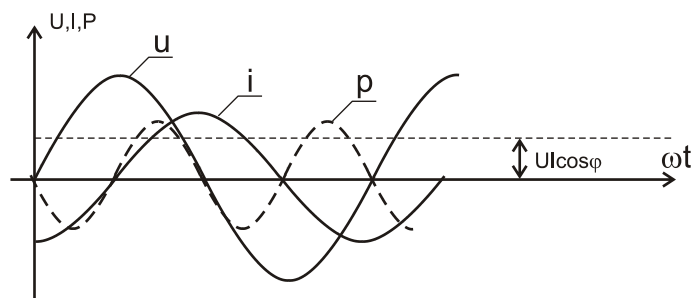


Рис. 10.1. Криві миттєві миттєвих значень напруги, струму і потужності

Середнє значення потужності за період T повністю визначається першою складовою, що видно після інтегрування:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T [UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi)] d\omega t = UI \cos \varphi + 0 \quad (10.1)$$

Саме цю величину називають **активною потужністю**, що характеризує енергію, що виділяється за одиницю часу на виконання корисної роботи, наприклад, у вигляді тепла в електроприймачах з активним опором R :

$$P = UI \cos \varphi = I^2 R \quad (10.2)$$

Середнє значення від другої складової миттєвої потужності дорівнює нулю, що вказує на те, що енергія є, але вона циркулює між ДЖ та ЕП і корисної роботи не виконує – це **реактивна потужність**.

А це можливо лише у тому випадку, коли присутні так звані реактивні елементи, наприклад індуктивність або ємність, що здатні накопичувати і віддавати електромагнітну енергію.

Таким чином, повну потужність на затискачах ЕП у комплексній формі можливо представити у вигляді:

$$\dot{S} = \dot{U} I^* = UI e^{\varphi} = UI \cos \varphi + j UI \sin \varphi = P + jQ \quad (10.3)$$

Де $\dot{U}$ – комплекс напруги; I^* – спряжений комплекс струму; $UI \sin \varphi$ – реактивна потужність.

Прийнято вважати, якщо струм, що споживається, відстає від напруги по фазі (тобто індуктивний характер навантаження), то реактивна потужність має позитивний знак (енергія споживається), а якщо випереджує (ємнісний характер навантаження), то приймається зі знаком мінус і реактивна енергія генерується в мережу.

З останнього виразу маємо записати, що:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} ; \frac{Q}{P} = \tan \varphi = K_{p.n.}, \quad (10.4)$$

де $K_{p.n.}$ - коефіцієнт реактивної потужності $\cos \varphi = P/S$.

Раніше у якості показника (коефіцієнта) споживання реактивної потужності використовувався **коефіцієнт потужності** $\cos \varphi = P/S$. Але цей показник не дає чіткого уявлення про величину реактивної потужності і її динаміки, тому $\cos \varphi$ був замінений на **коефіцієнт реактивної потужності** $K_{p.n.} = Q/P$.

Нормована величина $K_{p.n.}$ досягає 1,3 – 1,5 (що й відповідає значенню $\cos\varphi=0,92\div0,95$), але за значенням $K_{p.n.}$ та P значно простіше уявити величину Q реактивної потужності. Наприклад зниження, $\cos\varphi$ з 0,95 до 0,94 викликає зміну реактивної потужності на 10%, а зміна $\cos\varphi$ з 0,99 до 0,98 вже призводить до зміни Q на 42%.

Головними споживачами реактивної потужності на промислових підприємствах є:

- асинхронні двигуни, що споживають 60 – 65% Q
- трансформатори (20 – 25%)
- вентильні перетворювачі, реактори, газорозрядні освітлювальні прилади і т. ін.

10.2 Підстави щодо компенсації реактивної потужності

Передача значної реактивної потужності по лініях електричної мережі та через трансформатори не вигідна з наступних причин:

1. Виникають **додаткові втрати активної потужності** в усіх елементах системи електропостачання від ДЖ до ЕП що зумовлені завантаженням їх реактивною потужністю

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p \quad (10.5)$$

де $\Delta P_a, \Delta P_p$ – втрати активної потужності на її передачу та передачу реактивної потужності відповідно.

2. Виникають **додаткові втрати напруги**, що зумовлені активною потужністю (ΔU_a) та реактивною (ΔU_p)

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R \cos \varphi + X \sin \varphi) = \frac{PR + QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p \quad (10.6)$$

3. Завантаження реактивною потужністю ліній електропередачі та трансформаторів **збільшує їх навантаження**. Оскільки повна потужність це $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, природно, що зменшується їх пропускна здатність:

а) зі збільшенням потужності S що передається має бути відповідно збільшена $S_{ном,т}$ трансформаторів;

б) збільшення потужності $S_{ген}$ збільшує струм навантаження лінії $I = S/\sqrt{3}U$, що потребує збільшення перерізу провідників;

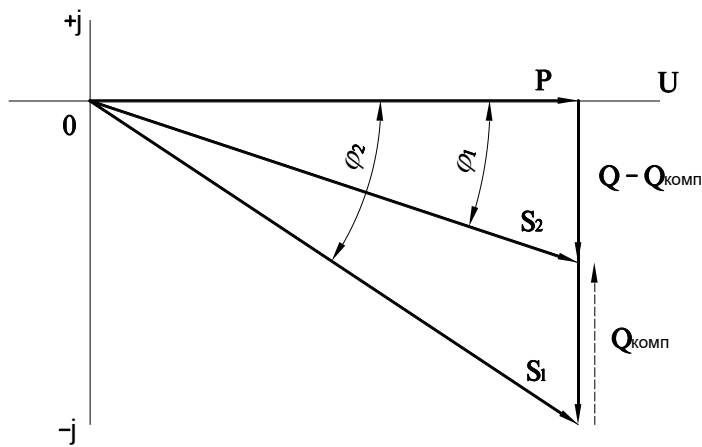


Рис. 10.2. Векторна діаграма компенсуючого пристрою

4. Збільшення повної потужності S що споживається підприємством-споживачем потребує відповідного **збільшення генераторної потужності на підприємстві-виробнику** електроенергії, оскільки порушення балансу $S_{ген} = S_{спож}$ недопустимо взагалі і особливо в години максимумів навантаження.

Усі наведені міркування потребують на скільки це можливо з технічної і економічної точки зору, передбачати **додаткові заходи по зниженню споживання реактивної потужності**. На промислових підприємствах ця проблема вирішується двома шляхами:

а) **природнім** – за рахунок оптимізації режимів роботи ЕП, використанням двигунів більш сучасних конструкцій, виключенням недозавантаження двигунів.

б) **штучним** – за рахунок застосування різного типу компенсуючих пристроїв

В цілому обидва шляхи дозволяють зменшити споживання реактивної енергії (потужності) Q до значення $Q - Q_{комп}$, відповідно підвищити коефіцієнт потужності з $\cos \varphi_1$ до $\cos \varphi_2$ та зменшити повну потужність з S_1 до S_2 , що в певній мірі забезпечує зменшення втрат потужності $\Delta P = \Delta P_a + \underline{\underline{\Delta P_p}}$ втрат напруги

$\Delta U = \Delta U_a + \Delta U_p$, та збільшення пропускної здатності ЛЕП та трансформаторів.

Векторна діаграма компенсую чого пристрою показана на рис.10.2.

10.3 Зниження споживання реактивної потужності без застосування компенсуючих пристроїв (КП)

Найбільш поширені наступні заходи:

- упорядкування технологічного процесу що покращує енергетичний режим обладнання та підвищує $\cos \varphi$;
- перемикання обмоток АД з Δ на Y зірку якщо завантаження АД менше 40%;
- виключення роботи АД в режимі xx шляхом обмеження часу xx до 10 хв.
- забезпечення завантаження трансформаторів більш як на 30%.
- заміна АД на СД де це можливо;
- широке застосування СД;
- застосування сучасних систем приводу що забезпечують глибоке регулювання напруги (Т-П-Д та ін.);
- виключення з роботи та заміна мало завантажених двигунів двигунами меншої номінальної потужності.

Останній захід пояснюється наступним. Реактивна потужність, що споживають асинхронні двигуни, залежить від квадрату коефіцієнта завантаження двигуна та приросту реактивної потужності двигуна $\Delta Q_{ном}$ понад величину реактивної потужності в режимі холостого ходу Q_{xx} . Таким чином, при $K_z < 1$ реактивна потужність двигуна:

$$Q_{ов} = Q_{xx} + K_z^2 \Delta Q_{ном} \quad (10.7)$$

де $\Delta Q_{ном}$ – приріст споживання реактивної потужності при повному навантаженні в порівнянні зі споживанням в режимі $x.x$..:

$$\Delta Q_{ном} = Q_{ном} - Q_{xx} \approx \frac{P_{ном}}{\eta} \operatorname{tg} \varphi_{ном} - \sqrt{3} U_{ном} I_{xx} \quad (10.8)$$

Коефіцієнт потужності двигуна знижується при зменшенні його навантаження, що видно з наступного виразу з урахуванням (10.7):

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{(Q_{xx} + K_3^2 \Delta Q_{ном})^2}{K_3 P_{ном}}}} \quad (10.9)$$

Отже, для того, щоб зростав коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ має зростати завантаження двигуна. Вважається, що у разі завантаження двигуна:

- а) до 45% – його заміна менш потужним завжди доцільна;
- б) в межах 45-70% – потребує техніко-економічного обґрунтування.
- в) більше 70% – потреби в заміні немає.

10.4 Електромашинні пристрої компенсації реактивної потужності

Для компенсації реактивної потужності що споживається асинхронними двигунами, транспортними, люмінесцентними освітлювальними приладами та іншими установками промислового підприємства, використовуються синхронні машини, конденсаторні батареї, статичні джерела реактивної потужності.

Синхронні машини – це синхронні двигуни (СД) загального призначення і спеціальні СД полегшеної конструкції – синхронні компенсатори (СК), що працюють без навантаження на валу. Застосування СК у якості КП базується на притаманній їм властивості працювати в режимі генерації реактивної потужності при перезбудженні в режимі споживання – при недозбудженні.

Особливими перевагами СК, як джерел реактивної потужності є: можливість плавного і до того ж автоматичного регулювання; незалежність генерації реактивної потужності від напруги (на шинах); достатня термічна і динамічна стійкість до струмів КЗ; можливість поновлення пошкоджених синхронних компенсаторів шляхом ремонту.

До **недоліків СК** відносять:

- а) відносно великі втрати активної потужності, що при $K_3=1$ в залежності від номінальної потужності складають 0.013-0.015 кВт/квар що в 5-6 раз більше ніж в конденсаторах;
- б) відносно велика ціна і ускладнення експлуатації СК в порівнянні з КБ;
- в) суттєвий вплив на екологію, що пов'язаний з гучним шумом роботи СК.

Висока питома ціна СК малих і середніх потужностях і великі втрати активної потужності у них зумовлюють виробництво СК з $P_{НОМ} = 5000 - 10000$ квар для використання їх лише на великих потужних підстанціях.

Синхронні двигуни при певних умовах такими мають можливість генерувати реактивну потужність. Величина її залежить від завантаження двигуна активною потужністю (тобто на його валу), від величини напруги і технічних даних:

$$Q_{CD} = k_{n.p.n.} \cdot \frac{P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_H}{\eta} \quad (10.10)$$

де $k_{n.p.n.}$ – коефіцієнт перенавантаження реактивною потужністю.

Додаткові втрати ΔP у СД, що зумовлені з генеруванням реактивної потужності визначаються за співвідношенням

$$\Delta P = k_1 \cdot \frac{Q_{CD}}{Q_{НОМ}} + k_2 \cdot \frac{Q_{CD}^2}{Q_{НОМ}^2} \quad (10.11)$$

де k_1, k_2 – розрахункові коефіцієнти що приводяться в довідниках в залежності від $P_{НОМ}$ та η_{CD} .

10.5 Статичні компенсуючі пристрої (КП)

До класу статичних КП належать тиристорні перетворювачі та батареї статичних конденсаторів, що знайшли широке використання. **Конденсаторні батареї (КБ)** – складаються зі спеціальних косинусних конденсаторів певної величини реактивної потужності, що за своєю дією еквівалентна синхронному компенсатору в режимі перезбудження. Таким чином КБ працюють як генератори реактивної потужності.

Потужність конденсаторів у одному елементі складає $25-100$ квар. Випускаються конденсатори з масляним (м) та синтетичним (с) просоченням паперової ізоляції, звідси умовні позначення. Включають КБ в мережу трифазного струму **паралельно з ЕП** (поперечна компенсація) за схемою трикутника, при вимиканні КБ повинно передбачатись автоматичне розрядження енергії, що в них накопичилась на активний опір (R) при $U \leq 1$ кВ, або на опір первинних обмоток трансформаторів напруги. В останньому випадку

використовують два однофазних вимірювальних трансформатора масляних НОМ-6 з розімкненою вторинною обмоткою. Випускаються КБ у вигляді комплектних конденсаторних установок типу УК (ККУ): з регулюванням на $U = 0.4\text{кВ}$, $Q_{КУ} = 110 - 540\text{квар}$ і без регулювання. $U_{НОМ} = 6 - 10\text{кВ}$ $Q_{НОМ} = 450 - 500\text{квар}$

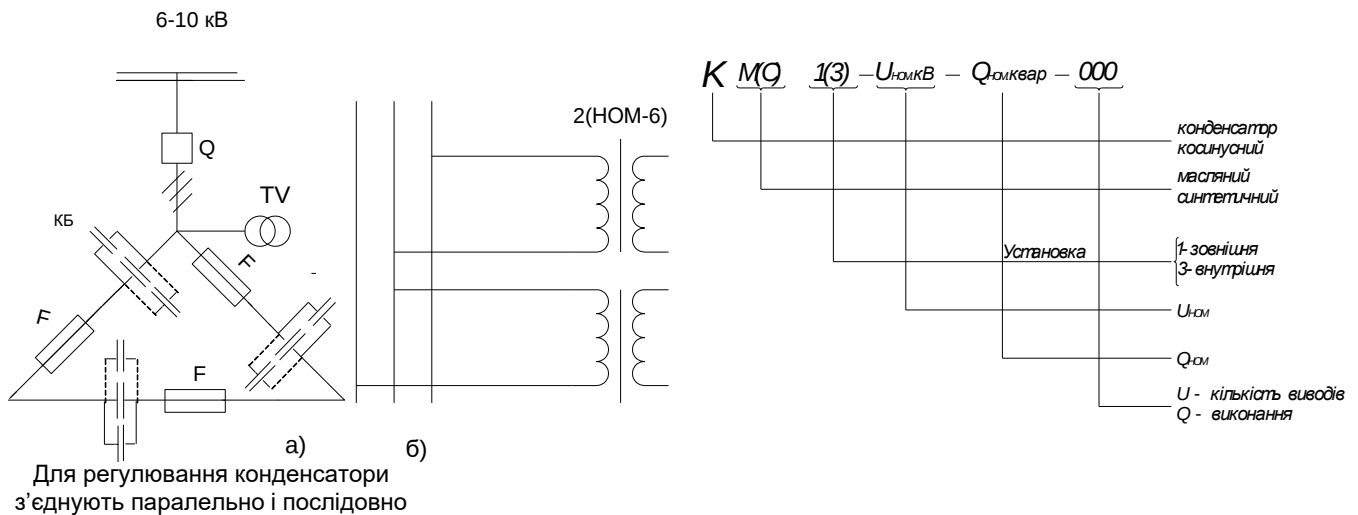


Рис.10.4 Схема приєднання КБ до мережі

Переваги конденсаторних компенсуючих установок: невеликі втрати активної потужності $0.0025-0.005\text{кВт/квар}$; простота експлуатації і монтажу, оскільки не потребує фундаментів, невелика маса в одному елементі; можливо використовувати будь-яке сухе приміщення.

Недоліки КБ: залежність генеруємої реактивної потужності від напруги $Q_{КБ} = Q_{НОМ} \cdot \left(\frac{U_*}{U_{КБ*}} \right)^2$; чутливість до підвищення напруги і недостатня електрична міцність (пробивна) при перенапругах і КЗ.

Промисловістю випускаються комплектні конденсаторні установки $УК-0.38-$ ($110 \div 900\text{кват}$ та $УК-6/10-(450 \text{ до } 1800\text{квар})$).

10.6 Вибір місця розташування конденсаторних батарей

Компенсація реактивної потужності, в системі електропостачання підприємства може бути: індивідуальна (Рис.7.5.а), групова (Рис.7.5.б), централізована (Рис.7.5.в).

Схема (а) має сенс для потужних ЕП з незмінним тривалим режимом роботи, інакше Q_{KB} використовується неефективно. В схемі групової компенсації (б) використання краще, але недостатнє, оскільки кількість ЕП групи обмежена. Найбільш раціональним є централізована компенсація реактивної потужності на шинах РУ-ВН ГПП в мережі 6-10кВ (схема «в»). Це пояснюється наступним:

1. максимальне використання Q_{KB} ;
2. більш ефективне використання конденсаторів, реактивна потужність яких збільшується при високих напругах у квар. $Q_{KB \min} = 400 \text{ квар}$ при приєднанні до мережі через вимикач.

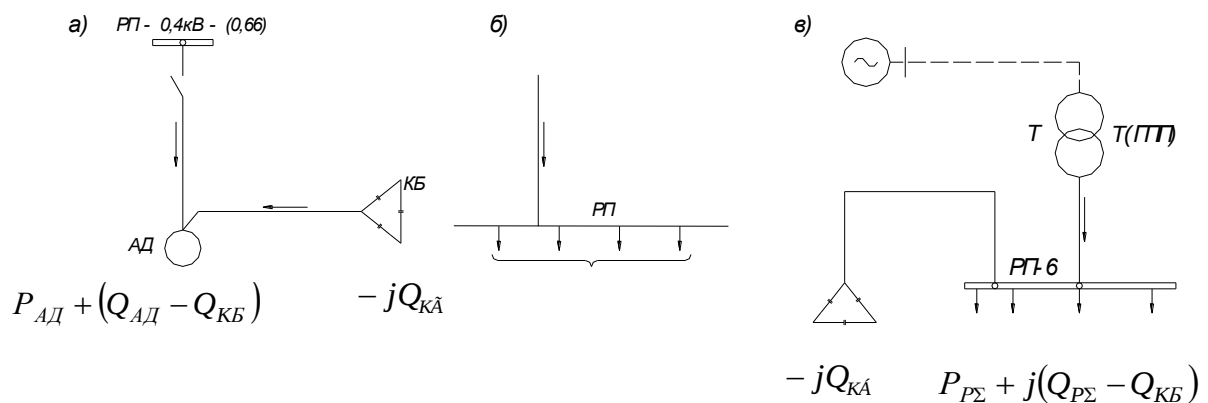


Рис.10.5. Схеми розташування КБ при індивідуальній (а), груповій (б), централізованій (в) компенсації.

Основні принципи компенсації реактивної потужності.

Вибір типу, потужності, місця установки і режиму роботи компенсаційної установки (КУ) повинен забезпечувати **максимальний економічний ефект** не порушуючи технічні вимоги.

КУ вибирається **одночасно** з вибором усіх елементів розподільчої мережі і лінії живлення.

Критерієм економічності є **мінімум приведених витрат** на:

- а) установку КУ на комутаційні апарати захисту та регулювання.

б) зниження при компенсації вартості ТП та ліній живлення і розподільчих ліній внаслідок зниження струмів навантаження.

в) зниження втрат електричної енергії в мережах.

г) підвищення якості напруги.

д) зниження установленної потужності ДЖ внаслідок зменшення втрат активної потужності ΔP .

Приведені витрати на компенсацію розраховують на базі ТЕП.

$$Z = B_{НОРМ} K + C_{експлуат} \longrightarrow \min \quad (10.12)$$

Джерелами реактивної потужності (ДРП) є: генератори електростанцій, СД, синхронні компенсатори ПЛ і КЛ високої напруги, конденсаторні батареї (КБ) поперечної компенсації, вентильні установки.

Максимальний економічний ефект компенсації досягається при установці КУ поблизу від споживачів реактивної потужності (АД, ТР)

Економічно оправдана компенсація на стороні *НН (до 1000В)* електричних установок невеликої потужності що приєднані до мережі *6-10кВ*.

Конденсаторні установки (нерегульовані) в мережах до 1000В повинні встановлюватися в цехах (дільницях) на групових РП. Індивідуальна компенсація доцільна тільки для потужних ЕП з малим $\cos \varphi$ і великим коефіцієнтом включення.

Потужність (розрахункова) КУ $Q_{КОМ}$ це:

$$Q_{KV} = Q_P - Q_{EC} = P(tg \varphi_P - tg \varphi_{EC})$$

Сумарна реактивна потужність КУ в мережі до і вище 1000В повинна дорівнювати розрахунковій потужності КП ($Q_{КП}$) для часів максимуму реактивної потужності.

Данні принципи покладені в основу інструкцій «По системному розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах».

10.7 Техніко-економічне обґрунтування вибору компенсуючих пристроїв

Техніко-економічні розрахунки під час вибору компенсуючих пристроїв (КП) мають виконуватися у відповідності до «Методики техніко-економічних

розрахунків в енергетиці» Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності за умови сталих поточних витрат (П)

$$B = E_{\text{норм}} \cdot K + П \quad (10.13)$$

де К – капітальні витрати на спорудження об'єкту,

$E_{\text{норм}}$ – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

Поточні витрати включають відрахування на амортизацію, обслуговування і оплату втрат електроенергії. Якщо прийняти, що сумарні щорічні відрахування (%) відповідно складають $E_{\text{норм}} + E_{\text{ам}} + E_{\text{об}} = E$, то витрати на компенсацію

$$B = E \cdot K + C \quad (10.14)$$

де С – вартість втрат електроенергії і активної потужності у електричній мережі та в джерелах реактивної потужності.

Розрахункові витрати на генерування реактивної потужності компенсуючи ми пристроями:

$$B = B_0 + B_1 \cdot Q + B_2 \cdot Q^2 \quad (10.15)$$

де B_0 – стала складова витрат, яка не залежить від реактивної потужності, що генеруються;

B_1 – питомі витрати на 1 Мвар генерування потужності;

B_2 – питомі витрати на 1 Мвар² генерування потужності;

Q – реактивна потужність, що генеруються, Мвар.

Наприклад, реактивні потужність, що генерується батареєю конденсаторів (БК) поперечної компенсації:

$$Q = Q_{\text{ном}} \cdot \left(\frac{U_*}{U_{\text{БК}*}} \right)^2 \quad (10.16)$$

де U_* – відносне значення напруги у пункті приєднання БК;

$U_{\text{БК}*}$ – відносне значення номінальної напруги БК ($U_{\text{БК}*} = 1.05$ для $U_{\text{ном}} = 6(10)$ кВ, $U_{\text{БК}*} = 1$ для $U_{\text{ном}} \leq 1000$ кВ);

$$U_* = \frac{U_{\partial}}{U_{\text{ном}}}; \quad U_{\text{БК}*} = \frac{U_{\text{номБК}}}{U_{\text{ном}}} \quad (10.17)$$

Відповідно:

$$U_{БК*} = \frac{U_{номБК}}{U_{ном}} = \frac{U_*}{U_{БК*}} = \frac{\frac{U\delta}{U_{ном}}}{\frac{U_{номБК}}{U_{ном}}} = \frac{U\delta}{U_{номБК}} \quad (10.18)$$

Питомі втрати в конденсаторах $\Delta P_{БК}$ складають 4.5 та 2.5 кВт/Мвар відповідно для напруг до 1 кВ та 6-10 кВ.

Таким чином, втрати для батареї конденсаторів:

$$\left. \begin{aligned} B_0 &= E \cdot K_{ВП} + E_{рег} \cdot K_{рег}. \\ B_1 &= E \cdot k_n \cdot Q_{ном.} \cdot \left(\frac{U_*}{U_{БК*}}\right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК}; \\ B_2 &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (10.19)$$

де $K_{ВП}$ – вартість ввідного пристрою (комутаційний апарат, захист, пристрій для розрядження БК);

$k_{пит}$ – питома вартість БК, $\frac{грн}{Мвар.}$;

$K_{рег}$ – коштовність пристрою регулювання БК;

C_0 – питома коштовність втрат активної потужності;

E – сумарні щорічні відрахування у відносних одиницях

Отже, **критерієм економічності є мінімум приведених витрат**, при визначенні яких слід враховувати: витрати на улаштування КП (БК) та допоміжного обладнання – комутаційних апаратів, пристрої регулювання; зниження вартості ТП і мереж живлення і розподілу внаслідок зниження навантажень; зниження втрат електроенергії в елементах мережі; зниження встановленої потужності електростанцій завдяки зниженню втрат активної потужності.

Тема 11 Короткі замикання в системах електропостачання. Перехідні процеси та параметри КЗ.

Лекція 11 Основні поняття. Причини КЗ та їх наслідки. Перехідні процеси при КЗ. Розрахункові параметри короткого замикання та основні співвідношення між струмами КЗ.

11.1 Причини і види коротких замикань та їх наслідки

Порушення нормального режиму роботи електричного устаткування переважно зумовлені короткими замиканнями, що сприяють стрімкому збільшенню струму до аварійних величин. **Коротке замикання (КЗ)** являє собою непередбачене нормальним режимом замикання між струмопровідними частинами окремих фаз, або замикання однієї чи декількох фаз на землю. **Причиною КЗ** стають механічні ушкодження ізоляції, пробій ізоляції внаслідок її старіння, або під дією перенапруги, перекриття шин, ошиновок та проводів повітряних ліній, помилкові дії обслуговуючого персоналу і таке інше.

У трифазних системах розрізняють наступні види КЗ (Рис. 8.1):

1 – однофазні, коли одна фаза з'єднується з нейтраллю ДЖ через землю (до 65%);
2 – двофазні, коли дві фази з'єднуються між собою безпосередньо (до 10%), або з землею і між собою (до 20%); 3 – трифазні, коли три фази з'єднуються між собою ($\approx 5\%$). Трифазні КЗ називаються симетричними, всі інші – несиметричними.

В момент КЗ утворюється коло, що називається короткозамкненим, оскільки джерела замикаються на ланку лінії високої провідності. Відповідно до виду КЗ в короткозамкнених колах виникають трифазні ($I_{\kappa}^{(3)}$), двофазні ($I_{\kappa}^{(2)}$) та однофазні струми ($I_{\kappa}^{(1)}$) струми КЗ, величина яких може перевищувати у багато разів струми нормального тривалого режиму. В мережах з ізольованою нейтраллю (рис. 11.1, б) струм замикання однієї фази на землю обмежений ємнісною провідністю мережі, а струм, що протікає у замкненому колі " точка замикання ушкодженої фази на землю – ємність мережі C_A, C_B - ДЖ " не перевищує потрібної величини ємнісного струму на землю ($I_{\kappa}^{(1)} = 3I_c$) і називається струмом однофазного замикання на землю.

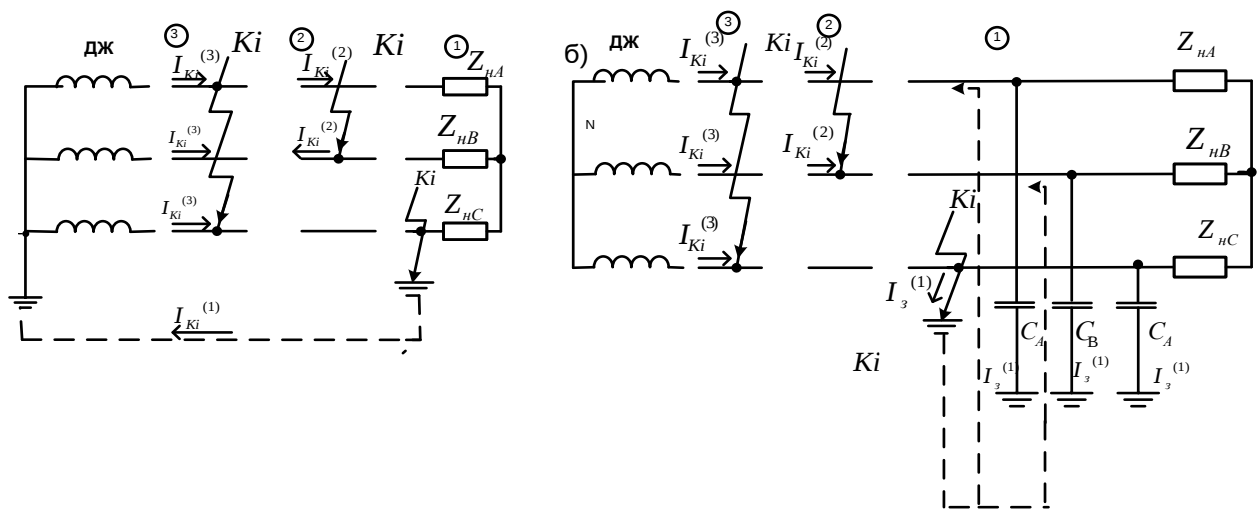


Рис. 11.1. Види КЗ та ілюстрація створення короткозамкнутих ланцюгів у трифазних системах з заземленою (а) та ізольованою (б) нейтраллями, у разі: 1 - однофазного оКЗ (схема «а») та однофазного замикання на землю (схема «б»); 2 - двофазного КЗ; 3 - трифазного КЗ

Короткі замикання в мережі як правило супроводжуються припиненням живлення ЕП, що приєднані до ланки мережі, у якій виникло КЗ, порушенням нормальної роботи інших ЕП, що приєднані до неушкоджених ланок мережі внаслідок зниження напруги у цих ланках, та порушенням нормального режиму роботи енергосистеми.

З метою запобігання виникненню КЗ і зменшення їх наслідків необхідно: передбачати заходи, щодо усунення причин КЗ; застосовувати відповідні засоби захисту від КЗ, що здатні максимально обмежувати величину і термін дії струмів КЗ; застосовувати швидкодіючі системи АРЗ генераторів, що забезпечують швидке поновлення напруги; безпомилково визначати розрахункові параметри струмів КЗ і, у відповідності до них, вибирати електричні апарати та струмопровідні частини, електродинамічна і термічна стійкість КЗ яких адекватно відповідала б розрахунковим параметрам струмів КЗ.

11.2 Перехідні процеси протікання струмів КЗ

До виникнення КЗ у будь-якому колі схеми електропостачання «ДЖ – лінія живлення – ЕП» має місце нормальний режим роботи. Струми, що в них

протікають, дорівнюють струму навантаження, якщо ЕП увімкнений, або дорівнюють нулю, якщо ЕП вимкнений.

В момент виникнення КЗ ($t=0$) у деякій точці (k_i) на ділянці від ДЖ до вводу в ЕП, внаслідок миттєвого зниження опору до величини опору ланки «ДЖ – точка КЗ» відбувається процес зростання струму до максимальної величини струму КЗ. При цьому, у разі металевого трифазного КЗ ($Z_k = 0$), напруга за точкою КЗ знижується до нуля. Струми КЗ та напруга у короткозамкненому колі та інших ланках схеми залежать від потужності ДЖ, наявності АРЗ генераторів, параметрів кола КЗ та інших факторів і в цілому визначають характер протікання перехідних процесів (рис.11.2 а, б).

У загальному випадку **перехідний процес характеризується наявністю двох складових струму** короткого замикання – **періодичної** i_n та **аперіодичної** i_a . Сума миттєвих значень цих складових для довільного часу t визначає величину **миттєвого значення повного струму КЗ** (i_{kt})

$$i_{kt} = i_{n,t} + i_{a,t} = I_{n,m} \sin(\omega t + \varphi - \alpha_k) + i_{a,o} e^{-t/T_a} \quad (11.1)$$

де $I_{n,m}$ – максимальне (амплітудне) значення періодичної складової, $\sqrt{2}I_n = I_{nm}$; I_n - діюче значення періодичної складової;

$i_{a,o}$ – аперіодична складова струму КЗ в момент виникнення КЗ ($t = 0$);

ω – кутова частота змінного струму;

φ – фазовий кут зсуву відносно напруги на момент виникнення КЗ ($t = 0$);

α_k – кут зсуву струму в колі КЗ відносно напруги джерела живлення;

T_a – стала часу затухання короткозамкненого кола:

$$T_a = \frac{L_k}{r_k} = \frac{x_k}{\omega r_k} \quad (11.2)$$

де L_k , x_k , r_k – індуктивність, індуктивний та активний опори короткозамкнутого кола схеми.

У разі живлення від джерела **необмеженої потужності** періодична складова i_{nt} струму КЗ для довільного часу t вважається **величиною незмінною** ($i_{nt} = \text{const}$), амплітудне (максимальне) значення $I_{n,m,t}$ однакове у всіх фазах за величиною і

змінюється протягом перехідного процесу за гармонічною кривою у відповідності до зміни синусоїдної ЕРС генератора (Рис. 8.2, а). Якщо ДЖ **обмеженої потужності**, а КЗ близько від джерела, періодична складова струму i_{nt} змінюється з затухаючими у часі амплітудами, а усталене значення струму КЗ збільшується під дією автоматичного регулятора збудження (АРЗ) генератора (Рис. 11.2, б). У випадку **віддалених КЗ** періодичний струм залишається незмінним з моменту КЗ.

Щодо **аперіодичної складової струму КЗ**, то вона є різною у всіх фазах. Її початкове значення i_{ao} залежить від моменту виникнення КЗ та попереднього режиму. Це пояснюється тим, що будь-яка зміна струму у R-L колі викликає зміну магнітного потоку, який наводить у цьому колі ЕРС самоіндукції. Під дією останньої у колі встановлюється аперіодичний струм зворотнього напрямку (Рис. 11.2, а), який у початковий момент ($t = 0$) дорівнює різниці миттєвих значень струмів навантаження робочого режиму i_{no} та періодичної складової струму КЗ i_{no} , що при $t = 0$ дорівнює амплітудному значенню $i_{no} = I_{nm}$, тобто

$$i_{ao} = i_{no} - I_{nm} \quad (11.3)$$

Рівняння (11.3) свідчить, що при $t = 0$ струм навантаження $i_{no} = 0$, а аперіодична складова $i_{ao} = -I_{nm}$ і досягає найбільшої величини. Це враховується при визначенні миттєвого значення найбільшого струму КЗ, який називається **ударним струмом** i_y , що виникає через півперіод (**0,01с**) з моменту виникнення КЗ. Аперіодична складова затухає по експоненті. Характер затухання визначається співвідношенням L/R КЗ ланки, а саме сталою затухання T_a (11.2). Для мереж напругою вище 1 кВ, активний опір КЗ кола яких малий, час затухання аперіодичної складової дорівнює 0,15-0,25с.

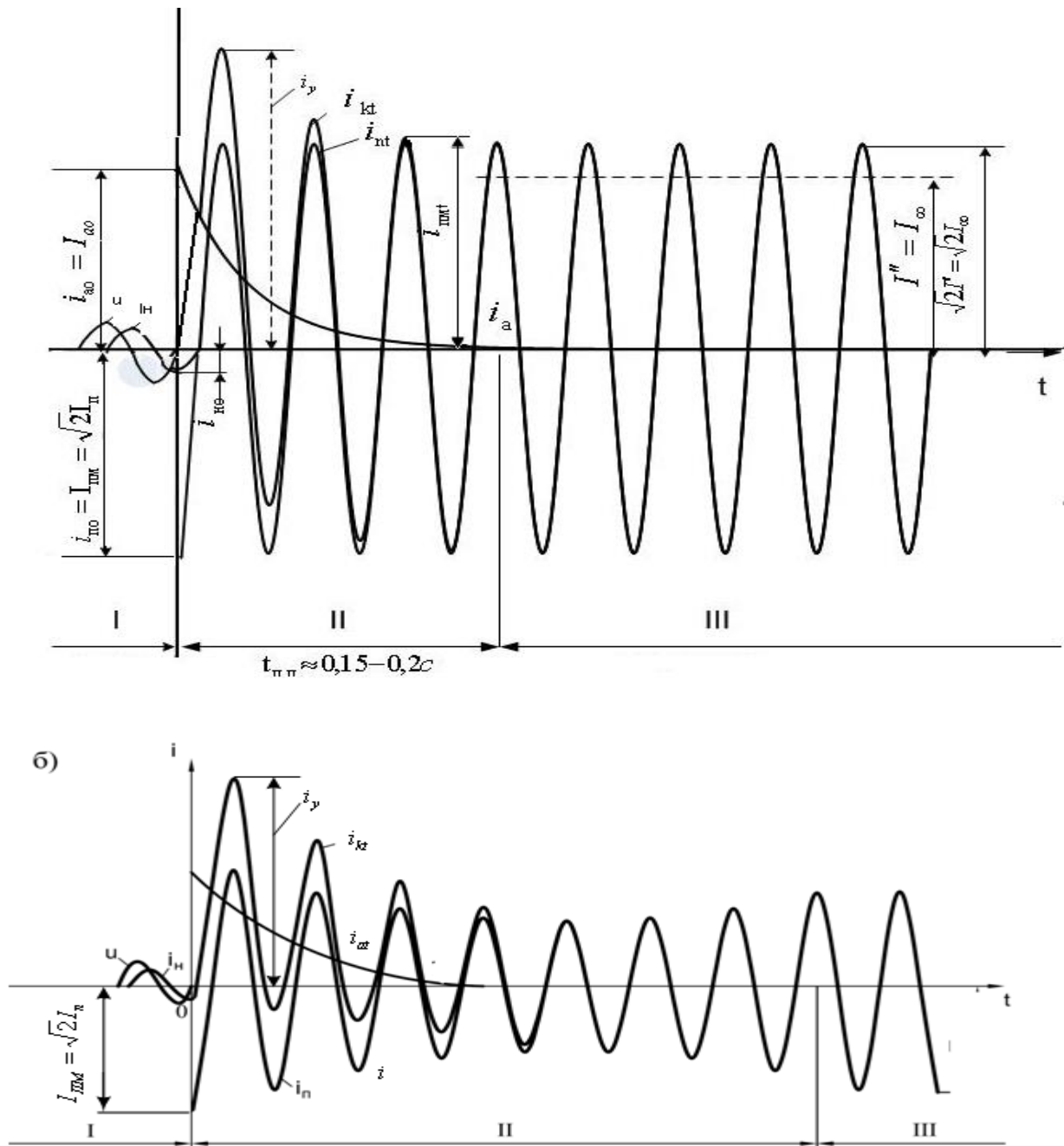


Рис. 11.2. Криві зміни струму трифазного КЗ у одній фазі для випадків живлення від ДЖ необмеженої (а) та обмеженої (б) потужності, де I – нормальний режим; II – перехідний процес; III – усталений режим КЗ.

11.3 Основні співвідношення між струмами КЗ

Зв'язок між значенням ударного струму i_y та початковим діючим значенням періодичної складової струму КЗ I_{no} при $t=0$ встановлюється з наступних співвідношень.

Аперіодична складова затухає по експоненціальному закону відповідно до рівняння:

$$i_a = I_{a.m} e^{-t/T_a} \quad (11.4)$$

де $I_{a.m}$ – амплітудне (максимальне) значення аперіодичної складової;
 $T_a = L_k / R_k$ – стала затухання аперіодичної складової, яка з урахуванням відомого
опору $x_k = \omega \cdot L_k$ дорівнює $T_a = x_k / (\omega \cdot r_k) = x_k / (2 \cdot \pi \cdot f \cdot r_k)$.

Найбільше миттєве значення струму КЗ, який називають **ударним струмом**
 i_y (Рис.11.2 а), має місце приблизно **через півперіода** після виникнення КЗ, тобто
при $t = 0,01$ с:

$$i_y = i_n + i_a = I_{n.m} + i_a \quad (11.5)$$

де $I_{n.m} = \sqrt{2} I_{no}$ – амплітудне (максимальне) значення періодичної складової;
 I_{no} – діюче значення періодичної складової.

Розв'язання рівняння (8.5) з урахуванням (8.4) дає значення ударного
струму:

$$i_y = i_n + i_a = I_{n.m} + I_{a.m} e^{-0,01/T_a} \quad (11.6)$$

В момент $t = 0$ струм $I_{n.m} = I_{a.m}$, отже:

$$i_y = I_{n.m} + I_{n.m} e^{-0,01/T_a} = I_{n.m} (1 + e^{-0,01/T_a}) = \sqrt{2} I_{no} \kappa_y \quad (11.7)$$

де κ_y – ударний коефіцієнт, що для $t = 0,01$ с:

$$\kappa_y = 1 + e^{-0,01/T_a} \quad (11.8)$$

Якщо врахувати, наприклад, що для повітряних ліній напругою 6-10 кВ
стала часу $T_a \approx 0,05$ с, то ударний коефіцієнт згідно (8.8) буде мати значення $\kappa_y = 1,8$,
а миттєве значення ударного струму відповідно:

$$i_y = 1,8 \sqrt{2} I_{no} = 2,55 I_{no} \quad (11.9)$$

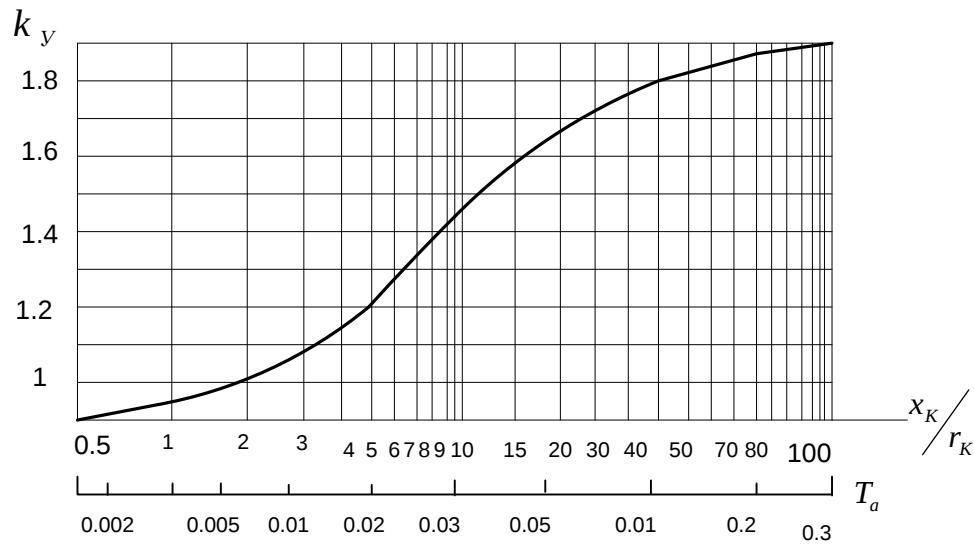


Рис. 11.3 Залежність $k_y = f(T_a)$ для визначення ударного коефіцієнта

Якщо ЕРС джерела незмінна (наприклад у разі живлення від системи необмеженої потужності) то і періодична складова струму КЗ буде незмінною, а відтак буде спостерігатися рівність діючих значень струмів:

$$I'' = I_{no} = I_k = I_{\infty}, \quad (11.10)$$

де I'' – початкове значення періодичної складової струму КЗ (надперехідний струм КЗ; I_k – струм трифазного КЗ (далі позначається $I_k^{(3)}$); I_{∞} – усталений струм КЗ.

При визначенні струмів КЗ у віддалених від ДЖ точках, де значення активного опору значне (наприклад в КЛ та за трансформаторами малої потужності), ударний коефіцієнт визначають за кривою залежності $k_y = f(T_a) = f[x_k / \omega \cdot r_k]$. (Рис.11.3)

Найбільше діюче значення повного струму КЗ протягом першого періоду КЗ, подібно тому як і для миттєвих значень струму КЗ визначається за співвідношенням:

$$I_y = \sqrt{I_n^2 + I_{at}^2} \quad (11.11)$$

За діючим значенням повного струму I_y виконується перевірка апаратів на електродинамічну стійкість струму КЗ протягом першого періоду КЗ, а за

миттєвим струмом i_y – протягом першого півперіоду. Для часу $t = 0,01$ с аперіодична складова визначається за співвідношенням:

$$I_{at} = i_y - I_{nm} = k_y I_{nm} - I_{nm} = \sqrt{2} I_{no} (k_y - 1) \quad (11.12)$$

Після заміни I_{no} на I_k , маємо:

$$I_y = \sqrt{I_k^2 + [\sqrt{2} I_k (k_y - 1)]^2} = I_k \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} \quad (11.13)$$

Враховуючи, що у (8.13) I_k позначає діюче значення трифазного струму КЗ $I_k^{(3)}$ та замінюючи $\sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}$ на q отримаємо:

$$I_y = I_k^{(3)} q, \quad (11.14)$$

Потужність короткого замикання для довільного часу t визначається рівнянням:

$$S_{kt} = \sqrt{3} U_{с.ном} I_{kt} = \sqrt{3} U_{бi} I_{kt} \quad (11.15)$$

де $U_{с.ном}$ - середні номінальні напруги генераторів, трансформаторів: 0,4; 6,3; 10,5; 38,5; 115 кВ.

Тема 12 Способи розрахунку струмів КЗ.

Лекція 12 Розрахунок струмів КЗ від джерела необмеженої потужності. Розрахунок струмів КЗ за розрахунковими кривими.

12.1 Основні принципи розрахунку струмів КЗ. Завдання параметрів елементів системи для розрахунку струмів КЗ

В залежності від того, у яких одиницях приймають опори елементів розрахункової схеми, відповідно застосовують спосіб розрахунку струмів КЗ у **іменованих, або відносних одиницях**. Залежно від прийнятого способу перш за все складають розрахункову схему системи електропостачання, що відповідає нормальному режиму роботи системи. В схемі враховують опори джерел живлення (енергосистеми чи генераторів), трансформаторів, повітряних і кабельних ліній мережі та струмообмежуючих реакторів. За розрахунковою схемою складають **схему заміщення** на якій вказують параметри опорів елементів схеми та намічають характерні точки КЗ, для яких необхідно розрахувати струми КЗ (шини РП підстанцій, розподільні пункти, кінці ліній, що обладнані струмовим захистом, тощо).

Для ДЖ, трансформаторів і повітряних ліній напругою вище 1 кВ коротких ланок розподільної мережі зазвичай враховують лише індуктивні опори. У разі значної довжини ліній мають бути враховані їх активні і індуктивні опори, оскільки у віддалених від ДЖ точках це впливає на зниження ударного коефіцієнта. Активний опір рекомендується врахувати, якщо сумарний активний опір r_{Σ} до точки КЗ не менший як $x_{\Sigma}/3$.

Для окремих елементів схеми приймаються наступні значення індуктивних опорів:

а) для генераторів надперехідний реактивний опір по поздовжній осі полюсів x_d'' у відносних одиницях приймається: для турбогенераторів $x_d'' = 0,125$; для гідрогенераторів – $x_d'' = 0,2$, з заспокійливою обмоткою та $x_d'' = 0,27$ – без заспокійливої обмотки;

б) для синхронних і асинхронних двигунів $x_d'' = 0,2$;

в) для трансформаторів, якщо знехтувати їх активним опором, напруга КЗ $u_k, \%$ (приймається за довідковими даними) чисельно дорівнює індуктивному опору $x_T, \%$;

г) для повітряних ліній напругою 6-20 кВ $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, відповідно опір лінії $L_1(\text{км})$ дорівнює $x_{Li} = x_0 L_i$, Ом; для кабельних ліній напругою 6-20 кВ $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$, відповідно $x_{Li} = x_0 L_i$, Ом;

д) реактори для обмеження струмів КЗ, як правило, задаються номінальними параметрами опору у відносних одиницях x_{*p} (або у мОм), струму $I_{н.р.}$ (А) та напруги $U_{н.р.}$ (кВ).

Активний опір ліній r_0 (Ом/км) наводиться у довідковій літературі, або необхідно визначити за відомим перерізом S (мм²) та провідністю γ проводу; $r_0 = 1000 / (\gamma \cdot S)$, Ом/км.

У схемі заміщення усі опори наводять у іменованих (Ом), або у відносних одиницях (в.о.), що відображається у індексі умовного позначення опору зіркою (x_*, r_*, z_*).

При проектуванні електропостачання розрахунок струмів короткого замикання виконують у відносних одиницях, приведених до базисної потужності та базисних напруг.

12.2 Приведення параметрів розрахункової схеми до базисних умов

Для розрахунку струмів КЗ у в.б.о. вихідні параметри елементів розрахункової схеми приводять до базисної потужності та напруги. **За базисну потужність** S_δ приймають довільну для зручності розрахунків величину кратну десяти (10, 100, 1000, МВА). **За базисні напруги** приймають номінальні напруги генераторів та трансформаторів в межах і-го ступеню напруги $U_{\delta i} = 0,4; 0,69; 1,14; 6,3; 10,5; 21; 38,5; 115; 230$ кВ.

За прийнятою базисною потужністю S_δ визначають **базисні струми** $I_{\delta i}$ на і-их ступенях напруги схеми і відповідних їм базисних напруг $U_{\delta i}$.

$$I_{\delta i} = S_{\delta} / (\sqrt{3} U_{\delta i}), \text{ кА} \quad (12.1)$$

Для розрахунку струмів КЗ у відносних базисних одиницях опори елементів схеми **приводять до базисних умов**.

Реактивний x_* і активний **опір** r_* у **відносних одиницях** являє собою відношення падіння напруги на даному опорі при номінальному струмі до номінальної напруги:

$$\left. \begin{aligned} x_* &= \sqrt{3} I_{ном} x / U_{ном} = x S_{ном} / U_{ном}^2 \\ r_* &= \sqrt{3} I_{ном} r / U_{ном} = r S_{ном} / U_{ном}^2 \end{aligned} \right\} \quad (12.2)$$

Приведення опорів у відносних одиницях до базисних умов здійснюється на основі співвідношень:

$$S_{\delta} / S_{ном} = r_{*\delta} / r_*, \quad S_{\delta} / S_{ном} = x_{*\delta} / x_*, \quad S_{\delta} / S_{ном} = z_{*\delta} / z_* \quad (12.3)$$

Таким чином, якщо опір елемента схеми задано у в.о., то у відповідності до (12.3) опір у в.б.о. буде визначатися співвідношеннями:

$$x_{*\delta} = x_* \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}; \quad r_{*\delta} = r_* \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}; \quad z_{*\delta} = z_* \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \quad (12.4)$$

Повний опір і-их елементів мережі:

$$z_{*\delta \Sigma} = \sqrt{(\sum x_{*\delta i})^2 + (\sum r_{*\delta i})^2} \quad (12.5)$$

Якщо опір елемента схеми задано у іменованих одиницях (Ом), то згідно (12.2) і (12.3) опори у в.б.о. визначають за співвідношенням:

$$x_{*\delta} = x_* \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = x \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}; \quad r_{*\delta} = r \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2} \quad (12.6)$$

На підставі (12.4 – 12.6) та вихідних параметрів елементів розрахункових схем нижче наведені формули приведення опорів схеми до базисної потужності S_{δ} (МВА).

1) Опір повітряних і кабельних ліній у в.б.о.:

$$\left. \begin{aligned} x_{*\delta Li} &= x_0 L_i S_{\delta} / U_{\delta i}^2 \\ r_{*\delta Li} &= r_0 L_i S_{\delta} / U_{\delta i}^2 \end{aligned} \right\} \quad (12.7)$$

де x_0, r_0 - опір 1км лінії, Ом/км; L_i - довжина лінії, км

2) Опір електродвигунів високої напруги та генераторів:

$$x_{*б\partial\partial} = x_{*d}'' S_{б} / S_{ном.дв} \quad (12.8)$$

де $S_{ном.дв}$ – номінальна потужність двигуна, МВА.

3) Опір струмообмежуючих реакторів

$$x_{*б.р} = x_{*р} I_{б} U_{ном.р} / (I_{ном.р} U_{бi}) \quad (12.9)$$

де $I_{бi} = S_{б} / (\sqrt{3} U_{бi})$ – базисний струм i -ої ступені напруги системи ($U_{бi}$), де встановлюється струмообмежуючий реактор.

4) 8.6. Опір двообмоткових трансформаторів. Для трансформаторів потужністю $S_{ном.т}$ менше 1000 кВА враховується реактивний і активний опір (Рис. 12.1)

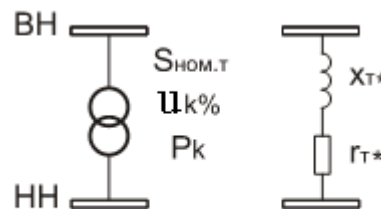


Рисунок 12.1 Принципова (а) схема та схема заміщення трансформатора

$$x_{*бT} = \frac{S_{б}}{S_{ном}} \sqrt{z_{*T}^2 - r_{*T}^2} \quad \text{або:} \quad x_{*бT} = \frac{S_{б}}{S_{ном.т}} \sqrt{\left(\frac{u_k \%}{100}\right)^2 - \left(\frac{P_k}{S_{ном.т}}\right)^2}, \quad (12.10)$$

де $z_{*T} = u_{k*} = \frac{u_k \%}{100}$ – повний опір трансформатора у відносних одиницях, який визначається за довідковими даними напруги КЗ $u_k \%$; P_k – втрати потужності в обмотках трансформатора (втрати в міді ΔP_M); r_{*T} – активний опір трансформатора у відносних одиницях що визначається співвідношенням $r_{*T} = P_k / S_{ном.т}$.

Для трансформаторів потужністю $S_{ном.т} \geq 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ активним опором можна знехтувати. Тоді індуктивний опір у в.б.о

$$x_{*6T} = \frac{u_k \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}} = x_{T*} \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}} \quad (12.11)$$

5) Опір триобмоткових трансформаторів у в.б.о визначається номінальною потужністю $S_{ном.Т}$ та напругою КЗ $u_{кВ-С} \%$ (між обмотками ВН-НН), $u_{кВ-С} \%$ (між обмотками ВН-СН) $u_{кВ-С} \%$ (між обмотками СН-НН).

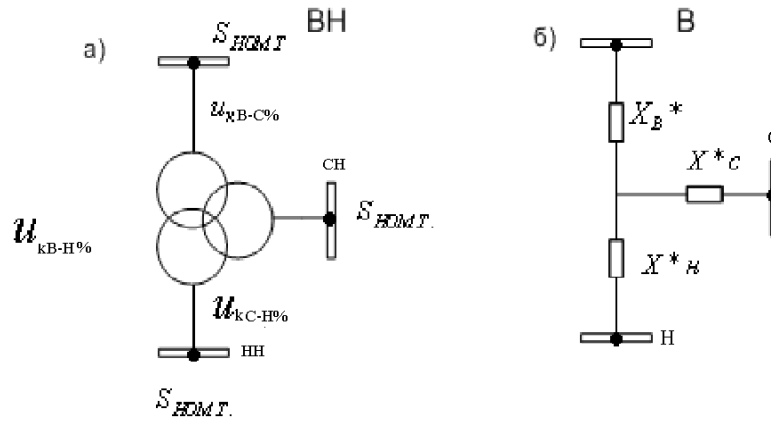


Рисунок 12.2. Схема (а) та схема заміщення (б) триобмоткового трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів, потужність яких $S_{ном.т} \geq 1000 \text{ кВА}$, активний опір не враховується, а значення реактивного опору у відносних одиницях визначають окремо для кожного кола (мал. 8.5) відповідно вищій напруги $x_{*В}$, середньої – $x_{*С}$, та нижчій – $x_{*Н}$.

$$\left. \begin{aligned} x_{*В} &= \frac{1}{2} \left(\frac{u_{кВ-Н} \%}{100} + \frac{u_{кВ-С} \%}{100} + \frac{u_{кС-Н} \%}{100} \right) \\ x_{*Н} &= \frac{1}{2} \left(\frac{u_{кВ-Н} \%}{100} + \frac{u_{кС-Н} \%}{100} + \frac{u_{кВ-С} \%}{100} \right) \\ x_{*С} &= \frac{1}{2} \left(\frac{u_{кВ-С} \%}{100} + \frac{u_{кС-Н} \%}{100} + \frac{u_{кВ-Н} \%}{100} \right) \end{aligned} \right\} \quad (12.12)$$

Реактивний опір триобмоткового трансформатора у в.б.о

$$\left. \begin{aligned} x_{*6В} &= x_{*В} S_{\delta} / S_{ном.Т} \\ x_{*6Н} &= x_{*Н} S_{\delta} / S_{ном.Т} \\ x_{*6С} &= x_{*С} S_{\delta} / S_{ном.Т} \end{aligned} \right\} \quad (12.13)$$

Розрахункові сумарні опори складних кіл трансформатора (В-Н, В-С,С-Н):

$$\left. \begin{aligned} X_{*6B-H} &= X_{*6B} + X_{*6H} \\ X_{*6B-C} &= X_{*6B} + X_{*6C} \\ X_{*6C-H} &= X_{*6C} + X_{*6H} \end{aligned} \right\} \quad (12.14)$$

6) Опір двообмоткових трансформаторів з розщепленою вторинною обмоткою.

Двообмоткові трансформатори з розщепленою вторинною обмоткою задаються номіальною потужністю $S_{ном.Т}$, коефіцієнтом розщеплення ($K_p \approx 3,5$), напругою короткого замикання u_{kB-H} % (кола «ВН-НН», яка співпадає з напругами КЗ кіл «ВН-НН1» u_{kB-H1} % та «ВН-НН2» u_{kB-H2} %) та u_{kH1-H2} % кола нижчої напруги НН1-НН2.

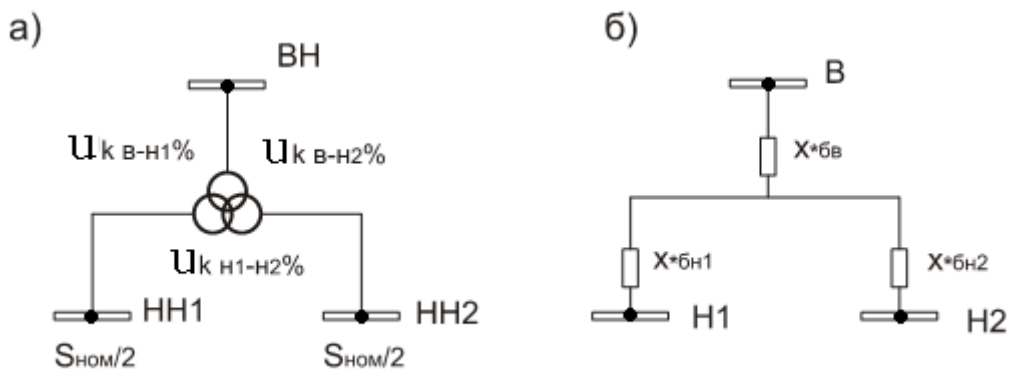


Рисунок 12.3. Принципова схема (а) і схема заміщення двообмоткового трансформатора з розщепленою вторинною обмоткою.

Реактивний опір обмотки вищої напруги (ВН) у в.б.о:

$$X_{*6B} = \frac{u_{kB-H} \%}{100} \left(1 - \frac{k_{роз}}{4} \right) \frac{S_{\delta}}{S_{н.Т}} \quad (12.15)$$

Реактивний опір обмоток нижчої напруги НН1(НН2)

$$X_{*6H1} = X_{*6H2} = \frac{u_{kH1-H''} \%}{100} \cdot \frac{k_{роз}}{2} \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}} \quad (12.16)$$

Розрахункові сумарні опори окремих кіл трансформатора

$$X_{*6B-H1} = X_{*6B-H2} = X_{*6B} + X_{*6H1} \quad (12.17)$$

7) Реактивний опір енергосистеми у в.б.о.

Визначення опору системи у в.б.о залежить від способу завдання її параметрів:

а) якщо система задана **номінальною потужністю** $S_c (МВ \cdot А)$ та відносним індуктивним опором x_{*c} то опір системи у в.б.о:

$$x_{*bc} = x_{*c} S_{\bar{o}} / S_c \quad (12.18)$$

б) якщо система задана **потужністю трифазного КЗ** $S_k^{(3)} (МВ \cdot А)$ на вводі на ГПП підприємства , то опір системи у в.б.о:

$$x_{*bc} = S_{\bar{o}} / S_k^{(3)} \quad (12.19)$$

в) система може бути задана **струмом трифазного КЗ** $I_k^{(3)}$ на вводі ГПП, величина якого не може бути більшою за номінальний струм вимкнення вимикача Q $I_{вимQ} \geq I_k^{(3)}$, тоді опір системи у в.б.о:

$$x_{*bc} = S_{\bar{o}} / (\sqrt{3} I_k^{(3)} U_{\bar{o}i}) = S_{\bar{o}} / (\sqrt{3} I_{вимQ} U_{\bar{o}i}) \quad (12.20)$$

12.3 Мета, задачі та послідовність розрахунку струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ має за мету визначення: діючого значення трифазного струму КЗ $I_k^{(3)}$ для перевірки апаратів і струмопровідних частин за термічною стійкістю; миттєвого значення ударного струму i_y для $t = 0,01$ с протягом першого півперіоду для перевірки апаратів, шин та ізоляторів за електродинамічною стійкістю; діючого значення струму $I_{0,1} - I_{0,2}$ для моменту $t = 0,1 - 0,2$ с , використовується для перевірки вимикачів за величиною струму вимикання; потужності трифазного КЗ $S_{0,1} - S_{0,2}$ для терміну часу $t = 0,1 - 0,2$ с з моменту виникнення КЗ для перевірки вимикачів на здатність вимикання потужності КЗ.

Таким чином **характерними точками розрахункової схеми**, для яких мають розраховуватися трифазні параметри КЗ ($I_k^{(3)}$ та $S_k^{(3)}$) є вводи на ГПП, збірні шини ГПП, розподільні пункти і точки схеми де встановлені комутаційні та інші електричні апарати, що підлягають перевірці на термічну і електродинамічну стійкість струмам КЗ та на здатність вимикання КЗ. Струми двофазного КЗ

$I_k^{(2)}$ визначаються на кінцях ліній, для перевірки чутливості захисту у кінці зони дії.

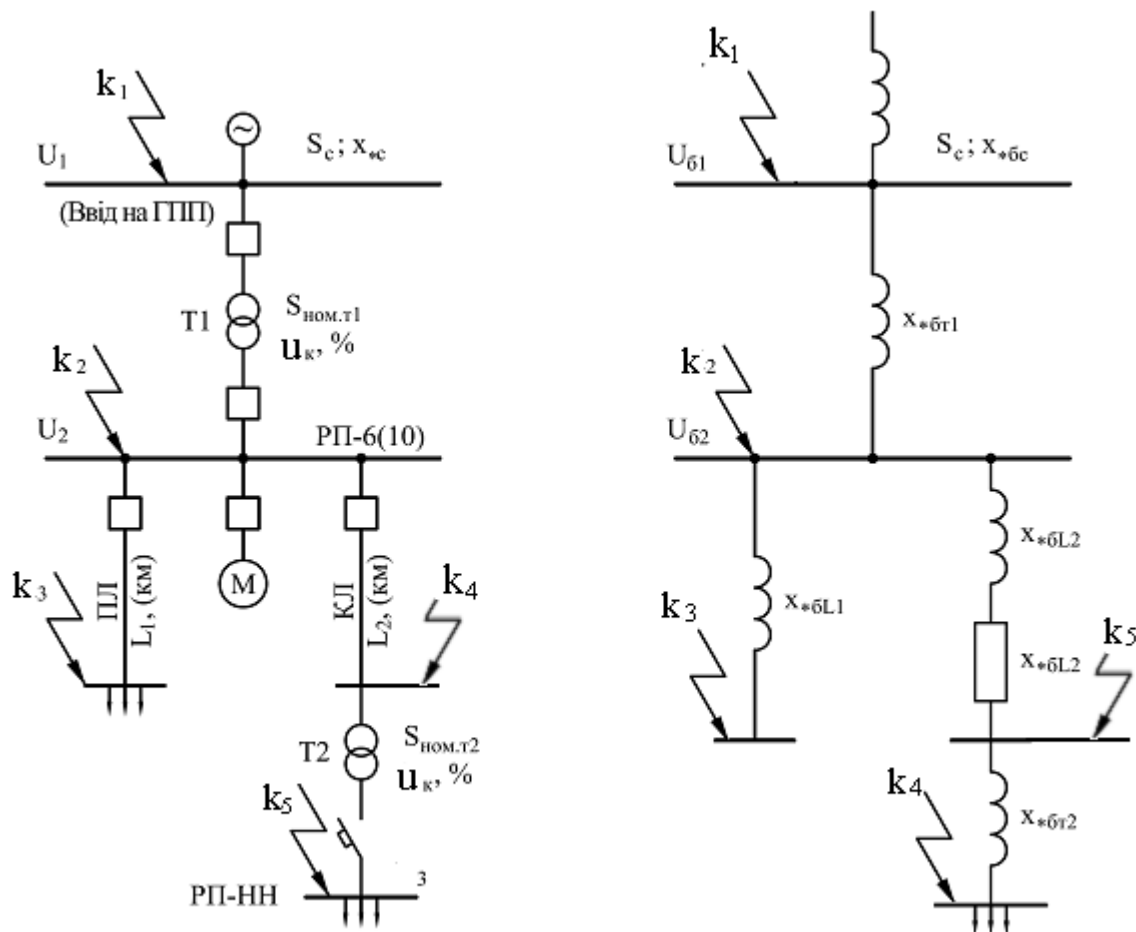


Рис. 12.4 Розрахункова схема (а) і схема заміщення (б)

У відповідності до схеми заміщення, що приведена до найпростішого виду з результуючою ЕРС і результуючим опором, початкове діюче значення періодичної складової трифазного струму КЗ у в.б.о. визначають за формулою:

$$I_k^{(3)} = I_{no} = I'' = \frac{E_{\Sigma*}''}{x_{\Sigma\delta}} \cdot I_{\delta}, \quad (12.21)$$

де $E_{\Sigma*}''$ – результуюча надперехідна ЕРС у в.о.;

$x_{\Sigma\delta}$ – результуючий опір до точки КЗ у в.б.о.;

I_{δ} – базисний струм ступені, для якої визначається струм КЗ, кА.

Надперехідну ЕРС розраховують, або приймають приблизно за довідковими даними. У випадку значної віддаленості точки КЗ від ДЖ (наприклад, при

наявності у коротко замкненому колі опору малопотужних трансформаторів, реакторів, довгих ліній, тощо) вважають, що точка КЗ живиться **від джерела необмеженої потужності**, що означає, що $S_c = \infty$, $x_c = 0$, $E_{\Sigma^*}'' = U_{c^*} = 1 = const$. Відповідно до цього **періодична складова трифазного струму КЗ є незатухаючою**, і її визначають за формулою:

$$I_{\kappa}^{(3)} = I'' = I_{\infty} = \frac{I_{\delta i}}{x_{*\delta\Sigma}}, \quad (12.22)$$

де I_{∞} – діюче значення усталеного струму КЗ, кА;

U_{c^*} – відносне значення середньої номінальної напруги ступеню, напруги схеми, для якого визначається КЗ (або U_{δ^*})

За розрахунковою величиною діючого значення трифазного КЗ визначається **миттєве значення ударного струму КЗ**:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} I_{\kappa}^{(3)}, \quad (12.23)$$

та **найбільше діюче значення ударного струму КЗ**:

$$I_y = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot q \quad (12.24)$$

Потужність трифазного короткого замикання для k_i точки визначається за формулою:

$$S_{\kappa i}^{(3)} = S_{\delta} / x_{*\delta\Sigma} \quad (12.25)$$

Діюче значення двофазного струму короткого замикання визначається за розрахунковою величиною струму трифазного КЗ для k_i точки мережі:

$$I_{\kappa i}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa i}^{(3)} = 0,866 I_{\kappa i}^{(3)} \quad (12.26)$$

12.4 Визначення струмів короткого замикання за розрахунковими кривими

У разі, якщо точка КЗ знаходиться **поблизу ДЖ** (на шинах електростанції, або на лінії поблизу від ДЖ, періодичну складову можна визначити за розрахунковими кривими (**кривими затухання**)).

Криві затухання (рис.12.5) являють собою залежність кратності періодичної складової $k_t = I_{kt} / I_{ном.Σ}$ струму КЗ від розрахункової величини опору X_{*p} кола КЗ $k_t = f(x_{*p})$ для певного часу t від початку виникнення КЗ.

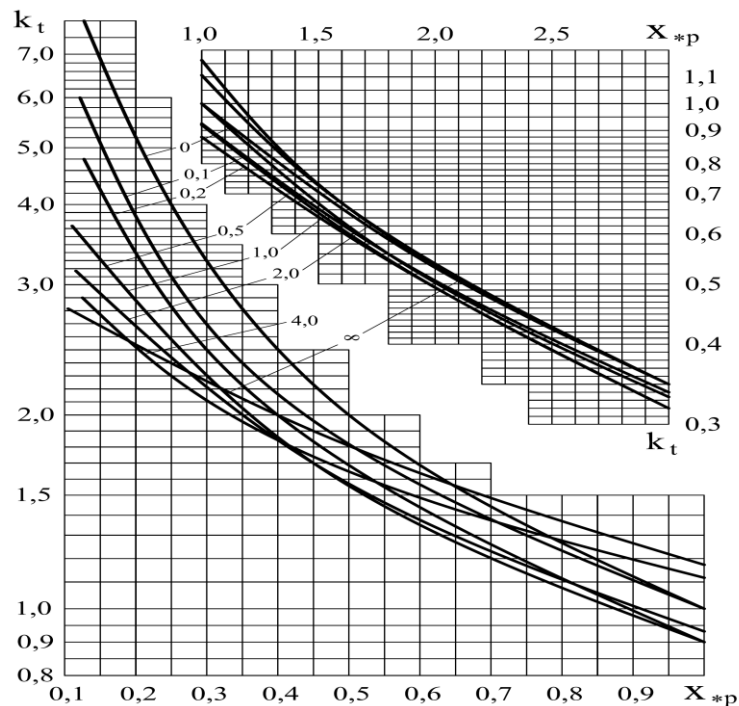


Рисунок 12.5 Кратність $k_T = f(x_{*p})$ періодичної складової струму КЗ при живленні від турбогенератора

Криві затухання для сучасних генераторів наведені в довідниковій літературі. Слід зауважити, що ці криві розраховані для одного турбо- або гідрогенератора з АРЗ. Якщо припустити, що генератори системи однотипні, а опори до точки КЗ однакові, то такі криві можна використовувати для визначення періодичної складової струму КЗ в точках поблизу джерела живлення.

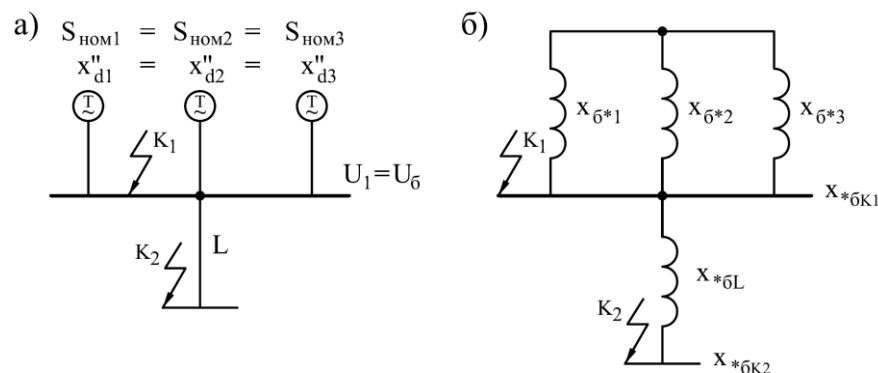


Рис. 12.6 Розрахункова схема (а) і схема заміщення для розрахунку струмів КЗ за кривими затухання

Розрахунковий опір x_{*p} являє собою результуючий опір елементів схеми заміщення віднесений до сумарної номінальної потужності $S_{ном\Sigma}$ паралельно працюючих генераторів джерела живлення (рис.8.9):

$$x_{*p} = x_{\sigma*} \cdot \frac{S_{ном\Sigma}}{S_{\sigma}} = x_{\sigma*} \cdot \frac{S_{ном.Г1} + S_{ном.Г2} + \dots + S_{ном.Гi}}{S_{\sigma}} \quad (12.27)$$

Якщо прийняти $S_{\sigma} = S_{ном\Sigma}$, будемо мати:

$$x_{*p} = x_{\sigma*} \quad (12.28)$$

Періодична складова трифазного струму КЗ за розрахунковими кривими:

$$I_{Kt}^{(3)} = k_t I_{н\Sigma} = k_t \cdot \frac{S_{ном\Sigma}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \text{ кА} \quad (12.29)$$

де k_t – **коефіцієнт кратності**, який визначається за кривими затухання для часу t для розрахункового опору x_{*p} до точки КЗ;

$U_{ном}$ – напруга i -го ступеню схеми, для якого розглядається точка КЗ, кВ.

Потужність КЗ пропорційна струму КЗ, таким чином:

$$S_{Kt}^{(3)} = k_t S_{ном\Sigma}, \text{ МВА} \quad (12.30)$$

Струм двофазного КЗ:

$$I_{Kt}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Kt}^{(3)} = 0,866 I_{Kt}^{(3)}, \text{ кА} \quad (12.31)$$

Миттєве значення ударного струму КЗ:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}, \text{ кА} \quad (12.32)$$

12.5 Розрахунок струмів КЗ з урахуванням підживлення точки КЗ електродвигунами

В розрахунках струмів КЗ у розподільних мережах 6-10 кВ слід враховувати підживлення точки КЗ електродвигунами, що пов'язані з точкою КЗ безпосередньо через кабельні лінії, струмопроводи або двообмоткові трансформатори і лінійні реактори.

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ від асинхронних двигунів $I_{к.дв}$ визначається за формулою:

$$I_{к.дв} = I_{н.д.о.} = \frac{E''_{дв}}{\sqrt{(x''_d + x_{зовн})^2 + (r_d + r_{зовн})^2}}, \quad (12.33)$$

де $E''_{дв}$ – фазна надперехідна ЕРС двигуна, кВ;

$x''_d, x_{зовн}, r_{зовн}$ – відповідно надперехідні індуктивні і активні опори двигуна та опори зовнішньої мережі приєднання двигуна, мОм.

Величина надперехідної ЕРС визначається за формулою:

$$E''_{до} = \sqrt{(U_{\phi 0} \cdot \cos \varphi_0 - I_0 r_{дв})^2 + (U_{\phi 0} \cdot \sin \varphi_0 - I_0 x''_d)^2}, \quad (12.34)$$

де $U_{\phi 0}, I_0, \cos \varphi_0$ – початкові параметри в момент виникнення КЗ при $t=0$, за які приймається їх номінальні значення: напруги $U_{\phi 0} = U_{\phi ном}$; струму $I_0 = I_{ном}$; $\cos \varphi_0 = \cos \varphi_{ном}$.

За відсутністю вихідних даних для розрахунку струму КЗ від асинхронних двигунів, їх вплив можна **приблизно розрахувати за співвідношенням:**

$$I_{кдв} = I_{н.д.о.} \approx \frac{0,9 I_{ном.дв}}{x''_d} \quad (12.35)$$

де x''_d – надперехідний опір, величина якого дорівнює $x''_d = 0,2$.

Отже, величина трифазного струму КЗ, що створює асинхронний двигун:

$$I_{кдв} = \frac{0,9 I_{ном.дв.}}{0,2} = 4,5 I_{ном.дв} \quad (12.36)$$

Миттєве значення ударного струму КЗ від АД:

$$i_y = k_{y.дв} \cdot \sqrt{2} I_{ном.дв}^{(3)} = 6,5 I_{ном.дв} \quad (12.37)$$

де $k_{y.дв} = e^{-0,01/T_n} + e^{-0,01/T_a} \approx 4,6$;

T_n, T_a – сталі затухання двигуна.

Результуюче значення струму в точці КЗ з урахуванням підживлення цієї точки декількома асинхронними двигунами:

$$\left. \begin{aligned} I''_{\Sigma} &= I_{\kappa}^{(3)} + 4,5I_{ном.дв} \\ i_{y\Sigma} &= \sqrt{2}k_y I_{\kappa}^{(3)} + 6,5I_{ном.дв} \\ I_{y\Sigma} &= qI_{\kappa}^{(3)} + 4,5I_{ном.дв} \end{aligned} \right\} \quad (12.38)$$

де $I_{ном.дв}$ – сумарний номінальний струм електродвигунів.

Тема 13 Вибір апаратів та струмопровідних частин.

Лекція 13 Електродинамічна дія струмів короткого замикання. Термічна дія струмів короткого замикання. Вибір кабелів за термічною стійкістю струму КЗ. Вибір вимикачів високої напруги. Вибір роз'єднувачів, запобіжників, трансформаторів струму. Вибір шин і ізоляторів

13.1 Загальні положення

Електричні апарати (вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, запобіжники), струмопровідні частини та ізолятори мають бути розраховані на експлуатацію, як у тривалому нормальному режимі, так і протягом певного допустимого терміну часу у режимах перевантаження і короткого замикання.

У нормальному тривалому режимі надійна робота апаратів і струмопровідних частин забезпечується правильним вибором їх за номінальною напругою та струмом.

У режимі перевантаження надійна робота апаратів та електричних пристроїв досягається обмеженням величин і тривалості збільшення напруги чи струму у таких межах, коли ще гарантується їх нормальна робота за рахунок запасу міцності.

У режимі КЗ надійна робота апаратів, ізоляторів і струмопровідних пристроїв досягається шляхом вибору їх параметрів такими, що відповідають умовам термічної та електродинамічної стійкості, а вимикачі (у т.ч. запобіжники), окрім того, – умовам вимикання струмів і потужності КЗ.

При складанні схеми для розрахунку струмів КЗ для кожного апарату мають враховуватися найбільш тяжкі, але реальні очікувані режими роботи. За розрахункову точку КЗ приймають місця розташування апаратів в схемі, де через апарати протікають найбільші струми.

13.2 Вибір апаратів і струмопровідних частин у нормальному тривалому режимі

Вибір апаратів за номінальною напругою.

Номінальна напруга апарату – це напруга, що відповідає рівню його ізоляції. Для кожного апарату передбачається певний запас електричної міцності,

що дозволяє йому тривалий час нормально функціонувати за умови підвищеного на 10-15% рівня напруги в мережі. Ця напруга називається **робочою максимальною напругою** апарату. Оскільки відхилення напруги в умовах експлуатації не перевищує зазначеної вище величини, для вибору апаратів за напругою достатньо щоб виконувалась умова

$$U_{ном.ап} \geq U_{ном.м}, \quad (13.1)$$

де $U_{ном.ап}$, $U_{ном.м}$ - номінальна напруга апарату і мережі відповідно.

Вибір апаратів за нагрівом робочим струмом.

Номінальним струмом $I_{ном.ап.}$ апарату називають струм, який при номінальній температурі навколишнього середовища ($\Theta_{н.с.}=35^{\circ}\text{C}$) може протікати через апарат необмежено тривалий час і при цьому температура найбільш нагрітих його частин не перевищує тривало допустимих значень.

Якщо розрахункова температура $\Theta_{н.с.}>35^{\circ}\text{C}$, то слід розрахувати тривалий допустимий струм апарату $I'_{ном.ап.}$ для розрахункових умов

$$I'_{ном.ап.} = I_{ном.ап.} \sqrt{(\Theta_{доп.} - \Theta_{н.с.}) / (\Theta_{доп.} - 35)} \quad (13.2)$$

Правильний вибір апаратів за номінальним струмом виключає небезпечний перегрів їх частин у нормальному тривалому режимі роботи. Для цього необхідно, щоб номінальний струм кожного апарату був не менший за діюче значення робочого або розрахункового максимального струму $I_{р.м.}$

$$I_{ном.ап} \geq I_{р.м} \quad (13.3)$$

13.3 Вибір електричних апаратів за електродинамічною та термічною стійкістю струмам КЗ

При коротких замиканнях, в результаті виникнення ударних струмів КЗ (i_y), в електричних апаратах, шинах та інших конструкціях розподільних пристроїв виникають електродинамічні зусилля (F), що створюють згинальні моменти M і відповідно механічні напруження σ в металі конструкції, які можуть завдати значні механічні ушкодження та навіть вивести апарат з ладу.

Окрім того, температура перегріву струмом КЗ провідних частин апаратів і кабелів навіть при короткочасній дії КЗ може перевищувати максимально допустиму, що небезпечно як для ізоляції так і для струмопровідних частин.

13.3.1 Електродинамічна дія струмів короткого замикання

Електродинамічна дія ударного струму при трифазному КЗ визначається силою взаємодії між провідниками у яких він протікає. Найбільша розрахункова сила F_p , що діє на шину середньої фази шин, що розташовані в одній площині може бути визначена за формулою

$$F_p = \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot 2.04 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-2} = 1.76 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \quad \text{Н} \quad (13.4)$$

де $\frac{\sqrt{3}}{2}$ - коефіцієнт, що враховує не співпадання миттєвих значень ударних струмів у фазах;

l, a – довжина та відстань між струмопровідними частинами, см.

Розглядаючи шину, як рівномірно навантажену багатопрогонну балку, згинальний момент M , що створюється ударним струмом

$$M = F_p \cdot \frac{l}{\xi}, \quad \text{Н} \cdot \text{м} \quad (13.5)$$

де $\xi=10$ – коефіцієнт для середньої шини.

Найбільше механічне напруження в металі проводів при згині:

$$\sigma_p = \frac{M}{W} = 1.76 \cdot 10^{-2} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W}, \quad (13.6)$$

де l – відстань між опорними ізоляторами, см; a – відстань між осями шин суміжних фаз, см; W – момент опору, величина якого дорівнює при розташуванні шин плазом (на широкій стороні) $W = b \frac{h^2}{6}$ (Рис. 13.1 а), а при розташуванні на ребро $W = b \frac{h^2}{6}$ (Рис. 13.1 б).

Для того, щоб уникнути руйнування апаратів, шин, ізоляторів, необхідно щоб їх допустимі параметри ($F_{дон}, \sigma_{дон}$) та струм електродинамічної стійкості

$i_{\partial.c}$ були більшими за розрахункові значення зусиль F_p , механічного напруження σ_p та миттєвого значення ударного струму короткого замикання відповідно:

У таблиці 9.1 наведені максимально допустимі механічні напруження при згинанні для різних типів та матеріалів шин, МПа:

Таблиця 13.1

Матеріал шин	Алюміній	Мідь	Сталь
Напруження, МПа	80	170	190
При $t^{\circ}C$	200	300	400

$$\left. \begin{array}{l} \text{для шин:} \\ \text{для ізоляторів} \\ \text{для апаратів} \end{array} \right\} \begin{array}{l} F_{\partial on} \geq F_p \\ \sigma_{\partial on} \geq \sigma_p \\ i_{\partial.c} \geq i_y \end{array} \quad (13.7)$$

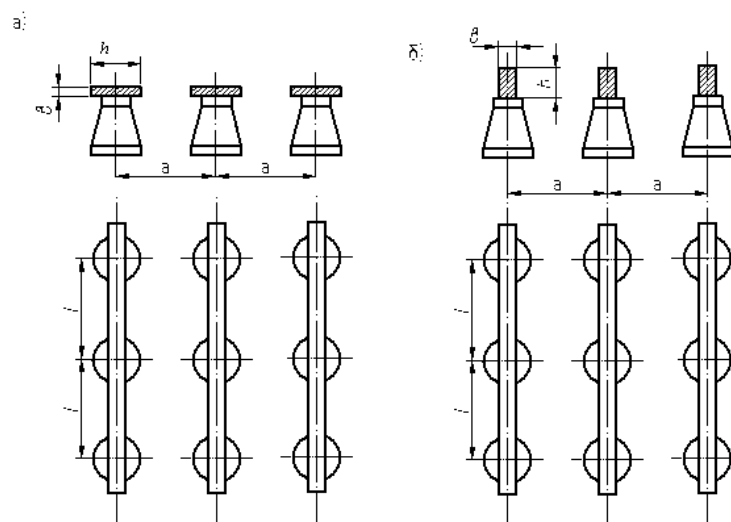


Рис. 13.1 Розташування шин на ізоляторах: а – плазом, б – на ребро.

13.3.2 Термічна дія струмів КЗ

Струмопровідні частини апаратів та жили кабелів при КЗ можуть нагріватися до температури значно більшої як у нормальному режимі. Для того, щоб вони були термічно стійкими до струмів КЗ протягом деякого часу розрахункова температура має бути не більшою за допустиму $\tau_{\text{доп}}$ для певного матеріалу, зокрема:

для шин алюмінієвих - 200°C, мідних - 300°C, сталевих - 400 °C

для кабелів з паперовою ізоляцією до 10кВ $\tau_{\text{доп}} = 200^{\circ}C$

для кабелів з полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією $\tau_{\text{дон}} = 150^\circ \text{C}$

для кабелів з пластмасовою ізоляцією $\tau_{\text{дон}} = 120^\circ \text{C}$

для алюмінієвих проводів ПЛ $\tau_{\text{дон}} = 160^\circ \text{C}$,

для сталєво-алюмінієвих $\tau_{\text{дон}} = 200^\circ \text{C}$

За дійсний час протікання струму короткого замикання приймають сумарний час дії захисту t_z та вимикача $t_{\text{вим}}$

$$t_\theta = t_z + t_{\text{вим}} \quad (13.8)$$

При перевірці струмопровідних частин на термічну стійкість користуються **приведеним часом** t_{np} , протягом якого незмінний усталений струм КЗ (I_∞) виділяє таку ж кількість теплоти, що й струм КЗ, який змінюється за дійсний час.

Приведений час визначається складовими часу періодичної $t_{np.p}$ аперіодичної $t_{np.a}$ складових струму КЗ

$$t_{np} = t_{np.p} + t_{np.a} \quad (13.9)$$

Величину $t_{np.p}$ при дійсному часі $t_\theta \leq 5\text{c}$ знаходять за кривими залежності $t_{np.p} = a(\beta'')$ де $\beta'' = I'' / I_\infty$ (Рис. 13.2)

При дійсному часі $t_\theta \geq 5\text{c}$ величина $t_{np.p} = t_{np.5} + (t_\theta - 5)$.

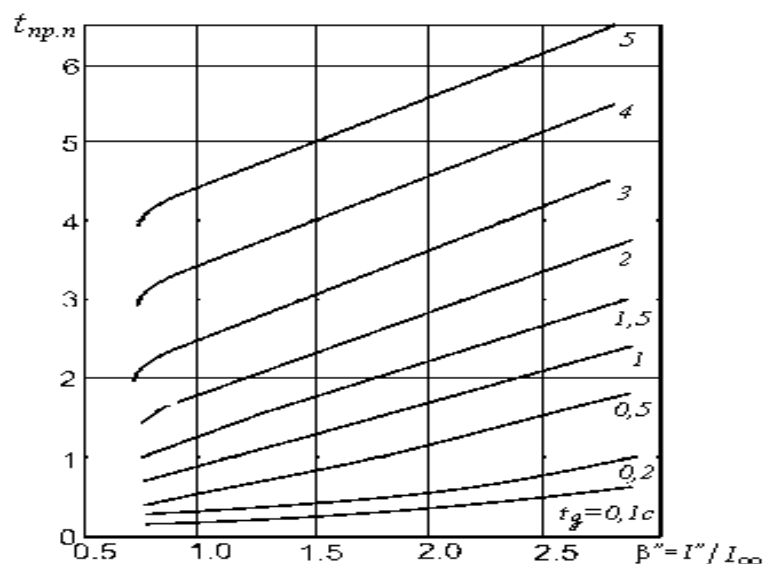


Рисунок 13.2 Криві приведенного часу періодичної складової струму КЗ

Приведений час аперіодичної складової дорівнює

$$t_{np.a} = 0.005\beta''^2, \quad (13.10)$$

і при $t_o \leq 1$ складовою $t_{np.a}$ можна знехтувати

Струмопровідні частини та кабелі розраховують на термічну стійкість за кривими нагріву різних металів $\tau = f(A) = f(j^2 \cdot t_{np})$,

де $j = \frac{I}{S}$ - густина струму, $\frac{A}{\text{мм}^2}$; $A = j^2 \cdot t_{np}$ - теплота.

За відомими величинами I_∞, t_{np} та величиною максимально допустимої температури нагріву τ_{don} при КЗ для заданого металу провідника, користуючись залежністю $\tau = f(A)$ знаходять $A = \left(\frac{I_\infty}{S}\right)^2 \cdot t_{np}$, звідки визначають переріз провідника:

$$S = I_\infty \cdot \sqrt{t_{np} / A} \quad (13.11)$$

Якщо відома початкова температура нагріву провідника до КЗ (t_{noch}), то за тими ж кривими для температури t_{noch} визначають величину A_{noch} . Позначаючи через $A_{кин}$ величину, яка пропорційна повній кількості теплоти, що виділяється в провіднику за час дії КЗ, можливо записати:

$$A_{кин} = A + A_{noch}, \quad (13.12)$$

або

$$A_{кин} = \frac{I_\infty^2}{S} \cdot t_{np} + A_{noch} \quad \text{або} \quad \frac{I_\infty^2}{S} \cdot t_{np} = A_{кин} - A_{noch} \quad (13.13)$$

Переріз провідників (наприклад, жил кабелю) перевіряють на термічну стійкість за формулою:

$$S_{\min} = I_\infty \cdot \sqrt{\frac{t_{np}}{A_{кин} - A_{noch}}} = I_\infty \cdot \sqrt{\frac{t_{np}}{c}}, \quad (13.14)$$

де $c = \sqrt{A_{кин} - A_{noch}}$ - коефіцієнт, що дорівнює різниці виділеної теплоти у провіднику після і до КЗ (для кабелів напругою 6-10 кВ: з мідними жилами $c=141$; з алюмінієвими $c=171$; для сталевих шин $c=60$).

Добір і перевірка електричних апаратів за термічною і електродинамічною стійкістю наведена табл.13.1

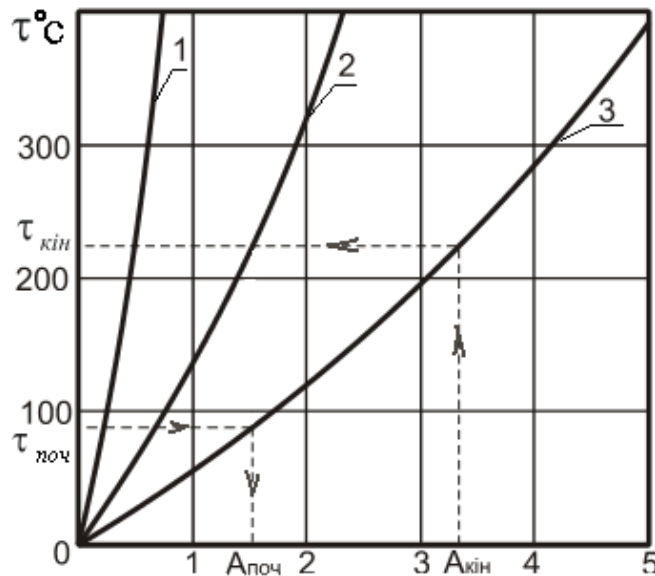


Рис. 13.3 Криві нагріву $\tau = f(A)$ струмопровідних частин струмом КЗ,
1 – для сталі; 2 – для алюмінію; 3 – для міді

13.4 Обмеження струмів КЗ і вибір струмообмежуючих реакторів

У випадках живлення підстанцій середніх і малих підприємств від потужної енергосистеми виникає необхідність значно збільшувати переріз струмопровідних частин і габаритних розмірів апаратів внаслідок великих струмів КЗ з метою забезпечення їх електродинамічної і термічної стійкості. Це призводить до невиправданого збільшення капітальних витрат на систему електропостачання. Обмеження струмів КЗ є одним із способів зменшення вартості спорудження і експлуатації електричного устаткування.

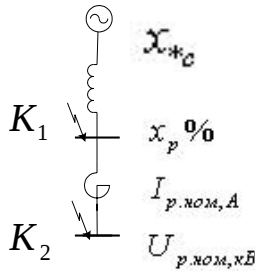
Найбільше застосування знаходить встановлення реакторів на лініях споживачів, що приєднуються безпосередньо до шин електричних станцій, або районних підстанцій великої потужності.

Реактор являє собою котушку індуктивності з декількох витків без сталевго осердя. Котушка виконується проводом великого перерізу і для забезпечення високої електродинамічної стійкості струмом КЗ, залишається бетоном. Звідси назва – реактор бетонний, наприклад, типу РБ-10 на 10кВ.

За конструкцією розрізняють одинарні і здвоєні реактори.

Реактори встановлюють на лінії споживачів, що приєднуються до шин електростанцій безпосередньо, а також на районних ПС великої потужності, від яких отримують живлення малопотужні підстанції підприємств.

Розрахунок струмів і потужності КЗ для точки K_2 здійснюється аналогічно попереднім розрахункам у відповідності до рис.9.4 з урахуванням опору реактора у в.б.о.



$$x_{*к2} = \frac{x_p \%}{100} \frac{I_{\delta} U_{p.мин}}{I_{p.ном} U_{\delta i}} \quad (13.15)$$

Рис. 13.4 Схема зі струмообмежуючим реактором

Необхідне для обмеження струму КЗ величина опору реактора X_p

$$x_p = (x_{*с} - x_{*к2}) \frac{I_{p.ном} U_{\delta i}}{I_{\delta i} U_{p.ном}}, \quad (13.16)$$

де $I_{p.ном}$ – номінальний струм реактора, кА;

$U_{p.ном}$ – номінальна напруга реактора, кВ

Таблиця 13.1 Добір і перевірка електричних апаратів

Номінальні параметри апарату та розрахункові для точки мережі де апарат розташований	Позначення параметрів	Одиниці виміру	Умова вибору апарату	Апарати, що добираються
1. Номінальні напруги апарату та електричної мережі	$U_{ном.ап}$ U_m	кВ	$U_{ном.ап} \geq U_m$	Усі без винятку
2. Номінальний струм апарату та тривалий робочий струм	$I_{ном.ап}$ I_p	А	$I_{ном.ап} \geq I_p$	Усі без винятку
3. Струм вимикання апарату та струм КЗ у т. k_i	$I_{вим.ап.}$ $I_{ki}^{(3)}$	кА	$I_{вим.ап.} \geq I_{ki}^{(3)}$	Вимикачі (масляні, вакуумні, тощо)
4. Потужність вимикання апарату та потужність КЗ у т. k_i	$S_{вим.ап.}$ $S_{ki}^{(3)}$	кВ·А	$S_{вим.ап.} \geq S_{ki}^{(3)}$	Вимикачі (масляні, вакуумні, тощо)
5. Струм динамічної стійкості апарату та ударний струм КЗ у т. k_i <u>Прим.</u> : Якщо для ТА заданий коефіцієнт термічної стійкості $K_{\partial.c.} = \frac{I_{\partial.c.}}{\sqrt{2}} \cdot I_{ном.ТА}$	$i_{д.с.ап}$ i_{yki}	кА	$i_{д.с.ап} \geq i_{yki}$ $K_{\partial.c.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.ТА} \geq i_{yki}$	Усі апарати, шини, трансформатори струму ТА
6. Струм термічної стійкості апарату за нормований час та струм КЗ у т. k_i ($I_{\infty} = I_{ki}^{(3)}$) за приведений час термічної стійкості <u>Прим.</u> : Якщо для ТА заданий коеф. термічної стійкості $k_{TC} = \frac{I_{TC}}{I_{ном.ТА}}$	$I_{м.с.ап}$ $t_{м.с.ап}$ I_{∞} t_{np}	А с А с	$I_{м.с.ап}^2 \cdot t_{м.с.ап} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{np}$ $(k_{м.с.} \cdot I_{1ном.ТА})^2 \cdot t_{м.с.ап} \geq I_{\infty}^2 \cdot t_{np}$	-//- Трансформатори струму

Тема 14 Захист в системах електропостачання. Призначення, виконання та розрахункові параметри захисту

Лекція 14 Основні поняття і визначення. Види ушкоджень ненормальних режимів СЕП та способи захисту. Елементна база релейного захисту. Класифікація і параметри релейного захисту. Вимоги до засобів.

14.1 Загальні відомості та функції захисту

Захист елементів системи електропостачання – ліній, трансформаторів, машин та установок(у подальшому об'єкт захисту - ОЗ), має за мету обмежувати, або повністю усувати в ОЗ можливі порушення нормального режиму роботи та аварійні ушкодження. Ненормальні режими виникають внаслідок електричних, теплових механічних перенавантажень, а також аварійних ушкоджень під дією надструмів багатозначних коротких замикань.

Для забезпечення захисту застосовують апарати і пристрої автоматичного вимикання(знеструмлення) живлення об'єктів захисту:

а) в мережах низької напруги НН(до 1 кВ) – плавкі запобіжники, або автоматичні вимикачі з максимальними і тепловими розчеплювачами;

б) в мережах високої напруги (ВН) – пристрої релейного захисту у сукупності з високовольтними вимикачами та плавкі запобіжники високої напруги;

Пристрої РЗ за функціональним призначенням являють собою автомати, що здійснюють обробку інформації про стан елементів об'єкта захисту, кінцевою метою функціонування яких є запобігання розвитку аварійної ситуації на ОЗ шляхом своєчасного автоматичного його вимикання. На відміну від захисту плавкими запобіжниками, релейний захист у взаємодії з пристроями автоматичного повторного (АПВ) та резервного (АВР) ввімкнення розширює можливості автоматизації поновлення напруги та підвищення надійності і безперервності електропостачання.

В системах електропостачання в останні роки знаходять застосування пристрої захисту третього покоління – програмованих захистів, що використовують технічні засоби сучасної цифрової електроніки, зокрема

мікропроцесори (МП) і мікрокомп'ютери. Проте, в експлуатації ще деякий час будуть залишатися пристрої РЗ попередніх двох поколінь на базі електромеханічних реле та напівпровідникових елементів і аналогових інтегральних мікросхем (ІМС), що за принципом виявлення ушкодження і алгоритмами функціонування відрізняються несуттєво.

14.2 Вимоги до засобів захисту

Незалежно від видів і способів виконання засоби захисту мають задовольняти ряду вимог, основними з яких є **селективність, швидкодія, чутливість і надійність.**

Під **селективністю** розуміють властивість захисту, що діє на вимикання, визначати ушкоджену ланку чи елемент і вимикати лише їх. Для захисту, що діє на сигнал, селективність – це здатність однозначно вказувати на конкретний елемент, або ланку, що працює у ненормальному режимі. Розрізняють **абсолютну і відносну селективність.** Захист, що спрацьовує лише при КЗ в межах об'єкта захисту, тобто у основній зоні дії, називається **абсолютно селективним**. Захист, що здатний діяти як у основній зоні (на основному ОЗ) так і в суміжній, резервній називається захистом з **відотною селективністю**.

Швидкодія захисту – це загальний час від моменту виникнення КЗ (ушкодження) на ОЗ до його знеструмлення. Час вимикання ушкодження складається з часу дії захисту та власного часу вимикання вимикача високої напруги. Таким чином, для прискорення вимикання ушкоджень необхідно мати не лише швидкодіючий захист, але і швидкодіючі вимикачі.

Захисти, час спрацювання яких не перевищує $t_{сз} = 0,1 \div 0,2 \text{ с}$ відносяться до швидкодіючих. Час вимикання більшості існуючих вимикачів не перевищує $t_{вим.в} = 0,05 \div 0,15 \text{ с}$.

Швидкодія захисту від КЗ обмежує тривалість термічної дії струмів КЗ, термін роботи електродвигунів при пониженій напрузі, що має місце внаслідок КЗ, та створює передумови прискорення автоматичного

поновлення напруги за успішної дії АПВ(автоматичне повторне включення) чи АВР (автоматичне включення резерву).

Під **чутливістю** релейного захисту розуміють її здатність реагувати на можливі ушкодження у мінімальних режимах роботи системи електропостачання, коли відхилення параметра, що захист контролює, мінімальні. Чутливість захисту оцінюють коефіцієнтом чутливості $K_{\text{ч}}$, що являє відношення мінімально можливої величини контрольованого параметру у зоні захисту до установленого на пристрої захисту значення параметру спрацювання(уставки спрацювання). Для МСЗ (максимальний струмовий захист) і СВ (струмова відсічка), наприклад, - це відношення мінімального струму КЗ, до струму спрацювання захисту, $K_{\text{ч}} = I_{\text{к min}}/I_{\text{сз}}$.

Під **надійністю** релейного захисту і автоматики в СЕП – розуміють властивість пристроїв виконувати задані функції, зберігаючи при цьому експлуатаційні показники у заданих межах протягом певного проміжку часу.

14.3 Класифікація видів захисту

В залежності від того, за яким параметром здійснюється захист, розрізняють **електричні і неелектричні** засоби захисту. До електричних відносять засоби, що реагують на струм, напругу, потужність, частоту, до неелектричних – газовий захист, що фіксує появу газу і швидкість його виділення у масляних трансформаторах.

Електричні захисти поділяють на **максимальні**, які фіксують перевищення контрольованого параметру понад номінальний и допустимий, та **мінімальні**, що реагують на зменшення параметра, що контролюється. Серед максимальних розрізняють струмовий захист від аварійних надструмів багатофазних коротких замикань і від ненормальних режимів роботи. Надструмом прийнято називати струм, що виникає у аварійних режимах на відміну від струму нормального режиму.

Струмові захисти від багатофазних КЗ поділяють на захисти з **відносною і абсолютною селективністю**. В залежності від способу

забезпечення відносної селективності струмові захисти поділяють на **максимальний струмовий захист (МСЗ)** та **струмову відсічку (СВ)** з витримкою часу і СВ без витримки часу. У перших двох селективність досягається шляхом введення уповільнення спрацювання захисту за ступінчастим принципом, - тим більшого, чим ближче захист розташований до джерела живлення. Селективність суміжних СВ без витримки часу досягається за принципом збільшення уставок струму спрацювання у напрямку до ДЖ.

Витримка часу здійснюється шляхом введення в схему реле часу, або пускового реле з залежною характеристикою часу спрацювання від струму в реле, наприклад типу РТ-80.

До струмових захистів від КЗ з абсолютною селективністю належать **повздовжній і поперечний диференційні струмові захисти**, що діють на принципі порівняння струмів перед ОЗ і за ним.

До захистів **від ненормальних режимів** відносяться захисти від однофазних замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю, захист від перевантаження, захист мінімальної напруги, газовий захист та інші.

14.4 Елементна база релейного захисту

Реле, що застосовуються в релейному захисті, класифікують за такими ознаками:

за принципом дії - електромагнітні, індукційні, електродинамічні, теплові, електронні, магнітоелектричні та ін.;

по параметру дії - струму, напруги, потужності, теплові та ін.;

за способом впливу на відключення - прямої та непрямої дії.

Основні типи реле

Реле називаються апарати, які замикають або розмикають електричні ланцюги або механічно впливають на вимикачі при заданому значенні величин, на які вони реагують (струм, напруга, потужність, тиск, температура).

Найбільшого поширення в релейного захисту мають головним чином електричні реле - електромагнітні та індукційні.

Вимірювальне електромагнітне реле типу РТ-40 (Рис. 14.1). Реле складається з електромагніту 1, обмоток з двох котушок 2, якоря 5, закріпленого на осі з рухомим контактним містком 3, і спіральної протидіючої пружини 4.

Якщо електромагнітна сила більше механічної сили пружини, якір притягується до електромагніту, при цьому рухливий контактний місток 3 замикає одну пару і розмикає іншу пару нерухомих контактів.

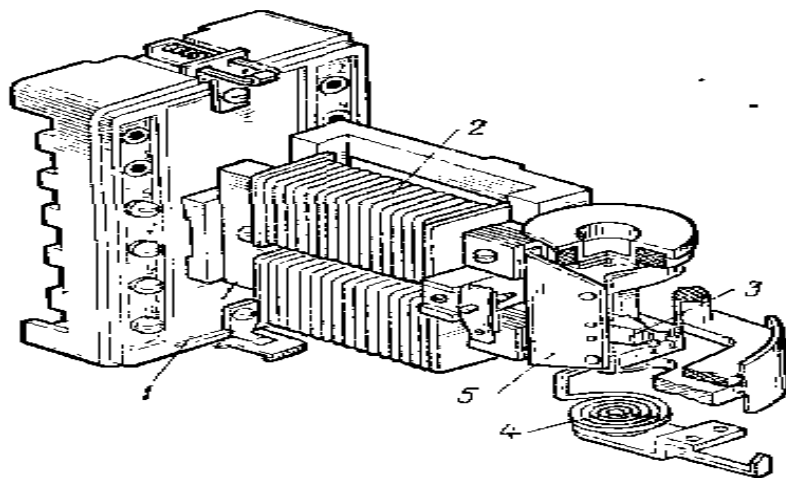


Рис. 14. 1 Електромагнітне реле типу РТ-40

Уставка спрацьовування реле струму РТ-40 регулюється натягом пружини і включенням котушок з послідовного з'єднання на паралельне, і шкала змінюється в два рази. Для реле РТ-40 межі уставок струму спрацьовування при послідовному з'єднанні котушок становлять 0,5 - 25 А, при паралельному з'єднанні - 1 - 50 А.

Вимірювальне індукційне реле струму типу РТ-80. Реле цієї конструкції (Рис. 14. 2. а) має два релейних елемента - індукційний і електромагнітний.

Індукційний елемент складається з електромагніту 17 з короткозамкненими витками 13 і диска 6, вісь якого знаходиться в підшипниках 9, встановлених на рамці 4. Рамка повертається на осях 3 і пружиною 2 утримується в крайньому положенні, тобто, притиснутою до

упору 1. На вісь диска насаджений черв'як 11. В крайньому положенні рамки сегмент 7, що має черв'ячні зубці, знаходиться поза зачеплення з черв'яком, і контакти 8 реле розімкнуті.

При протіканні по обмотці реле струму $I_p \geq I_{ср.р}$ Диск повільно обертається, причому його обертання перешкоджає гальмівний момент, створюваний постійним магнітом 5. Під дією електромагнітного моменту, створюваного струмом реле, рамка повертається, черв'як входить в зачеплення з зубцями сегмента, починає поступово підніматися, долаючи зусилля пружини 12, і спеціальною планкою 10 замикає контакти реле.

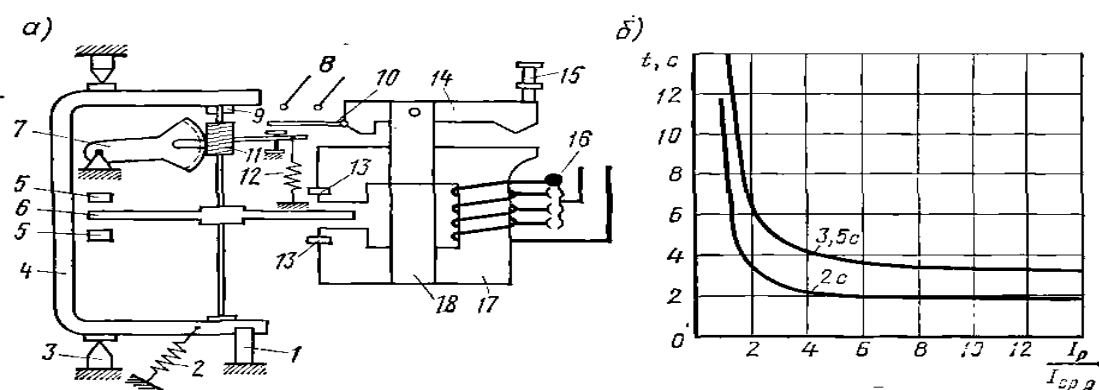


Рис. 14. 2 Індукційне реле типу РТ-80: а - схема реле; б - характеристики спрацювання

Час спрацювання регулюється початковим положенням зубчастого сегмента за допомогою гвинта, укріпленого на шкалі часу. Чим більше сила струму I_p в обмотці електромагніту, тим швидше буде обертатися диск і з меншою витримкою часу будуть замикатися контакти реле, тобто, реле матиме залежну від струму характеристику часу спрацювання. При значеннях струму $I_p = (6 \div 8) I_{ср.р}$ настає насичення сталі електромагніту і характеристика переходить в незалежну. Тому характеристики реле РТ-80 називають обмежено залежними (Рис. 14.2, б).

Електромагнітний елемент реле РТ-80 складається з ярма електромагніту 18 і якоря 14, через які замикається частина потоків розсіювання електромагніту. При протіканні по обмотці реле струму $I_p \geq 2I_{ср.р}$ якір втягується і без витримки часу (відсічкою) замикає контакти реле. Струми спрацювання індукційного елемента $I_{ср}$ регулюються зміною

числа витків обмотки (перестановкою контактного гвинта 16 на контактній колодці); $I_{cp} = 2 - 10 \text{ A}$; час спрацьовування $0,5 - 16 \text{ с}$.

Таким чином, електромагнітний елемент може діяти або спільно з індукційним елементом, або самостійно, як би відсікаючи частину характеристики реле при великих токах. Тому електромагнітний елемент діє з відсіченням. При цьому $I_{відс} = (2 \div 8) I_{cp}$.

Струми спрацьовування електромагнітного елемента регулюються зміною кількості витків обмотки і положення регулювального гвинта 15.

Реле максимального струму типу РТМ, РТВ. Приводи ряду вимикачів мають вбудовані реле миттєвої дії типу РТМ і реле з витримкою часу типу РТВ

Електромагнітні реле напруги типу РН. Реагують за зміну напруги та використовуються в захистах мінімальної та нульової напруги. Приєднуються до схем захисту через вимірювальний трансформатор напруги.

Електромагнітні струмові диференціальні реле (РНТ). Реле серії РНТ-565 застосовують для диференціального захисту генераторів, трансформаторів.

Індукційні реле потужності (РБМ). Такі реле реагують на величину і напрямок потужності, підведеної до його обмотці. Індукційне реле потужності називається реле напрямку потужності і використовується в схемах релейного захисту для виявлення лінії, на якій сталося коротке замикання.

Допоміжні реле. Ці реле призначені для створення необхідних витримок часу (реле часу), розмноження імпульсів (проміжне реле) і подачі відповідних сигналів спрацьовування релейного захисту (вказівні реле).

Реле часу типів ЕВ-112 ÷ ЕВ-144 випускають для роботи на постійному струмі на напругу 24, 48, 110, 220 В. Реле часу змінного струму типів ЕВ-215 ÷ ЕВ-245 випускають на напругу 100, 127, 220, 380 В.

Як електромеханічних реле часу часто застосовують **моторні реле часу РТ** з синхронними мікродвигунами.

Проміжні реле (РП) призначені для розмноження контактів основного реле, наприклад для одночасного замикання або розмикання декількох ланцюгів, що живлять відключають котушки приводів вимикачів. Їх використовують також для посилення потужності сигналу основного реле (шляхом передачі його імпульсу на проміжне реле з більш потужними контактами).

Проміжні реле виконуються для роботи на постійному і змінному оперативному струмі і включаються як реле напруги або як реле струму.

Для роботи на постійному струмі напругою 24, 48, 110, 220 В застосовують реле проміжні типів РП-210, РП-232. Всі зазначені реле працюють на електромагнітному принципі і мають п'ять контактів, які можуть використовуватися в різних комбінаціях як замикають і розмикають. Споживана потужність становить 6 - 8 Вт.

Для роботи на змінному струмі напругою 100, 127, 220, 380 В застосовують проміжні реле типів РП-250, РП-256, які мають короткозамкнений виток на осерді електромагніту, призначений для усунення вібрації рухомий системи, Крім того, застосовують також проміжні реле типів РП -321 і РП-341.

Вказівні реле (РУ) призначені для подачі сигналу про спрацювання відповідного захисту. Вказівні реле можуть включатися: послідовно в ланцюг інших реле або апаратів і реагувати на появу струму в них; паралельно в ланцюг відповідних реле і апаратів і вказувати поява на них напруги.

Джерелами живлення для реле слугують трансформатори власних потреб ТВП 6-10/0.4 кВ вторинною напругою яких (220 В) здійснюється живлення спеціальних блоків (випрямлячів, стабілізаторів на шинах живлення електромагнітних вимикачів та сигнальних кіл).

Тема 15 Захисти з відносною селективністю

Лекція 15 Релейний захист ліній з одностороннім живленням. Загальний обсяг захисту ліній напругою вище за 1000В. Максимальний струмовий захист (МСЗ). Основні органи та принцип дії. Розрахунок параметрів спрацювання МСЗ лінії. Вибір витримки (уставки) часу спрацювання МСЗ. Розрахунок струмів спрацювання МСЗ. Струмова відсічка. Визначення струму спрацювання та зони дії захисту СВ без витримки часу.

15.1 Застосування струмового захисту (СЗ) з відносною селективністю.

15.1.1 Максимальний струмовий захист (МСЗ)

Струмовий захист з відносною селективністю завдяки своїй простоті знайшов поширення в мережах з одностороннім живленням. Цей захист у поєднанні з АВР та АПВ забезпечує високий рівень надійності електропостачання. Розрізняють два види захистів з відносною селективністю **Максимальний струмовий захист (МСЗ)** та **Струмову відсічку (СВ)**.

Селективність дії МСЗ досягається ступінчастим вибором часу спрацювання, а для СВ селективність досягається вибором струму спрацювання.

МСЗ – основний захист від багатofазних КЗ в лініях мережі. При недостатній чутливості $K_{\text{ч}} \leq 1.5$ МСЗ виконується разом з СВ, а інколи може бути створений багатоступеневий захист

І ступінь – СВ без витримки часу;

II ступінь – СВ з невеликою витримкою часу;

III ступінь – МСЗ з витримкою часу.

Основні органи та принцип дії МСЗ

Пристрої МСЗ встановлюють в комірках КРП. Для цього комірки обладнані вимикачем з електромагнітним приводом і трансформатором струму. Основними органами МСЗ є вимикач, вимірювальні трансформатор струму ТА і електричне реле часу КТ.

Вимірювальний орган складається з вимірювального трансформатора ТА і реле струму КА. Трансформатор струму ТА забезпечує захист вторинних кіл від високої напруги та узгодження параметрів реле струму з силовими засобами об'єкту захисту (ОЗ). Незалежно від номінальних струмів

первинної обмотки трансформатора струму **струм вторинної обмотки - 5А**. Вимірювальне реле струму КА живиться від вторинних обмоток ТА. Реле безпосередньо здійснює вимірювання струму і порівняння його з струмом уставки спрацювання реле.

Високовольтний вимикач слугує **виконавчим органом МСЗ**.

15.1.2 Принцип роботи МСЗ (Рис.15.1).

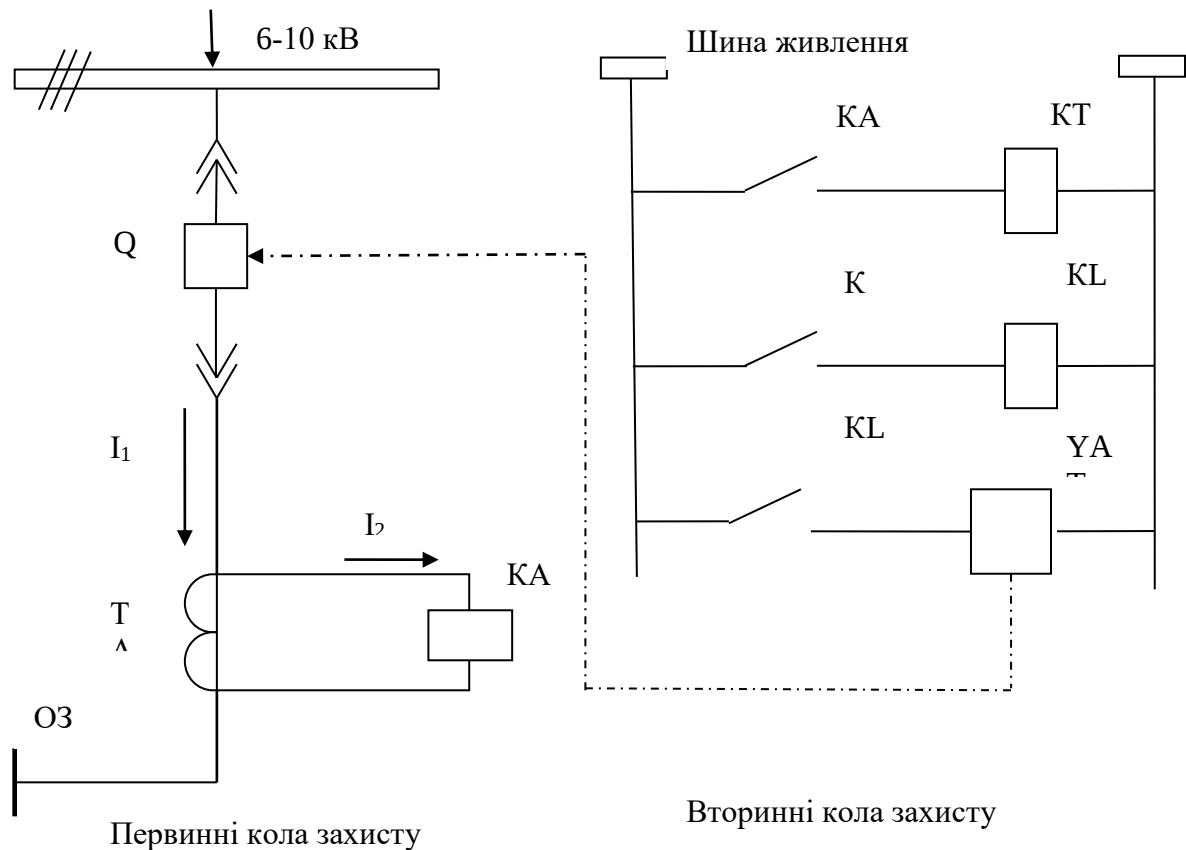


Рис.15. 1 Однолінійна схема захисту та схема вторинних кіл МСЗ.

В нормальному режимі роботи в лінії яка живить об'єкт захисту (ОЗ) протікає робочий струм $I_{\text{робочий}}$. На лінії встановлено первинну обмотку вимірювального трансформатора струму ТА. Тому I_1 (струм первинної обмотки трансформатора струму) буде рівним робочому струму. По вторинній обмотці протікає вторинної обмотки ТА I_2 . Відношення струмів первинної та вторинної обмоток - це коефіцієнт трансформації трансформатора струму ТА (*незмінна характеристика трансформатора*)

$$K_{TA} = \frac{I_1}{I_2} \text{ (якщо змінюється струм первинної обмотки, то зміниться і}$$

струм вторинної – це дозволяє визначати струм в силовій частині по струму у вторинній обмотці).

До вторинних кіл трансформатора ТА приєднано обмотки струмового реле КА. Схема з'єднань обмоток трансформатора і реле характеризується коефіцієнтом схеми $K_{cx} = \frac{I_{реле}}{I_{2ТА}}$.

Поточне значення струму КЗ кола мережі від Джерела Живлення (ДЖ) до точки КЗ зростає і досягає **значення струму спрацювання захисту** $I_{сз}$. Цей струм протікає по первинній обмотці вимірювального трансформатора ТА. Оскільки зростає струм в лінії до ОЗ, то буде зростати також струм через вторинну обмотку трансформатора ТА і досягає значення $I_{ср}$ (**струм спрацювання реле**), внаслідок чого реле спрацює і своїм контактом КА приводить в дію реле часу КТ. Реле часу КТ забезпечує необхідну витримку спрацювання захисту на термін необхідний для забезпечення селективності захисту. Після відпрацювання витримки часу реле КТ замикає свої контакти надаючи живлення проміжному реле КЛ (підсилюючий елемент релейного захисту). Реле , замикаючи свої контакти надає живлення приводу УАТ вимикача Q. Після спрацювання вимикача ділянка, що живить ОЗ знеструмлюється.

Для того, щоб не спрацьовували захисти непошкоджених ланок вище вимикача при розрахунках струмів їх спрацювання враховують коефіцієнт повернення $K_{пов}$.

15.1.3 Розрахунок параметрів спрацювання МСЗ лінії

Вибір витримки (уставки) часу спрацювання МСЗ

Витримка часу спрацювання використовується з метою забезпечення селективності пристроїв МСЗ суміжних ліній. Для цього в пристроях МСЗ передбачено реле часу КТ. Витримку часу спрацювання МСЗ суміжних ліній

вибирають за ступінчастим принципом починаючи з найвіддаленішої точки КЗ від джерела, збільшуючи її у кожному захисті на величину Δt селективності (Рис.15.2).

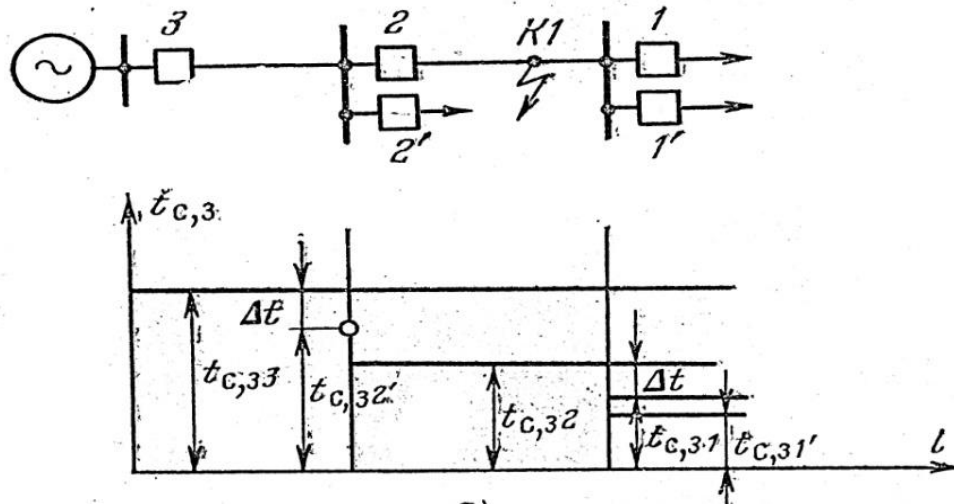


Рис.15. 2 Графічне представлення вибору часу спрацювання МСЗ.

Величина **ступеня селективності** Δt має бути такою, щоб захист розташований нижче (захист 2-2'), спрацював раніше за захист розташований вище (захист 3). Для цього повинні бути враховані наступні складові.

$$\Delta t = t_{\text{вк.в}(i-1)} + t_{\text{ноxi}} + t_{\text{нох}(i-1)} + t_{\text{ін}} + t_{\text{зан}}, \quad (15.1)$$

де $t_{\text{вк.в}(i-1)}$ - час відключення $(i-1)$ вимикача;

$t_{\text{ноxi}}$ - від'ємна (в сторону зменшення $t_{\text{сз}}$) похибка i -го захисту;

$t_{\text{нох}(i-1)}$ - позитивна (в сторону збільшення $t_{\text{сз}}$) похибка $(i-1)$ -го захисту;

$t_{\text{ін}}$ - час інерції i -го захисту;

$t_{\text{зан}}$ - час запасу.

Ступінь селективності частіше за все приймається рівним 0,5 с.

Розрахунок струмів спрацювання МСЗ

Розрахунки мають за мету визначення первинного **струму захисту** ($I_{\text{сз}}$), **струму спрацювання вимірювального реле** ($I_{\text{ср}}$) та **коефіцієнта чутливості** ($K_{\text{ч}}$) МСЗ.

Ці параметри визначають у відповідності до наступних умов:

- Захист не повинен приводитися в дію при протіканні в об'єкті захисту робочого максимального струму навантаження з урахуванням пускових струмів;

- Захист повинен виконувати повернення у початкове положення пристроїв МСЗ, що прийшли в дію на неушкоджених ділянках після спрацювання захисту і вимикання ним вимикача.

- Максимальний струмовий захист повинен надійно діяти в основній зоні захисту ОЗ, для чого $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ (для резервної зони $K_{\text{ч}} \geq 1,25$)

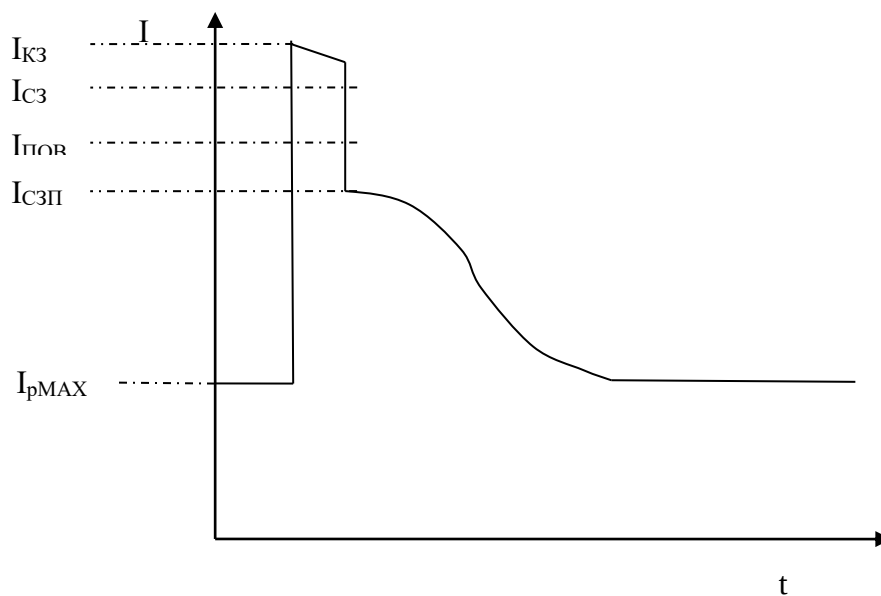


Рис. 15.3 Вибір струму спрацювання МСЗ.

Для виконання перших двох умов струм спрацювання визначається за співвідношенням:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{р.МАХ}}}{K_{\text{пов}}} \quad (15.2)$$

де $I_{\text{рМАХ}}$ — максимальний робочий струм в лінії;

$K_{\text{н}}=1,1-1,2$ — коефіцієнт надійності (запасу);

$K_{\text{пов}}=0,8-0,85$ — коефіцієнт повернення (для електромагнітних реле);

$K_{\text{сзп}}=2,5-3$ — коефіцієнт самозапуску, враховує збільшення струму під час самозапуску двигунів.

Відповідно, розрахунковий струм спрацювання реле буде визначено:

$$I_{c3} = \frac{K_H \cdot K_{C3П} \cdot K_{cx} \cdot I_{p.MAX}}{K_{ПОВ} \cdot K_{ТА}} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c3}}{K_{ТА}} \quad (15.3)$$

Таким чином, МСЗ обмежує величину струмів короткого замикання $I_{КЗ}$. Але не обмежує тривалість, через наявність витримки часу. При вибухонебезпечних умовах застосовують МСЗ без витримки часу.

15.2 Струмова відсічка (СВ)

15.2.1 Принцип роботи СВ

Одним з видів струмового захисту з відносною селективністю є **Струмова Відсічка**. Селективна дія СВ без витримки часу досягається за рахунок вибору струму спрацювання захисту. Струм спрацювання струмової відсічки обирається більшим за максимальний струм ($I_{К.ЗОВН.МАХ}$) в місці встановлення захисту при КЗ в точках мережі розташованих поза захищеною зоною (Рис. 4).

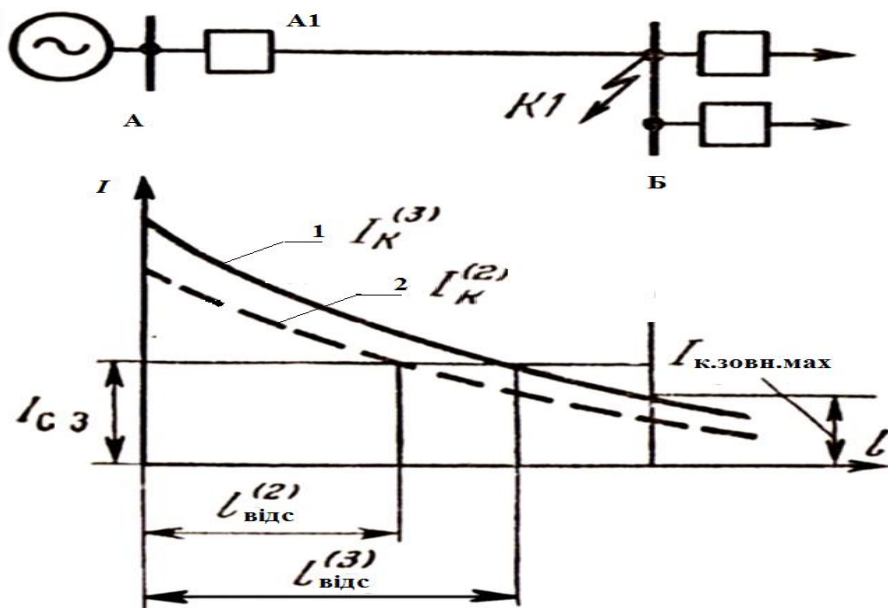


Рисунок 15.4 Вибір струму спрацювання СВ.

Дія захисту при КЗ забезпечується завдяки тому, що струм КЗ в мережі, а від так і в пристрої захисту, збільшується з наближенням точки КЗ до джерела живлення. До того ж, криві зміни струму КЗ (1- максимальне значення для трифазного КЗ, 2 – мінімальне значення для двофазного КЗ) мають різну крутизну залежно від режиму роботи системи та виду КЗ.

15.2.2 Визначення струму спрацювання та зони дії захисту СВ без витримки часу

Розрахунковим струмом захисту СВ слугує зовнішній струм $I_{K.ЗОВН.МАХ}$, тобто струм КЗ на шинах підстанції Б у максимальному режимі з урахуванням коефіцієнту надійності (запасу).

Відповідно струм спрацювання захисту та реле визначається виразами:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{K.ЗОВН.МАХ}$$
$$I_{cp} = \frac{K_H \cdot K_{cx} \cdot I_{K.ЗОВН.МАХ}}{K_{ТА}} = \frac{K_{cx} \cdot I_{сз}}{K_{ТА}} \quad (15.4)$$

На відміну від МСЗ СВ не спрацюває тому не має необхідності враховувати коефіцієнт повернення $K_{пов}$. Оскільки захист спрацюває в момент виникнення $I_{КЗ}$ слід враховувати аперіодичну складову струмів КЗ при $t=0,01$ с. Вплив аперіодичної складової враховується коефіцієнтом надійності $K_H=1,2 - 1,3$.

Струм спрацювання не залежить від режиму роботи і місця ушкодження. Струмова відсічка спрацюває коли величина струму ($I_{КЗ}$) в ліній АБ перевищує величину струму спрацювання захисту ($I_{сз}$).

$$I_{КЗ} \geq I_{сз}$$

Ця умова виконується тоді, коли КЗ відбувається в межах ділянки $I^{(3)}_{відс}$ при максимальному режимі (трифазне КЗ) або $I^{(2)}_{відс}$ при мінімальному режимі (двофазне КЗ). Ці ділянки визначаються точками перетину кривих зміни струму ($I^{(3)}_K$ та $I^{(2)}_K$) з прямою струму спрацювання захисту ($I_{сз}$).

Це свідчить про те, що дія СВ обмежена, тобто має місце «мертва зона» в обох режимах. До «мертвої зони» потрапляють шини підстанції Б і сам трансформатор підстанції (на рис. 4 не позначено). Це головний недолік СВ без витримки часу, внаслідок чого вона не може бути застосована в якості основного захисту. Однак, на радіальних лініях, що живлять один трансформатор струмова відсічка може бути успішно застосована, якщо $I_{сз}$ вибирати по струму КЗ за трансформатором (Рис. 15.5).

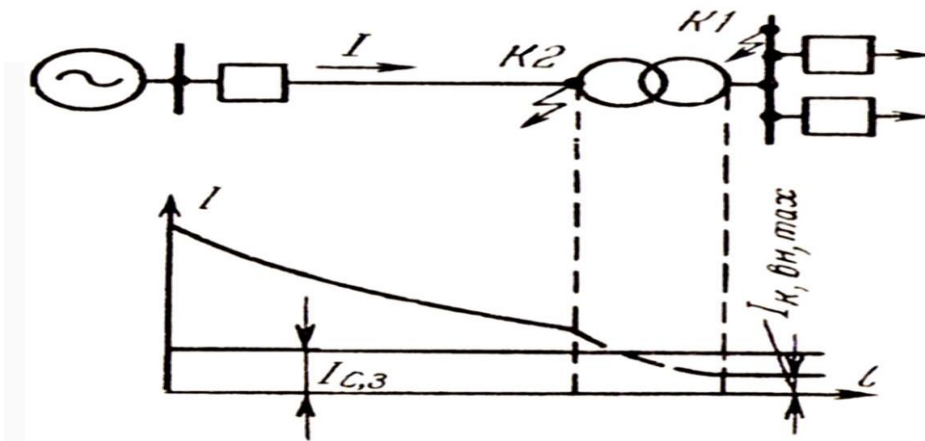


Рис. 15. 5 Вибір струму спрацювання СВ тупикової лінії

У цьому випадку зона дії СВ поширюється охоплюючи всю зону АБ і трансформатор. Оскільки захист А1 знаходиться з боку вищої напруги, а точка КЗ з боку нижчої напруги необхідно струм трифазного КЗ привести до сторони високої напруги застосувавши коефіцієнт трансформації трансформатора напруги (того, який захищається). При цьому струм від якого буде відстроюватись захист визначається виразом:

$$I_{K.ЗОВН.МАХ} = \frac{I_K^{(3)}}{K_{TV}} \quad (15.5)$$

СВ з незначною витримкою часу застосовується в якості II-го ступеня захисту.

Чутливість СВ – відношення мінімального струму КЗ (тобто струму двофазного КЗ $I_K^{(2)}$) до струму спрацювання захисту.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} \quad (15.6)$$

Відсічка, як зазначалося вище, є захистом без витримки часу. Час її спрацювання визначається невеликою витримкою спрацювання виконавчого органу (до 0,1 с), яка необхідна для запобігання хибному спрацюванню захисту на відключення лінії при роботі трубчастих розрядників, що встановлюються на лініях для захисту від перенапруг.

Тема 16 Захисти з абсолютною селективністю

Лекція 16 Диференційний струмовий захист (ДСЗ). Призначення і види ДСЗ. Поздовжній диференційний захист. Поперечний диференційний захист. Застосування плавких запобіжників для захисту у мережах напругою вище 1 кВ.

Для захисту елементів СЕП знайшов застосування диференціальний принцип (розділення, розрізнення) на якому базуються поздовжній та поперечний диференційний захисти. **Диференційним** називають захист, який порівнює для визначення місця пошкодження два або декілька струмів (або тільки їх фази).

16.1 Поздовжній диференційний захист

Поздовжній диференційний захист базується на порівнянні струмів на початку та в кінці лінії чи іншого об'єкту захисту (Рис.16.1). Для виконання захисту лінії на її кінцях встановлюються вимірювальні трансформатори струму (ТА) з однаковим коефіцієнтом трансформації (K_{TA}). Вторинні обмотки трансформаторів струму однойменних фаз і котушки вимірювальних реле струму КА з'єднані таким чином, що в нормальному режимі роботи, або у разі КЗ поза зоною дії захисту (зона дії поздовжнього диференційного захисту обмежена з обох боків трансформаторами струму) струм в реле буде відсутній, а при ушкодженні ділянки лінії між трансформаторами струму (тобто в зоні дії ДСЗ) буде дорівнювати струмам КЗ з урахуванням пропорційного коефіцієнта трансформації трансформатора струму K_{TA} .

В практиці застосовують переважно схеми ДСЗ з циркулюючими струмами. Струми циркулюють у провідниках, що з'єднують між собою вторинні обмотки трансформаторів струму 1ТТ і 2ТТ. Вимірювальне реле струму РТ приєднано паралельно до проводів, по яким циркулює струм.

Розподіл струмів в схемі поздовжнього ДСЗ з циркулюючими струмами. З урахуванням позитивного напрямку струмів за нормального режиму або при зовнішньому КЗ в точці К1 струм в реле буде визначатись геометричною різницею струмів вторинних обмоток трансформаторів струму

$$\dot{I}_P = \dot{I}_{IB} - \dot{I}_{IB} \quad (16.1)$$

За умови рівності первинних струмів $\dot{I}_{In}$ та $\dot{I}_{IIIn}$ і відсутності похибки трансформаторів струму має місце рівність цих струмів, внаслідок чого струм в реле буде дорівнювати нулю і захист не приходить в дію.

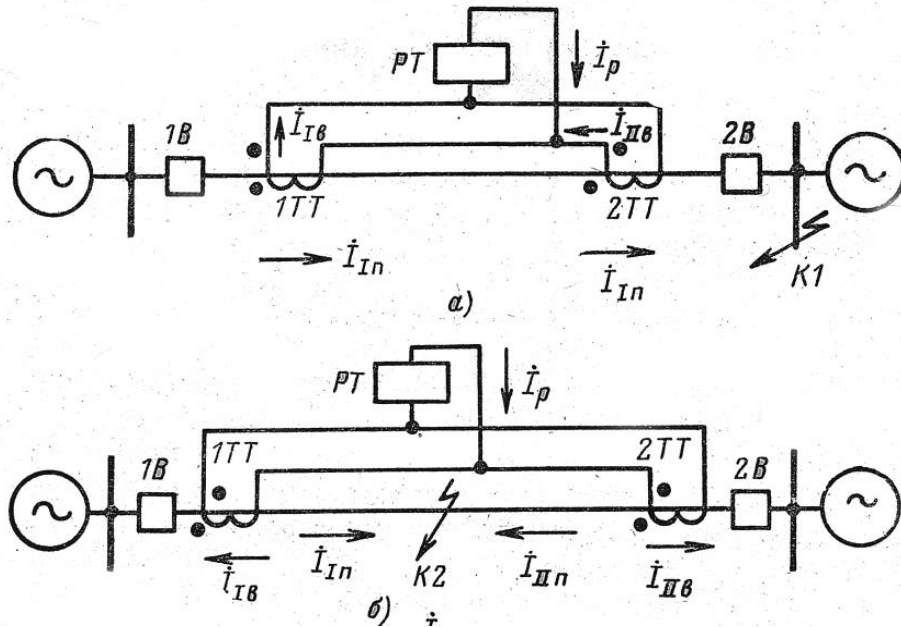


Рис.16. 1 Повздовжній диференційний струмовий захист.

У разі КЗ у зоні дії захисту струм в реле буде визначатися сумою вторинних струмів

$$\dot{I}_P = \dot{I}_{IB} + \dot{I}_{IIIB} \quad (16.2)$$

Якщо припустити металеве трифазне КЗ у точці К2, то струм поза нею буде визначатись вторинним струмом першого трансформатора струму. Оскільки опір реле набагато менший за опір трансформатора 2ТТ струм $\dot{I}_{IB}$ протікає через реле КТ, яке за умови $I_P \geq I_{спрац.реле}$ спрацює в діє на вимикання вимикача лінії.

Отже, поздовжній ДСЗ діє при ушкодженнях в зоні дії захисту і не реагує на зовнішні КЗ та на струми нормального режиму роботи. Завдяки цьому такий захист називається захистом з абсолютною селективністю. Ця принципова особливість дає можливість виконати швидкодіючий захист без витримки часу та добрати струм спрацювання без урахування струмів

навантаження, але лише теоретично. Практично струм спрацювання ДСЗ має відстроюватись від струмів небалансу

$$I_{C.3} \geq K_H \cdot I_{\text{небаланс}} \quad (16.3)$$

де $I_{\text{небаланс}}$ враховує неоднаковість кривих намагнічування трансформаторів струму та стрибки струмів намагнічування силових трансформаторів, похибку регулювання напруги трансформаторів ГПП та схеми з'єднання трансформаторів струму при захисті силових трансформаторів.

Від так ДСЗ застосовується у вигляді струмової відсічки коли $I_{\text{небаланс}}$ і тоді $I_{C.3} = (3 \div 4) \cdot I_{\text{ном.ОЗ}}$ або ж застосовуються спеціальні пристрої ДСЗ з насиченими трансформаторами струму або диференційні захисти з гальмівними обмотками, які дозволяють в більшій мірі використати переваги ДСЗ завдяки тому, що в цьому випадку $I_{C.3} = (1,2 \div 1,3) \cdot I_{\text{ном.ОЗ}}$

16.2 Поперечний диференційний захист (Рис.16.2).

Застосовується для паралельних ліній, що приєднуються до шин підстанцій через один спільний вимикач. Паралельні лінії застосовуються, якщо пропускна спроможність однієї лінії недостатня.

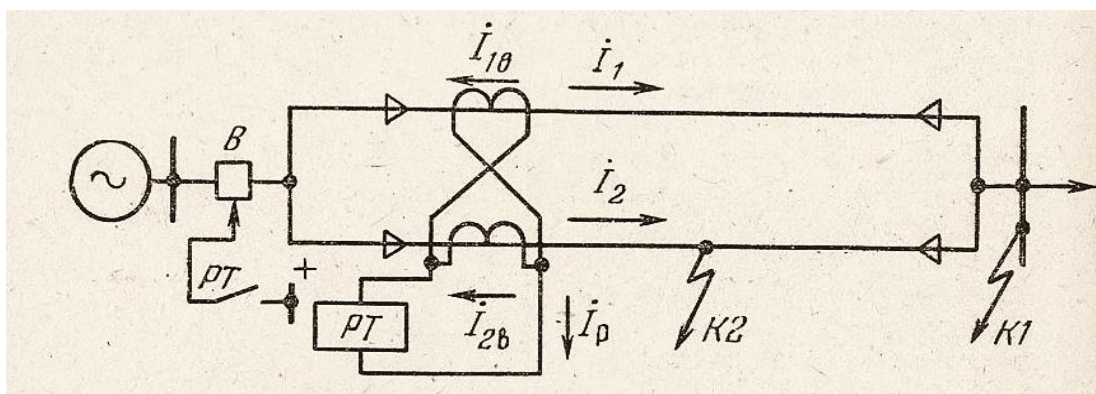


Рис.16. 2 Поперечний ДСЗ

Захист базується на порівнянні струмів однойменних фаз паралельних ліній. Для побудови захисту використовують трансформатори 1ТА і 2ТА з однаковими коефіцієнтами трансформації, що встановлюються на початку ліній І1 та І2 з боку живлення від підстанції «А».

Пускове реле КА з'єднується з трансформаторами струму за схемою на різницю струмів однойменних фаз подвійної лінії L у відповідності до схеми диференційного захисту з циркулюючими струмами, як і в поздовжньому ДЗ.

За прийнятим умовним напрямком струмів від шин А в лінію струм в реле визначається різницею струмів вторинних обмоток трансформаторів.

$$\dot{I}_P = \dot{I}_{1B} - \dot{I}_{2B}$$

У зв'язку з цим у нормальному режимі роботи обох ліній, або при зовнішніх КЗ, наприклад у точці К1, у котушці реле КА протікає лише струм небалансу. Для того, щоб захист не спрацював під дією струму небалансу приймають коефіцієнт надійності спрацювання $K_H = 1,3$

$$I_{C.P} = K_H \cdot I_{\text{небаланс.макс}} \quad (16.4)$$

Максимальний розрахунковий струм небалансу $I_{\text{небаланс.макс}}$ для захисту ліній з однаковими параметрами

$$I_{\text{небаланс.макс}} = \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{K_{an} \cdot K_{одн} \cdot I_{\text{к.зовн.макс}}}{2 \cdot K_{TA}} \quad (16.5)$$

де $\varepsilon = 10\%$ - десятивідсоткова максимальна допустима похибка трансформаторів струму в момент КЗ, для чого трансформатори обов'язково перевіряють в цьому режимі.

K_{an} – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової струму в момент виникнення КЗ.

$K_{одн} = 0,5 - 1$ – коефіцієнт однаковості кривих намагнічування трансформаторів струму.

У випадку КЗ в одній з ліній, наприклад в лінії l2 точка К2, рівність вторинних струмів $\dot{I}_{1B}$ та $\dot{I}_{2B}$ порушується і в реле з'являється струм небалансу $I_{нб}$, який при перевищенні струму спрацювання реле забезпечує приведення в дію захисту, спрацювання вимикача та знеструмлення ліній.

$$\dot{I}_P = |\dot{I}_{1B} - \dot{I}_{2B}| \geq I_{c.p.} \text{ умова спрацювання захисту.}$$

$K_{\eta} = \frac{I_{K.MIH}}{I_{C.3}} = \frac{I_K^{(2)}}{I_{C3}} \geq 2$ коефіцієнт чутливості поперечного ДЗ має бути не менше 2.

Оцінка поперечного ДСЗ:

1. Поперечний ДСЗ за принципом дії не захищає збірні шини з обох боків живлення лінії.
2. Спрацювання захисту при КЗ в одному ланцюзі подвійної лінії не залишає в роботі другий ланцюг, що потребує додаткового резервного захисту.
3. Захист не здатний визначити в якому з паралельних ланцюгів подвійної лінії має місце ушкодження.

Разом з цим, поперечний ДСЗ являє собою максимальний струмовий захист з абсолютною селективністю, оскільки його дія розповсюджується на паралельне коло, що утворюється з двох паралельних ліній однієї ЛЕП і не реагує на зовнішні КЗ.

16.3 Газовий захист

Внутрішні ушкодження масляних трансформаторів, що викликаються витковими замиканнями, або замиканням листів сталі магнітопроводу при порушенні ізоляції між ними. «Пожар сталі» супроводжуються локальним перегрівом обмоток трансформатора під дією струмів міжвиткових замикань, або магнітопроводу, внаслідок збільшення втрат на перемагнічування та вихрових струмів. Максимальний і диференціальний захисти від КЗ на цей вид ушкоджень не реагують, тому вони мають доповнюватися спеціальним захистом – газовим. Газовий захист фіксує появу і інтенсивність виділення газу та зниження рівня масла внаслідок ушкоджень трансформатора всередині баку. Утворення газу є наслідком розкладу трансформаторного масла та ізоляційних матеріалів під дією електричної дуги, та надмірного нагріву. Інтенсивність газоутворення залежить від характеру і розміру ушкодження. Це дає можливість виконати газовий захист, що здатний

розрізняти рівень ушкодження, і, в залежності від цього, діяти на сигнал, або на вимикання вимикача трансформатора.

Головним елементом газового захисту є газове реле KSG, що встановлюється у маслопроводі між баком трансформатора і розширювальним бачком (розширником). В експлуатації знаходяться газові реле поплавкового типу ПГЗ-22 з ртутними контактами. Більш досконалим вважається реле газове РГЧЗ-66 з чашкоподібними елементами 1 і 2 (Рис.16.3). Обидва елемента у вигляді плоскодонних алюмінієвих чашок мають можливість рухатися разом з розміщеними на них рухомих контактів 4 навколо своєї осі 3. Ці контакти замикаються з нерухомими контактами 5 у разі, коли чашки опускаються. У нормальному режимі, за наявності масла у середині корпусу реле, чашки утримуються пружинами 6 у такому положенні, щоб контакти були розімкнуті. Система налагоджена так, що маса чашки з маслом достатня для подолання сили пружин за відсутності масла у блоці реле. Завдяки цьому зниження рівня масла супроводжується опусканням чашок і замикання відповідних контактів. Спочатку опускається верхня чашка і контакт KSG1 замикає коло сигналізації (Рис.16.3, в). У разі інтенсивного газоутворення виникає потужний потік масла і газів з баку в розширник. На їх шляху знаходиться лопать 7, що діє разом з нижньою чашкою на спільний контакт. При швидкості потоку 0,6-1,2 м/с за час $t_{сз} = 0,05 - 0,5$ с лопать повертається і замикає контакт KSQ2 у колі живлення проміжного реле KL. Останнє своїм контактом KL замикає коло живлення електромагнітного привода вимикання вимикача Q з боку живлення трансформатора (Рис. 16.3, г).

Газовий захист вважається обов'язковим для трансформаторів $S_{ном} \geq 6300$ кВА і допускається при менших потужностях. Для цехових ТП, що встановлюється в приміщеннях, газовий захист має встановлюватися на усіх понижуючих трансформаторах незалежно від їх потужності.

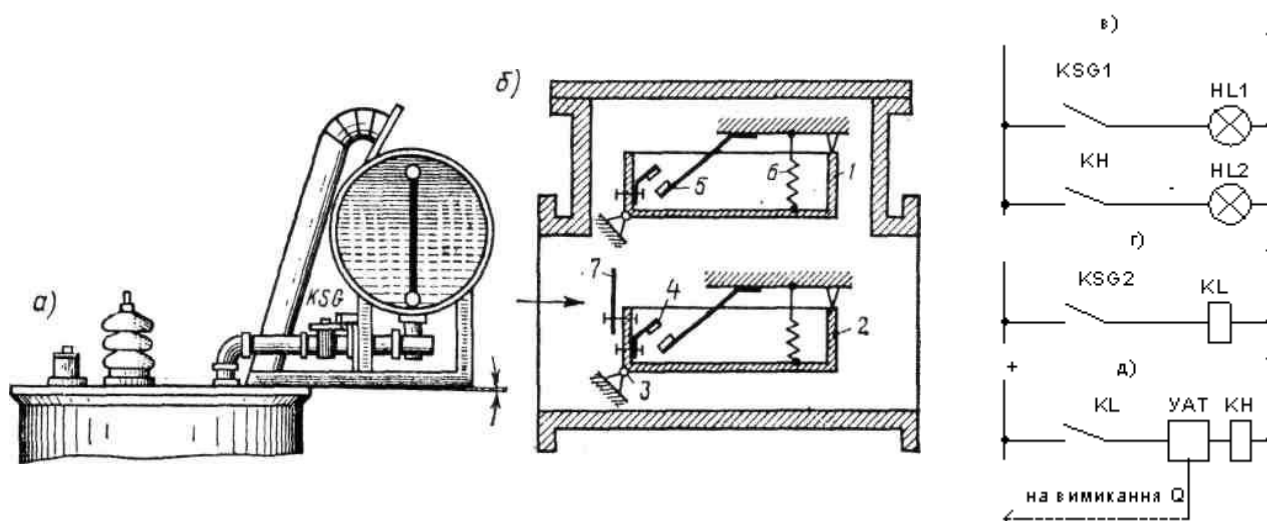


Рис. 16.3 Газове реле KSG(а), принцип дії реле РГЧЗ-66 (б) та вторинні кола сигналізації(в) і привода вимикання вимикача (г).

16.4 Застосування плавких запобіжників для захисту у мережах напругою вище 1кВ

Висока надійність і швидкодія, низька вартість і велика розривна спроможність плавких запобіжників, навіть за наявності деяких недоліків, визначили їх застосування як в мережах до 1кВ, так і в мережах високих напруг. Запобіжникам з кварцовим наповнювачем напругою вище 1кВ, завдяки високій швидкодії, притаманна особливо важлива обмежуюча властивість: розривати коло струму КЗ тоді, коли той ще не досяг амплітудного значення у першому півперіоді.

Плавкі запобіжники автоматично вимикають кола живлення ОЗ у разі КЗ, але після спрацювання запобіжника необхідно змінити плавку вставку або патрон, для того щоб підготувати пристрій для подальшої роботи, що виключає їх з процесу автоматизації поновлення напруги. Окрім того, для плавки запобіжників притаманні наступні недоліки:

спрацювання при струмі значно більшому за номінальний струм плавкої вставки, внаслідок чого безпечність окремих ланок кола не гарантується;

вимикання кола запобіжником з великою швидкістю викликає, як правило, перенапругу; можливий неповнофазний режим внаслідок перегорання вставки у одній фазі і подальша ненормальна робота мережі.

Незважаючи на ці недоліки плавкі запобіжники знаходять застосування для захисту невеликої потужності трансформаторів і електродвигунів, розподільних мереж та вимірювальних трансформаторів напруги.

Найбільш поширені газогенеруючі запобіжники з використанням твердих газогенеруючих матеріалів (фібри, вініпласта, тощо) типу ПСН-35 та кварцеві типу ПК-10(мал10).

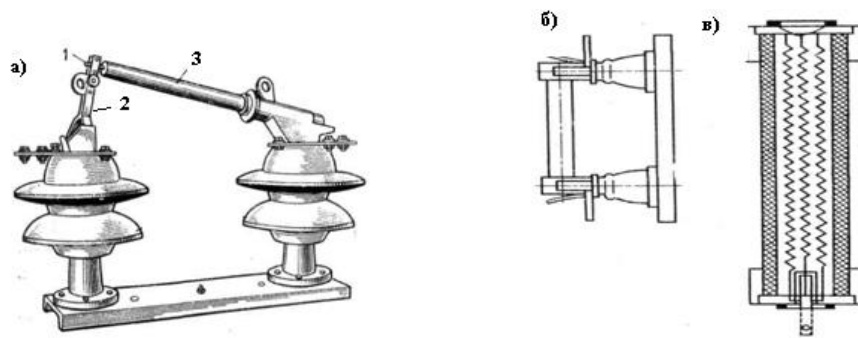


Рис. 16.4 Газогенеруючий запобіжник типу ПСН-35 (а), кварцовий типу ПК-10 (б) та патрон ПК-10 у розрізі без кварцового піску (в).

Плавка вставка запобіжника ПСН-35 (Рис. 16.4) розташована у середині патрона 3. У разі її перегорання контактний ніж 2 під дією пружини тягне за собою гнучкий зв'язок 1. Електрична дуга, що виникла на місці плавкої вставки, викликає горіння вініпластових стінок патрона і виділення газу. Тиск у патроні зростає і створює поздовжньо-поперечне дугтя під дією якого дуга гасне.

Запобіжники типу ПС з вихлопом (стріляючі) випускаються для зовнішньої установки у пристроях напруги 35-110 кВ. (ПС-35М розрахований на $I_{НОМ} = 10 - 100 А$ і струм вимикання $I_{вим} = 0,015 - 3,2 кА$ ПС-110У на $I_{НОМ} = 50 А$, $I_{вим} = 0,01 - 2,5 кА$)

У кварцових запобіжників типу ПК порцеляновий патрон для створення хороших умов гасіння дуги наповнений кварцовим піском і щільно

закритий з обох боків. Плавка вставка складається із декількох мідних посріблених вставок різних перерізів. Завдяки тому, що плавляться вони не одночасно довжина проміжків зменшується, а відтак обмежується зростання перенапруги на запобіжнику.

Кварцові запобіжники виготовляють на напруги до 220кВ, номінальні струми до 400 А і максимальну потужність вимикання КЗ до 500 МВА.

Запобіжники зазвичай включають перед вимикачами навантаження (QW) типу ВНП-16, що забезпечують захист від КЗ об'єкт захисту і сам вимикач.

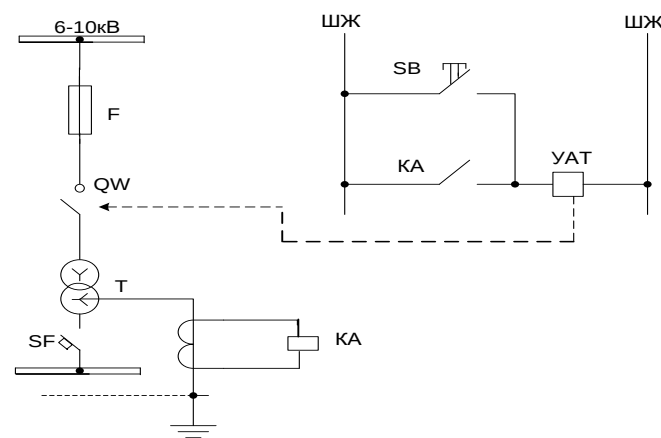


Рис. 16.4 Схема захисту цехових ТП запобіжниками

Для захисту мережі напругу U_m і струм вимикання $I_{\text{вим.ап.}}$ запобіжника добирають за умови

$$U_{\text{ном.ап}} = U_m, \quad I_{\text{вим.ап}} > I_P \quad (16.6)$$

а плавку вставку дано з урахуванням наступних умов

$$I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{роб.макс}}$$

$$I_{\text{вс.ном}} \geq \frac{I_{\text{пер}}}{K_{\text{пер}}} \quad (16.7)$$

де $k_n=1,1-1,25$ – коефіцієнт надійності;

$k_{\text{пер}}=1,6-2,5$ – коефіцієнт перенавантаження.

Тема 17 Заземлення електроустановок. Перенапруги в електроустановках

Лекція 17 Загальні відомості про заземлюючі пристрої. Штучні і природні заземлювачі і заземлюючі провідники. Розрахунок заземлюючих пристроїв та нормовані величини опорів заземлення. Загальні відомості. Класифікація перенапруг в системах електропостачання. Атмосферні перенапруги та засоби захисту. Обмеження комутаційних перенапруг. Обмежувачі перенапруг.

17.1 Заземлюючі пристрої

Заземленням називається навмисне електричне з'єднання будь-якої частини електроустаткування та іншого обладнання з заземлюючим пристроєм. Заземлення неструмопровідних частин електроустаткування з метою забезпечення електробезпеки називається **захисним**. Заземлення будь-якої струмопровідної частини електропристрою з метою забезпечення певного режиму його роботи називається **робочим** (заземлення нейтралі генераторів, трансформаторів, нульової точки, випрямлячів тощо).

Заземлюючим пристроєм називається сукупність заземлювача та заземлюючих провідників, що з'єднують електроустаткування з заземлювачем.

Заземлювачем називається електрод (сталевий кутник, пруток тощо) або сукупність електродів, закладати в землю на певну глибину. Розрізняють **штучні заземлювачі-електроди**, що влаштовують і **природні**, у якості яких слугують електропровідні частини споруд, будівель, водопроводів, обсадних труб артезіанських колодязів, свинцеві оболонки кабелів кількістю та інших підземних комунікацій, що знаходяться в землі.

Не допускається використовувати в якості природних заземлювачів трубопроводи горючих рідин і горючих або вибухонебезпечних газів, алюмінієві оболонки кабелів, алюмінієві провідники і кабелі, прокладені в тунелях, блоках, каналах.

Для зниження витрат, що йдуть на спорудження заземлюючих пристроїв, в першу чергу рекомендується використовувати природні заземлювачі. Величина опору розтікання цих заземлювачів визначається шляхом вимірів.

Якщо опір розтіканню природних заземлювачів недостатньо згідно норм, застосовують штучні заземлювачі.

Опором заземлення (заземлюючого пристрою) (R_z) називається відношення напруги, що виникає між заземлювачем і зоною нульового потенціалу (U_z) до струму (I_z), що стікає з заземлювача в землю, $R_z = U_z / I_z$. За способом виконання штучні заземлювачі поділяють на **вертикальні і горизонтальні**. Опір розтіканню окремого заземлювача залежить від питомого опору ґрунту та геометричних розмірів електрода і глибини закладення його в землю. Питомий опір залежить від складу ґрунту, її вологості, температури, наявності солей і таке інше. Опір розтіканню змінюється зі зміною пори року. Найменший питомий опір (ρ) для змішаних ґрунтів (глина, пісок, суглинки) дорівнює $1 \div 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а для кам'янистих порід $\rho = 300 \div 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Для того, щоб отримати певний мінімальний опір заземлюючого пристрою окремі заземлювачі з'єднують паралельно. Якщо відстань між ними невелика, поле розтікання струму кожного з них обмежується полями сусідніх заземлювачів і струм стікає в менший об'єм ґрунту зустрічаючи на своєму шляху більший опір. Це явище отримало назву взаємного екранування. В результаті екранування результуюча провідність паралельно з'єднаних окремих заземлювачів не дорівнює сумі провідностей окремих заземлювачів. Опір групового заземлювача (R_Σ), що складається з n – окремих вертикальних заземлювачів з опорами $R_{o,в}$

$$R_\Sigma = \frac{R_{o,в}}{\eta \cdot n} \quad (17.1)$$

де η – **коефіцієнт екранування**, що залежить від кількості та взаємного розташування заземлювачів, зокрема відношення відстані між ними (a) та довжиною заземлювача (a/l). Для того, щоб забезпечити надійний контакт з шарами ґрунту, що не висихають і не замерзають, заземлювачі мають бути заглиблені не менш як 0,7 м від поверхні землі до верхньої точки вертикального заземлювача.

За способом розміщення заземлювачів розрізняють **виносне (зосереджене) і контурне заземлення**. У першому випадку складний заземлювач зосереджують в одному певному місці на відстані 2,5 - 3 м між окремими вертикальними заземлювачами, у другому – по контуру промайданчика.

Електроустаткування приєднується до виносного групового заземлювача за допомогою **магістрального заземлюючого** провідника з відгалуженнями до окремих установок промайданчика.

При контурному заземленні заземлювачі розміщують по периметру території, а то і в середині її. Контурне заземлення рекомендується завжди, а для електропристроїв напругою вище 1 кВ є обов'язковим.

В пристроях з великими струмами замикання на землю вертикальні заземлювачі і сталеві полоси що їх з'єднують розташовують таким чином, щоб забезпечити рівномірний розподіл потенціалів на поверхні території. З цією метою уздовж вісі розташування обладнання на глибині 0,5 м прокладають вирівнюванні провідники, які через кожні 6 м з'єднують з поперечними заземлюючими провідниками.

17.2 Розрахунок заземлюючих пристроїв

Перш за все визначають опір природних заземлювачів шляхом вимірювання. Розрахунок штучних заземлювачів полягає у визначенні кількості окремих вертикальних, які у сукупності з природними забезпечують нормовану величину опору заземлення заземлювачів і виконується у наступному порядку.

1. Уточнюють необхідне у відповідності до ПУЕ і ПБ нормоване значення заземлюючого пристрою R_z .

В мережах з глухозаземленою нейтраллю напругою $U \geq 110$ кВ, R_z має бути не більше як 0,5 Ом;

В мережах з ізольованою нейтраллю напругою вище 1 кВ опір групового заземлюючого пристрою R_3 повинен бути не більш як 10 Ом і визначається струмом замикання на землю та умовами роботи електрообладнання:

при заземленні електроустаткування лише напругою 6-35кВ

$$R_3 = 250/I_3 \leq 10 \text{ Ом}; \quad (17.2)$$

при одночасному заземленні електроустаткування до і вище 1кВ

$$R_3 = 125/I_3 \leq 10 \text{ Ом} \quad (17.3)$$

де I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, А

(для мереж 6-10кВ $I_3 \approx U_{\text{л}}(L_{\text{пл}} + 35L_{\text{кл}})/350$, де $U_{\text{л}}$ – лінійна напруга, кВ;
 $L_{\text{пл}}, L_{\text{кл}}$ – довжина лінії ПЛ і КЛ, км).

В електроустановках напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю опір заземлюючого пристрою $R_3 \leq 4 \text{ Ом}$.

В електроустановках напругою до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю опір заземлюючого пристрою залежить від лінійної напруги

$R_3 \leq 2 \text{ Ом}$ (при $U_{\text{л}}=660 \text{ В}$), $R_3 \leq 4 \text{ Ом}$ (при $U_{\text{л}}=380 \text{ В}$), $R_3 \leq 8 \text{ Ом}$ (при $U_{\text{л}}=220 \text{ В}$),.

Якщо заземлюючий пристрій є спільним для розподільних пристроїв різних напруг, то за розрахункову величину приймають найменше значення з нормованих величин.

2. Визначають опір штучного групового заземлювача $R_{\Sigma \text{шт}}$, у разі, якщо опір природнього заземлювача $R_{\text{пр}}$ більший за нормовану величину заземлення R_3

$$1/R_{\Sigma \text{шт}} = 1/R_3 - 1/R_{\text{пр}}, \text{ або } R_{\Sigma \text{шт}} = R_{\text{пр}} R_3 / (R_{\text{пр}} - R_3) \quad (17.4)$$

3. Приймають за довідковими розрахунковий питомий опір ґрунту ρ з урахуванням коефіцієнтів, що враховують сезонні зміни.

4. Визначають опір розтіканню окремого заземлювача обраного типу і геометричних розмірів та глибини розташування.

Для вертикального окремого заземлювача (електрода)

$$R_{o.з.} = \frac{\rho}{2\pi\ell} \ln \frac{4\ell}{d} \quad (17.5)$$

де ρ – питомий опір ґрунту, Ом см; ℓ – довжина електрода, см (для сталевих кутників 50х50х5 або труби діаметром $d \geq 40$ мм; $\ell = 2,5 \div 3$ м, для прутка $d = 12 - 14$ мм; $\ell = 5$ м); d – діаметр електрода, мм (для кутника $d \approx 0,95 b_{\text{кут}}$, де $b_{\text{кут}}$ – ширина сторін кутника, мм);

Для горизонтального заземлювача з смуги сталі шириною b (см), довжиною ℓ (см) в землю під шар ґрунту товщиною t (см)

$$R_{o.г.} = \frac{\rho}{2\pi\ell} \ln \frac{2\ell^2}{bt} \quad (17.6)$$

5. Визначають приблизну кількість вертикальних окремих заземлювачів (n_b) з урахуванням коефіцієнта екранування η (значення η добирається за відношенням a/ℓ , де a – відстань між одинарними електродами-заземлювачами; ℓ – довжина електрода)

$$n_{г.} = \frac{R_{o.в.}}{\eta \cdot R_{в\Sigma}} \quad (17.7)$$

6. За потребою визначають сумарний опір розтіканню горизонтальних електродів (з'єднувальних сталевих полос)

$$R_{в\Sigma} = \frac{R_{ог}}{\eta \cdot n_{г.}} \quad (17.8)$$

де $n_{г.}$ – кількість горизонтальних електродів; $R_{ог}$ – опір однієї сталевої з'єднувальної полоси.

Сталеві горизонтальні полоси, що застосовуються для електричного зв'язку між вертикальними електродами слугують додатковим заземлювачем, але внаслідок великого опору вони мало впливають на загальний опір заземлюючого пристрою, а тому враховуються лише у разі великих контурних заземлювачах.

Переріз заземлюючих провідників в установках з ізолюваною нейтраллю до і вище 1 кВ добирають за тривалим допустимим нагрівом, але не менше

мінімальних перерізів, рекомендованих ПУЕ (120 мм² – для сталі; 35 мм² – для алюмінію і 25 мм² для міді).

В установках 110 кВ і вище з заземленою нейтраллю, де струми замикання на землю більше 500А, переріз заземлюючих провідників має бути таким, щоб при протіканні струмів однофазного КЗ на землю температура нагріву їх не перевищувала 400 °С протягом часу, що необхідний для вимкнення ушкодження релейним захистом.

17.3 Захист електроустановок від перенапруг. Види перенапруг

Перенапряга – це збільшення різниці потенціалів на ізоляції електроустановки понад розрахункову (робочу) величину. небезпечність перенапруги у її наслідках, а саме – пробій ізоляції.

Перенапруги поділяються на:

- а) **внутрішні**, що виникають внаслідок перехідних електромагнітних процесів в СЕП;
- б) **зовнішні**, що виникають в результаті атмосферних електричних розрядів.

Внутрішні перенапруги в свою чергу поділяються на **комутаційні та резонансні**.

Причиною комутаційних перенапруг є коливання внутрішньої електромагнітної енергії при вимиканні – вмиканні трансформаторів, ліній та інших комутаціях такі коливання мають періодичний характер з частотою до 1000Гц і тривалістю до 1с.

Величина перенапруги сягає $(3-5)U_{ф.ном}$ і залежить від співвідношення $L-C$ кола. Наприклад при вимиканні ненавантаженого трансформатора, тобто при комутації його струму холостого ходу звільняється електромагнітна енергія $Li^2 / 2$ що перетворюється у електричну $CU_C^2 / 2$.

Якщо знехтувати втратами, що між ними існує рівність $Li^2 / 2 = CU_C^2 / 2$, рішення якої дозволяє визначити перенапругу

$$U_{\text{пер}} = i \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Враховуючи, що ємність ЕУ C невелика а індуктивність $L \geq 0$, перенапруги досягають небезпечних для ізоляції величин (4-5) $U_{\text{ном}}$ особливо при застосуванні сучасних швидкодіючих вимикачів. Крім того комутаційні перенапруги виникають при роботі колекторних машин, напівпровідникових перетворювачів і та ін.

Захист від комутаційних перенапруг здійснюють за допомогою різноманітних R - C шунтів та обмежувачів перенапруги (ОПН), що з успіхом заміняють вентильні розрядники (РВ).

Резонансні перенапруги за своєю природою аналогічні, тобто залежить від R - L - C кола де вони виникають і умови резонансу $X_L = X_C$. Вони мають місце при дугових розрядах при однофазних замиканнях на землю в мережах 6-35 кВ з ізольованою нейтраллю.

Величина перенапруг сягає (2-3) $U_{\text{ф.ном}}$, а обмежують такі перенапруги штучними методами: шляхом зниження ємності мережі і відповідно ємнісних струмів однофазних замикань на землю, до критичної величини 30-20-10А відповідно для напруги мережі 6-10-35кВ. З цією метою зменшують сумарну довжину лінії мережі, розділяють мережу навпіл і застосовують відокремлене живлення окремих ланок від трансформаторів триобмоткових, з розщепленими обмотками і та ін. та застосовують дугогасні котушки (ДГК).

Атмосферні перенапруги виникають внаслідок впливу на електроустаткування (ЕУ) атмосферних електричних розрядів. На відміну від комутаційних вони не залежать від величини робочої напруги ЕУ.

Атмосферні перенапруги поділяються на **індуковані** перенапруги та на перенапруги **від прямого удару блискавки**.

Індуковані перенапруги виникають при атмосферних розрядах поблизу ЕУ та повітряних ЛЕП внаслідок індуктивного впливу.

В ЕУ, в яких використовуються троси, амплітуда перенапруги не перевищує 300-400кВ, тому вони небезпечні для ЕУ з робочою напругою до 35кВ і не створюють небезпеки для ЕУ 110кВ і вище.

Перенапруги від прямого удару блискавки найбільш небезпечні. Струми блискавки можуть бути від 10кА до 250кА, і частіше всього порядку 25кА. Швидкість зміни струму блискавки і крутизна переднього фронту хвилі різна. Зазвичай в розрахунках приймають $di/dt = 50\text{кА/мкс}$ при амплітуді 200кА

Захист від прямих ударів блискавки. Захист станцій повітряних ЛЕП, інженерних споруд, вибухонебезпечних приміщень, заводських труб і інших об'єктів здійснюють за допомогою блискавковідводів.

Блискавковідвід складається: з металевого блискавкоприймача, який височіє над об'єктом захисту і сприймає атмосферний розряд (удар блискавки) та зі струмовідвідного спуску з заземлювачем, через який струм блискавки відводиться в землю.

Простір поблизу блискавковідводу, в межах якого ураження блискавкою малоймовірне, називається **зоною захисту** блискавковідводу. За конструкцією блискавковідводи поділяють на **стрижневі** – для захисту споруд і **тросові** – для захисту повітряних ліній електропередачі.

Стрижневі блискавковідводи (Рис. 17.1). Зона захисту одного стрижневого блискавковідводу являє собою конус з перерізом в горизонтальній площині у вигляді кола з радіусом r_x на висоті h_x . При висоті блискавковідводу $h \leq 60$ м:

$$r_x = 1.6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} \quad (17.9)$$

де $h - h_x = h_a$ – активна висота. При $h \geq 150$ м розрахункова захисна зона одинокого стрижневого блискавковідводу являє собою конус з висотою $h_0 = 0.85 \cdot h$ і радіусом r_0 на рівні землі $r_0 = 1.1 \cdot h - 0.02 \cdot h^2$.

Допустима відстань в повітрі $S_{\text{пов}}$ при прямому ударі при прямому ударі у блискавковідвід визначається імпульсною напругою ($U_{\text{имп}}$) у точці, що розташована над землею на висоті (l)

$$U_{\text{имп}} = i_{\text{бл}} \cdot R_{\text{лмн}} + L \frac{di}{dt}, \quad (17.10)$$

де $i_{\text{бл}}$ – миттєве значення струму блискавки;

$R_{\text{лмн}}$ – імпульсний опір заземлювача;

L – індуктивність струмовідводу довжиною l від заземлювача до точки, що розглядаються на висоті споруди h_x .

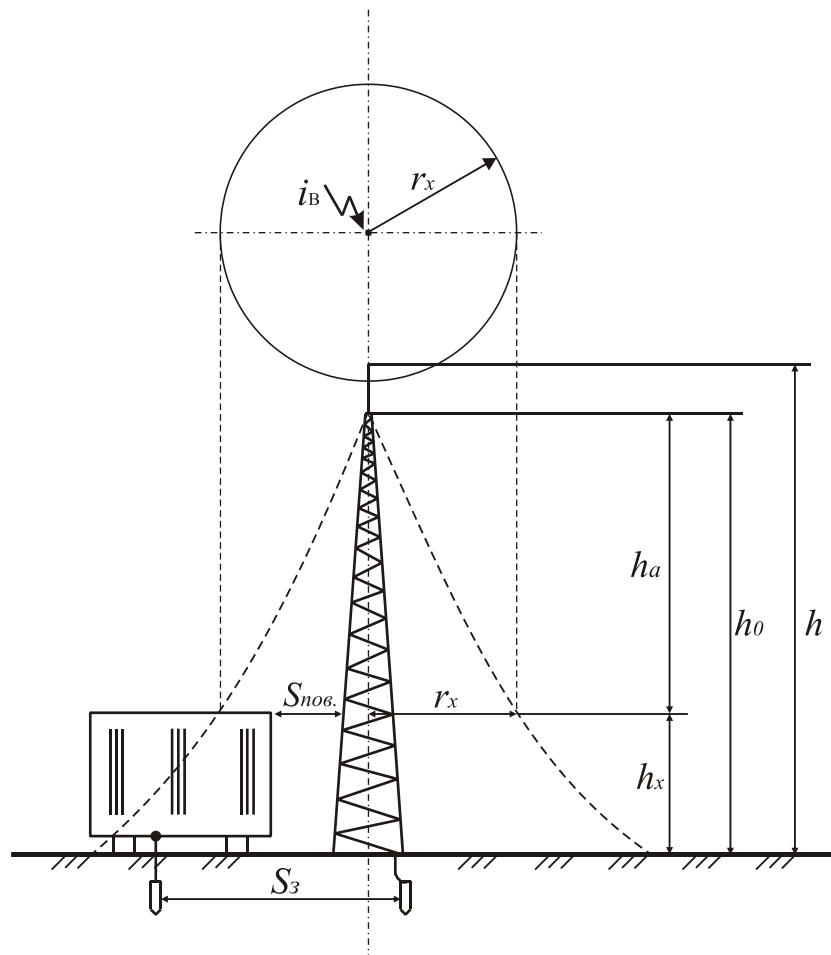


Рисунок 17.2 Стрижневий блискавковідвід та зона його захисту

Якщо $I_{\text{бл}} > 150$ кА, то $\omega \cdot l = l = h_x$, а амплітуда імпульсної напруги визначається виразом:

$$U_{\max} = \frac{I_{\text{бл}}}{2} \cdot (R_{\text{имн}} + \sqrt{R_{\text{зм}}^2 + h_x^2}) \quad (17.11)$$

У цьому випадку мінімальна відстань

- у повітрі: $S_{\text{пов}} = \frac{U_{\max}}{E_{\text{пов}}}$, де $E_{\text{пов}}$ напруженість електричного поля $500 \frac{\text{кВ}}{\text{м}}$;

- у землі: $S_z = \frac{I_{\text{бл}} \cdot R_{\text{имн}}}{E_z}$, де $E_z = 300 \frac{\text{кВ}}{\text{м}}$

Головна задача при цьому полягає у виборі такої висоти блискавковідводу h , що об'єкт знаходиться у зоні захисту.

Тросові блискавковідводи (Рис. 17.2). Застосовуються для захисту від прямих ударів блискавки в ЛЕП напругою 110 кВ і більше виконаних на металевих або металево-бетонних опорах. При напругах ЛЕП < 110 кВ, тросовий захист встановлюється лише на підходах до підстанцій за 1-2 км.

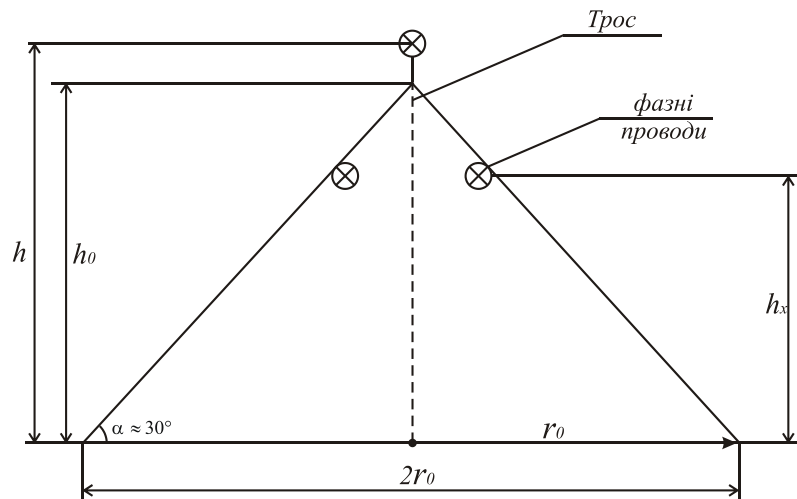


Рисунок 17.2 Тросовий блискавковідвід та зона його захисту

Зона захисту одинокого тросового блискавковідводу з висотою у точці найбільшого провисання h , являє собою поздовжню горизонтальну призму з висотою $h_0 = 0.85h$ і основою на одну сторону на рівні:

$$r_0 = 1.35 \cdot h - 0.025 \cdot h^2 \quad (17.12)$$

Захист від хвиль перенапруги. Для захисту лінійної ізоляції повітряних ЛЕП від атмосферних перенапруг застосовуються трубчасті розрядники (РТ). Вони складаються з послідовно з'єднаних зовнішнього іскрового проміжки

ІІ, що монтується у трубці з газогенеруючого матеріалу (фібра, вініпласт, органічне скло).

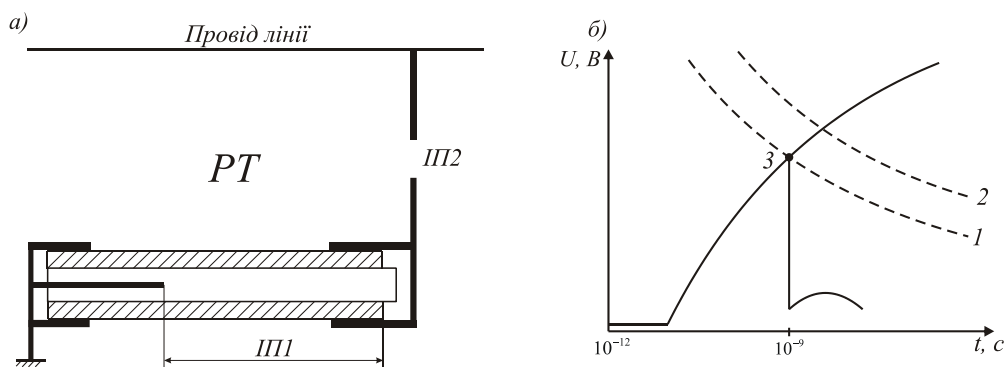


Рисунок 17.3 Схема приєднання розрядника РТ до лінії (а) та вольт-секундна характеристика іскрового проміжку і об'єкта захисту (б).

Головними елементами розрядника є іскрові проміжки ІІ (Рис. 17.3). Зовнішній проміжок ІІ2 слугує для того, щоб трубка розрядника не знаходилася під дією струмів витоку. Внутрішній (ІІ1) знаходиться в трубці. Для того, щоб розрядник виконував свої функції вольт-секундна характеристика його (1) повинна бути нижче характеристики об'єкта захисту (2), як це видно з рис. 17.3 (б). У разі перенапруги обидва ІІ пробиваються (точка 3) і через розрядник на землю протікає струм атмосферного розряду. При цьому хвиля перенапруги зрізається, але одночасно зі струмом розряду через ІІ виникає коло короткого замикання на землю струму робочої частоти. Цей струм називається супроводжуючим. Якщо не поновити напругу на ІІ однофазне КЗ в мережах з заземленою нейтраллю зумовить спрацювання захисту і знеструмлення лінії. Для того, щоб захист не спрацював передбачається ІІ1, під дією струм КЗ в якому утворюється електрична дуга. В результаті високої температури дуги стінки трубки генерують велику кількість газів, які під високим тиском вибиваються з трубки і розривають дугу. Дуга гасне протягом 1-2 періодів, після чого напруга в ЕУ поновлюється.

Трубчасті розрядники виготовляють типів: РТФ (фіброві) і вінілпластові РТВ на напруги 6-10 кВ.

Для захисту підстанційного обладнання застосовуються вентильні розрядники РВ і РВП, вольт-секундні характеристики яких, на відміну від трубчастих, більш їм відповідають. Вентильний розрядник складається з шести ІП та семи вілітових шайб (при $U_m = 6\text{ кВ}$). Вілітові шайби являють собою спеціальний напівпровідник, опір якого різко зменшується зі збільшенням прикладеної напруги. Конструктивно ІП і шайби вмонтовуються в порцеляновий циліндр, з обох боків облаштованого контактними вузлами приєднання до фазного проводу і до заземлювача. Як у трубчастих розрядників у разі хвилі перенапруги ІП пробиваються, напруга хвилі знижується і слідом за імпульсним струмом розряду протікає супроводжуючий струм робочої частоти. Але, оскільки робоча напруга менше за перенапругу; опір вілітових шайб різко збільшується, струм знижується і в перший же період при переході через нуль зникає зовсім.

Вентильні розрядники поділяють на станційні РВС на 15-220 кВ, з магнітним гасінням РВМГ на 110-500 кВ, підстанційні РВП на 6-10 кВ та РВМ на 6-35 кВ.

Обмежувачі перенапруги (ОПН). Обмежувачі перенапруги (ОПН) являють собою розрядники без іскрових проміжків. Активною частиною ОПН є резистори з високо нелінійною ВАХ, що дозволяє протягом тривалого часу знаходитись під дією робочої напруги, забезпечуючи при цьому глибокий рівень захисту від перенапруги. Складається активна частина обмотувала з декількох металооксидних нелінійних резисторів, які виготовляються за керамічною технологією з окису цинку (ZnO) з добавками окислів інших металів.

В нормальному режимі роботи струм через ОПН має ємнісний характер і складає доли міліметра. У разі виникнення хвилі перенапруги резистори обмежувача переходять в стан провідності і обмежують подальше зростання

напруги на виводах. Зі зниження перенапруги ОПН повертається в непровідний стан.

ОПН – це розрядники без іскрових проміжків (ІП) і не мають напруги пробою як ІП та РП, а характеризується залишковою напругою ($U_{\text{зал.}}$), за яку приймають максимальне значення напруги на виводах ОПН при протіканні через нього імпульсу струму заданої форми. Як правило, це прямокутні імпульси нормованої тривалості: $\frac{1}{4}$ мкс, $\frac{30}{60}$ мкс ($\frac{40}{90}$ мкс). Захисні вольт-амперні характеристики обмежувачів серії ОПН-КР/TEL достатньо повністю описуються саме цими трьома видами імпульсів (Рис.17.4)

Захист підстанцій від набігаючих хвиль досягається встановленням вентильних розрядників і здійсненням заходів на підході лінії до розподільчого пристрою.

Захист вентильного розрядника від імпульсних струмів блискавки, у багато разів переважаючих нормований імпульсний струм розрядника, здійснюється створенням шляхів відводу в землю більшої частини струму блискавки ще на підході лінії до підстанції. Обмеження величини імпульсного струму через вентильний розрядник досягається обмеженням амплітуди хвиль, що набігають на підстанцію. На рис.17.5 показана схема захисту розподільного пристрою 35-110 кВ.

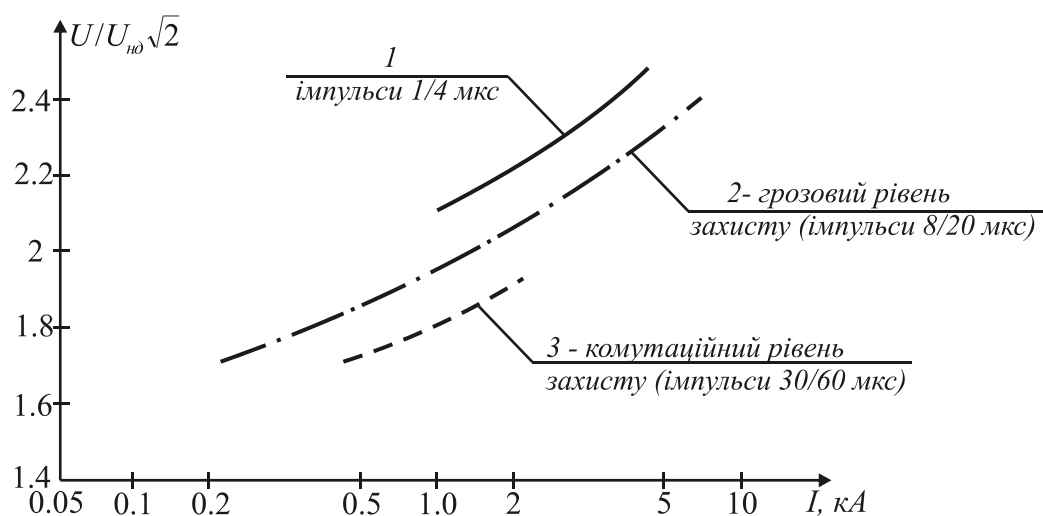


Рисунок 17.4 Захисні характеристики обмежувачів перенапруг

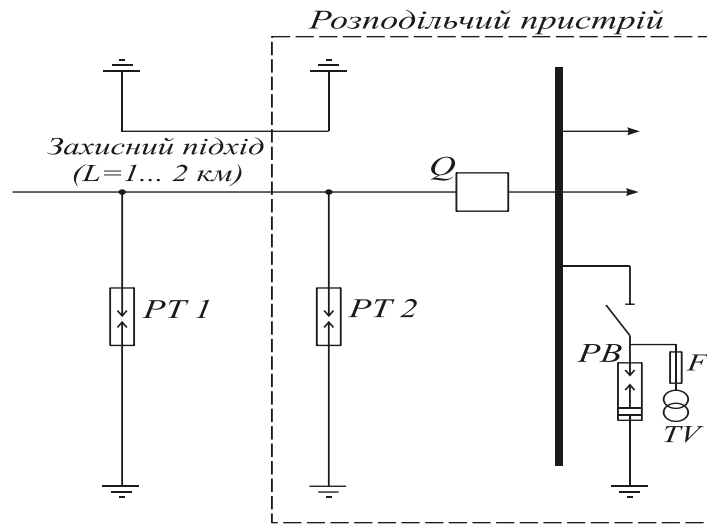


Рисунок 17.5 Схема захисту РП-35(110) кВ

Для запобігання прямого удару блискавки в лінію без троса лінійні підходи на ділянці 2 км захищають тросовими блискавковідводами на початку обмеження амплітуди хвиль, що набігають.

На лініях з металевими і залізобетонними опорами, що мають, як правило, тросовий захист по всій довжині лінії, розрядники РТ1 не встановлюють.

Розрядник РТ2 призначений для захисту лінійних вводів самого вимикача при відключеному положенні.

Тема 18 Автоматизація в системі електропостачання промислових підприємств.

Лекція 18 Вимоги та засоби автоматизації. Автоматичне вмикання резерву (АВР). Автоматичне повторення вмикання (АПВ). Автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

18.1 Вимоги та засоби автоматизації

Основна задача автоматизації в системі електропостачання - забезпечення безперебійної роботи підприємства. Це особливо важливо для підприємств, споживачі електроенергії яких належать до першої та другої категорії за надійністю електропостачання. Окрім того, довільне знеструмлення потужного споживача здатне значно вплинути на роботу енергосистеми і навіть створити аварійні режими.

Автоматизація дозволяє перевести підстанції на роботу без постійного чергування персоналу, що зменшує експлуатаційні витрати та сприяє зниженню аварій, що визначаються людськими факторами.

Автоматизація в системах електропостачання підприємств забезпечується пристроями мережевої автоматики, самозапуском електродвигунів та диспетчерським керуванням. До пристроїв мережевої автоматики відносяться пристрої автоматного вмикання резерву (АВР), пристрої автоматичного повторного вмикання (АПВ), пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР).

Головні вимоги до пристроїв автоматизації – простота та надійність. Виконання цих вимог забезпечується за рахунок використання в системах електропостачання промислових підприємств розімкнених ліній електричних мереж, у яких пристрої мережевої автоматики значно підвищують надійність та забезпечують безперебійність роботи окремих елементів системи електропостачання.

18.2 Автоматичне вмикання резерву (АВР)

В системах електропостачання промислових підприємств у разі двох і більше джерел живлення, розподільчі мережі виконують , в основному, за

розімкненою схемою. До того ж джерела ввімкнення але непов'язані між собою і кожен з них забезпечує живлення певних ЕП. Такий режим роботи мережі пояснюється задачами: зменшення струмів КЗ, спрощення РЗ, створення необхідного режиму за напругою тощо. Надійність електропостачання розімкнених мереж більш низька ніж замкнених.

Електропостачання ЕП, які втрачають живлення з певних причин, можливо поновити шляхом автоматичного приєднання до іншого ДЖ за допомогою пристрою АВР. Пристрій АВР застосовується для автоматичного поновлення живлення ЕП при наявності у ЕП двох або більше джерел живлення:

- а) на секційному вимикачі;
- б) на резервній лінії;
- в) на резервному трансформаторі;
- г) на резервному електродвигуні.

Структурна схема АВР на секційному вимикачі Q3 (СВ) приведена на рис.18.1.

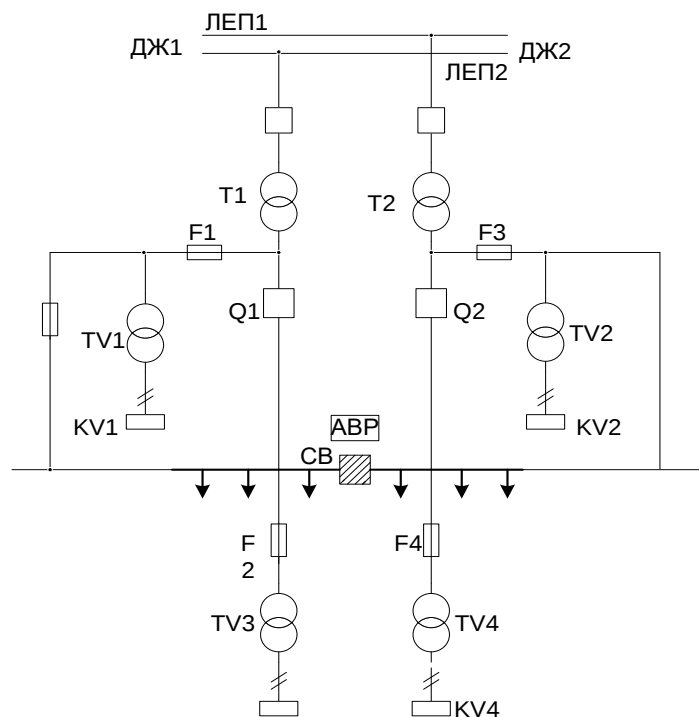


Рис.18.1 Структурна схема АВР на секційному вимикачу Q3.

Успішність дії АВР складає 90-95% і досягається завдяки забезпеченню наступних вимог:

- Пристрій АВР має бути у стані постійної готовності до дії і спрацювати, у разі зникнення живлення на робочому ДЖ з будь-якої причини при наявності напруги $U_{ном}$ на резервному ДЖ;
- Інформаційною ознакою пуску АВР є зникнення напруги на шинах споживачів, а пусковим органом АВР є реле мінімальної напруги, що реагують на мінімальну напругу або на її зникнення;
- АВР повинно мати мінімально можливий термін спрацювання t_{ABP} , з метою для скорочення часу знеструмлення та забезпечення своєчасного само запуску електродвигунів;
- АВР має забезпечувати певну кратність дії, щоб уникнути багатократного увімкнення резервного джерела на стійке КЗ;
- АВР має забезпечувати разом з захистом швидке вимикання резервного ДЖ при пошкодженні.

Термін спрацювання АВР вибирається з запасом відстрочки від часу дії РЗ

$$t_{ABP} = t_Q + t_{zan}, \approx 0,5 - 0,7 \text{ с.} \quad (18.1)$$

18.3 Автоматичне повторення вмикання

Пристрої АПВ призначаються для автоматичного поновлення живлення після вимикання релейним захистом певної електроустановки з повітряною ізоляцією, ізоляційні властивості якої здатні відновлюватися після короткочасної дії короткого замикання, наприклад, після перекриття фазних провідників ПЛ, шин відкритих підстанцій, ошиновок трансформаторів, збірок кабельних ліній, або у результаті атмосферних електричних зарядів і т. ін. Успішність дії пристроїв АПВ в системах електропостачання складає 70-75%.

Умови застосування АПВ:

а) на повітряних лініях напругою $U > 1000\text{В}$ та кабельно-повітряних лініях у разі, коли вони обладнані вимикачами, які мають можливість автоматичного керування;

б) одиночні трансформатори потужністю $S_{\text{н.т.}} > 1000 \text{ кВА}$, у разі вимкнення їх максимальним струмовим захистом (МСЗ);

в) кабельні лінії напругою до 35kV , у разі живлення ними декількох підстанцій і відсутності АВР;

г) шини підстанцій, якщо застосування АВР ускладнене, але шини обладнані захистом;

д) електродвигуни важливого технологічного значення, що підлягають відключенню на термін самозапуску інших не менш відповідальних двигунів.

Як правило, застосовують однократне АПВ, але в зонах з високою грозовою активністю може бути дво- і навіть трикратне АПВ. В мережах напругою $6\text{-}35 \text{ кВ}$, звичайно, застосовується трикратне АПВ. В мережах з заземленою та ефективно-заземленою напругою ($U \geq 110\text{kV}$), де мають місце великі струми однофазного КЗ, застосовують однократні АПВ.

Ефективність застосування пристроїв АПВ забезпечується чіткими функціональними можливостями їх схем, а саме:

- а) блокування дії АПВ у разі вимикання вимикача оператором;
- б) оптимальною швидкістю дії АПВ;
- в) блокування дії АПВ у разі багатократного вмикання на стійке КЗ;
- г) виконання заданої кратності дії АПВ.

Розрахунок параметрів АПВ полягає у визначенні часу готовності приводу вимикача ($t_{\text{ГП}}$) після вимикання ($t_{\text{вимик Q}}$), вмикання ($t_{\text{вмик Q}}$), спрацювання захисту ($t_{\text{сз}}$) та часу запасу ($t_{\text{зан}}$), які враховуються у залежності від заданої кратності дії АПВ:

- однократне АПВ $t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{ГП}} + t_{\text{зан}}, \leq 0,5 - 0,7 \text{ с.}$
- двократне АПВ $t_{\text{АПВ2}} = t_{\text{АПВ1}} + t_{\text{вимик Q}} + t_{\text{вмик Q}} + t_{\text{сз}} + t_{\text{зан}}, \leq 15 - 20 \text{ с.}$
- трикратне АПВ $t_{\text{АПВ3}} \leq 100 \text{ с.}$

Принцип дії пристроїв АПВ базується на «невідповідності» ключа керування вимикачем, яке створюється внаслідок того, що ключ залишається після вмикання в положенні «Ввімкнено» навіть тоді, коли захист вимкне вимикач. Використовуючи один з контактів ключа та допоміжний контакт вимикача Q, створюється коло для запуску реле повторного вмикання типу РПВ, яким обладнуються шафи КРУ-6(10)кВ, в залежності від типу приводу вимикачів (РПВ-358, РПВ-58 та ін.).

18.4 Автоматичне частотне розвантаження (АЧР)

Частота змінного струму визначається кутовою частотою обертання синхронних генераторів і є одним з важливих показників якості електроенергії. При усталеній частоті має місце баланс між активною потужністю, що виробляють генератори P_G і потужністю навантаження P_H що споживається, тобто $P_G = P_H$. Регулювати частоту з успіхом можливо тільки до тих пір, коли генератори завантажені не повністю. Звичайно резерв, близько 10%, на станціях передбачається. При відсутності резерву генераторної потужності, або у разі підвищення навантаження виникає дефіцит генераторної потужності, внаслідок чого знижується частота.

Тривала робота з пониженою частотою ($f < 48$ Гц) недопустима, оскільки знижується швидкість електродвигунів, падає продуктивність, порушується технологічні процеси, а на електростанціях знижується генераторна потужність, що виробляється, та величина ЕРС. Дефіцит активної потужності зростає, а дефіцит реактивної потужності падає, що може призвести не тільки до аварійного зниження частоти ($f \leq 45$ Гц), коли настає «лавина частоти», але й до лавиноподібного зниження напруги та порушення роботи всієї системи електропостачання: дії пристроїв захисту, автоматики і т. ін. В таких випадках для поновлення заданого режиму роботи застосовують пристрої АЧР, які автоматично вимикають частину найменш відповідальних споживачів. Вимикання споживачів пристроями АЧР виконується при зниженні частоти до 47-48 Гц.

Потужність ЕП, що повинна вимикатись, можливо визначити приблизно з урахуванням того, що зниження частоти на $\Delta f = 1\%$ супроводжується зменшенням сумарного навантаження на $\Delta P_H = 1,5 - 2\%$, а більш точніше за співвідношенням:

$$P_{\text{вимик}} = \frac{(50 - f)}{50} \cdot k_{p.e.n.} \cdot P_{n.ном} \quad (18.2)$$

де $k_{p.e.n.}$ - регулюючий ефект навантаження $k_{p.e.n.} = \frac{\Delta P_{H\%}}{\Delta f\%}$

$P_{n.ном}$ - номінальне навантаження при $f = 50$ Гц.

18.5 Автоматичне регулювання потужності конденсаторних установок (КУ)

Конденсаторні установки складаються із секцій конденсаторних батарей певної реактивної потужності. Регулювання потужності КУ можливе тільки дискретне. Ступінь дискретності визначається мінімальною реактивною потужністю $Q_{KB.min.}$. Кількість ступенів КУ залежить від добового графіка $Q_{ку} = f(T)$, та можливості оптимального набору секцій КБ на кожну ступінь регулювання (рис.18.2).

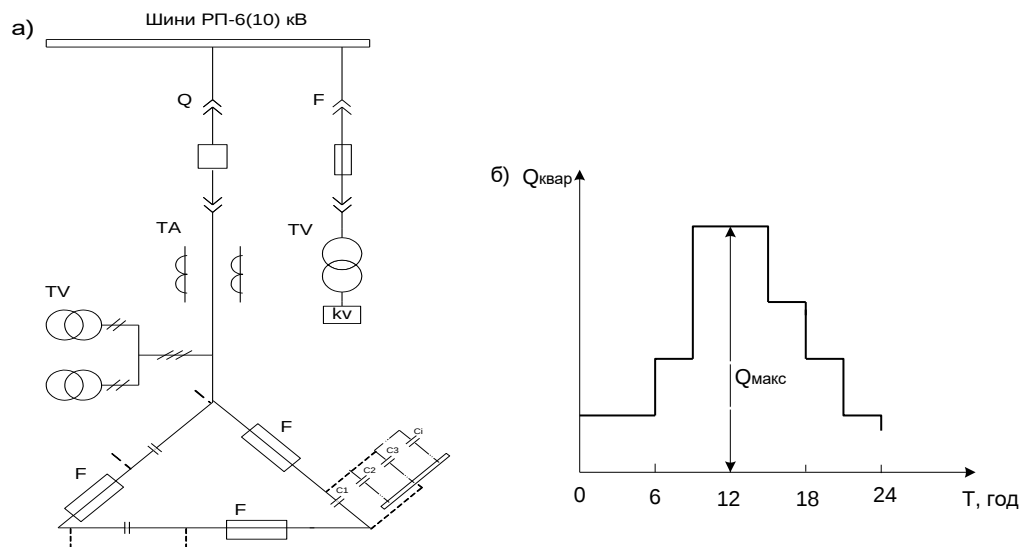


Рис.18.2. Схема приєднання конденсаторної установки з автоматичним регулюванням потужності (а) та показовий добовий графік потужності $Q_d = f(T)$, (б).

Регулювання конденсаторних батарей може бути одноступеневим і багатоступеневим. Найбільш простий варіант – це підключення КБ (конденсаторних батарей) на середню величину реактивної потужності, або підключення КБ на максимальну реактивну потужність. В тому і іншому випадку компенсація здійснюється неадекватно зміні реактивної потужності в мережі, що може викликати або недокомпенсацію, або перекомпенсацію, що небажано. Тому доцільно не застосовувати багатоступеневе регулювання потужності КБ.

Використовуються наступні способи автоматичного регулювання:

1. Автоматичне регулювання у функції напруги в мережі (використовується, коли необхідно підтримати необхідний рівень напруги в мережі і одночасно здійснювати компенсацію реактивної потужності);
2. Регулювання у функції струму навантаження (використовується при різкій зміні навантаження);
3. Регулювання у функції напруги, струму і кута між ними, тобто по $\cos\varphi$;
4. Регулювання у функції часу у відповідності до графіку навантаження за реактивною потужністю (використовується при рівномірному графіку навантаження).

ЛІТЕРАТУРА

1. Князевский Б.Н., Липкин Б.Ю. Злектроснабжение промышленных предприятий. -М. :Высшая школа 1979. - 432с.
2. А.А. Малиновський Основи електропостачання: навч. посібник / Малиновський А.А., Хохулін Б.К. – Львів: Львівська політехніка, 2005. – 324 с.
3. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемехника в системах электроснабжения. -М.:Высшая школа, 1985.-390с.
4. Федоров А.А. Злектроснабжение промышленных предприятий. - М.:Энергия, 1981.-360с.
5. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Пернач В.С. Электрические системы и сети. Киев; Вища школа, 1986.-583с.
6. Електричні мережі та системи: Розрахункова роботи [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітніх програм «Електромеханічні та мехатронні системи енергоємних виробництв» та «Інжиніринг автоматизованих електротехнічних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Електронні текстові данні (1 файл: 6,99 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019.– 50 с.