

Міністерство освіти і науки України
Чернігівський промислово-економічний коледж
Київського національного університету технологій та дизайну

ЗАТВЕРДЖУЮ

Заступник директора з НР

_____ С.В.Бондаренко

_____ 20__ р.

**Методичні вказівки щодо організації
самостійної роботи студентів
з дисципліни Електропостачання підприємств
та цивільних споруд
спеціальності 5.05070104 «Монтаж і експлуатація
електроустаткування підприємств і цивільних споруд»**

Уклав

О.І. Богдан

Розглянуто на засіданні
циклової комісії
спеціальних електротехнічних дисциплін
Протокол №__ від __ _____ 20__ року

Голова циклової комісії

В.В. Олійник

КОРОТКІ ВІДОМОСТІ ПРО ДИСЦИПЛІНУ

Навчальна дисципліна належить до циклу - спеціальних електротехнічних дисциплін.

При вивченні навчального матеріалу необхідно дотримуватись однакової термінології та позначення відповідно з діючими стандартами.

В процесі викладення навчального матеріалу необхідно постійно звертати увагу студентів на питання техніки безпеки, охорони праці. Для закріплення теоретичних знань і придбання необхідних навиків програмою передбачено практичні і лабораторні роботи. Для кращого засвоєння навчального матеріалу його викладення необхідно проводити з широким застосуванням технічних засобів навчання, плакатів, діючих моделей, каталогів, наочних посібників.

МЕТА І ЗАВДАННЯ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ, ЗВ'ЯЗОК З ІНШИМИ ДИСЦИПЛІНАМИ

Основною метою вивчення дисципліни Електропостачання підприємств і цивільних споруд є теоретична і практична підготовка спеціалістів для роботи в системах електропостачання промислових підприємств і цивільних споруд.

Головне завдання навчальної дисципліни: отримати знання для вивчення спеціальних дисциплін: Електроустаткування підприємств і цивільних споруд, Електричні апарати, Електричні машини, а також для виконання курсового та дипломного проектування.

ПЕРЕЛІК ЗНАНЬ ТА УМІНЬ, ЯКИМИ СТУДЕНТ ПОВИНЕН ОВОЛОДИТИ В РЕЗУЛЬТАТІ ВИВЧЕННЯ ДИСЦИПЛІНИ.

Студент повинен знати:

- системи електропостачання і споживачів електроенергії;
- призначення і типи електростанцій;
- категорії надійності електропостачання;
- зовнішнє і внутрішньозаводське електропостачання;
- призначення підстанцій;
- короткі замикання в системах електропостачання;
- захисне заземлення електроустановок і підстанцій;
- релейний захист;
- облік і контроль електроенергії;
- елементи техніки високих напруг;
- перенапруги і захист від перенапруг;
- блискавкозахист будівель і споруд.

Студент повинен уміти:

- виконувати розрахунки електричних навантажень;
- вибирати перерізи проводів та кабелів і перевіряти їх на втрату напруги;
- будувати графіки електричних навантажень;
- визначати втрати активної і реактивної потужності електроенергії;
- вибирати число і потужність силових трансформаторів;
- розраховувати струми короткого замикання;
- вибирати високовольтні апарати та шини;
- розраховувати релейний захист елементів схеми електропостачання;
- розраховувати контур захисного заземлення.

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ, МЕТОДИЧНИХ МАТЕРІАЛІВ ТА ІНШИХ ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

Основна література

- 1 Липкин Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок» – М.: ВШ, 1990
- 2 Постников Н.П., Рубашов Г.М. «Электроснабжение промышленных предприятий»– Л.: Стройиздат, 1989
- 3 Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий»– М.: ВШ, 1986

Додаткова література

- 1 Правила улаштування електроустановок. - Х.: Видавництво «Форт», 2010.
- 2 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987
- 3 Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию – М.: ВШ, 1991
- 4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. «Электрооборудование станций и подстанций» – М.: Энергоатомиздат, 1987
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения – М.: Энергоатомиздат, 1990

СЛОВНИК ВАЖЛИВИХ ТЕРМІНІВ

1 Системою електропостачання називають комплекс пристроїв для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії.

2 Електрична система – представляє електричну частину енергетичної системи, об'єднує і зв'язує лініями електропередачі (ЛЕП) генератори електричних станцій, підвищувальні і понижуючі, а також перетворюючі підстанції і споживачі електроенергії.

3 Нормальний режим СЕП - сталий режим роботи системи , при якому забезпечується безперебійне постачання споживачів електроенергією в необхідній кількості і встановленої якості.

4 Аварійний режим СЕП - короточасний перехідний режим, пов'язаний з порушенням нормального режиму і триває до відключення пошкодженого елемента системи .

5 Післяаварійний режим СЕП - режим , в якому знаходиться система в результаті порушення , і що триває до відновлення нормального режиму після усунення відмови.

6 Розподільний пристрій (РП) - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії одного класу напруги.

7 Споживачем електричної енергії називається електроприймач або група електроприймачів призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії, об'єднаних технологічним процесом і розміщених на певній території.

8 Номінальна напруга ($U_{ном}$) - напруга елемента електричної мережі , при якому забезпечується тривалий режим його роботи з найбільш оптимальними техніко - економічними показниками.

9 Номінальна активна потужність ЕП (P_n) - це потужність , споживана з мережі при номінальному навантаженні ЕП , при якій він повинен працювати тривалий час в сталому режимі без перевищення допустимої температури.

10 **Короткозамикачі** це апарати, призначені для штучного створення к. з, у тих випадках, коли струм при пошкодженнях в трансформаторі може виявитися недостатнім для спрацьовування релейного захисту.

11 **Відокремлювачі** це двоколонкові роз'єднувачі з ножами заземлення ОДЗ (без ножів - ОД), керовані загальним приводом.

12 **Конденсаторна установка** — електроустановка, що складається з [конденсаторів](#), допоміжного електроустаткування ([вимикачів](#), [роз'єднувачів](#), розрядних [резисторів](#), пристроїв регулювання, захисту тощо), що належать до них, та ошиновки.

Самостійна робота №1

Тема: Режими роботи електростанцій

Мета: ознайомлення з режимами роботи електростанцій

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Основні показники режиму роботи електростанції.
- 2 Характеристика графіків електричних навантажень в залежності від режимів роботи.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Дайте характеристику основним показникам режиму роботи електростанції.
- 2 Від чого залежить зміна графіків навантажень в електростанціях?
- 3 Які бувають графіки електричних навантажень в залежності від режиму роботи?

Вибір типу ЕС та її основного обладнання залежить від багатьох чинників. Одним з найважливіших чинників є режим роботи ЕС під час виконання графіка навантаження енергосистеми.

Режим роботи споживачів електроенергії характеризується кількістю, тривалістю змін, тривалістю робочого тижня, темпами зростання споживання.

Нерівномірність добових графіків навантажень визначається коефіцієнтом нерівномірності графіка навантажень

$$K_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{мін}}}{P_{\text{мах}}}$$

де $P_{\text{мін}}$, $P_{\text{мах}}$ - відповідно мінімальне та максимальне навантаження енергосистеми протягом доби.

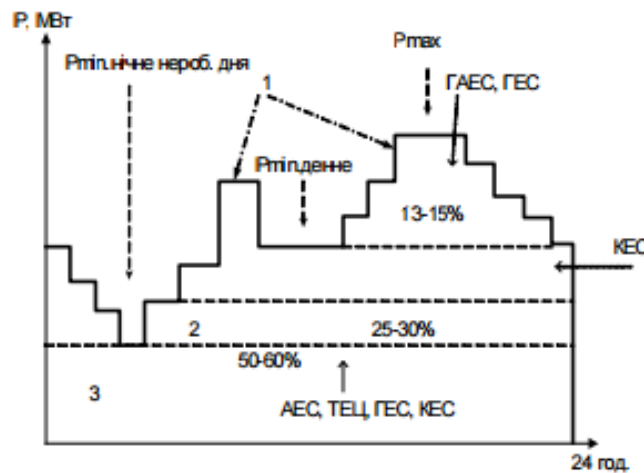


Рис. 2.1. Добовий графік навантаження електроенергетичної системи

Добовий графік навантаження ЕЕС складається з трьох зон:

- 1 – пікова зона, дорівнює $P_{\text{мах}} - P_{\text{мін}}_{\text{денне}}$;
- 2 – напівпікова зона, дорівнює $P_{\text{мін}}_{\text{денне}} - P_{\text{мін}}_{\text{нічне нероб. дня}}$;
- 3 – базова зона, дорівнює $P_{\text{мін}}_{\text{нічне нероб. дня}}$.

Аналіз графіків навантаження енергосистем свідчить, що пікове навантаження, в яке входить резервна потужність системи, становить 13–15 %, напівпікове навантаження – 25–30 %, базове навантаження – 50–60 %.

Річна кількість годин використання встановленої потужності ЕС, що працюють у піковій зоні, становить 1000–1500 год, у напів- піковій 3000–4000 год, у базовій зоні 7000–7500 год.

У кожній частині графіка навантаження ЕЕС доцільно використовувати ЕС, найекономічніші для цього режиму роботи.

Базова частина графіка виконується за рахунок:

- а) АЕС, регулювання потужності яких є неможливим;
- б) ТЕЦ, максимальна економічність яких досягається, якщо електрична потужність відповідає тепловому споживанню;
- в) ГЕС, які працюють з мінімальною потужністю, що визначається мінімальним пропуском води, необхідним за санітарними вимогами і за умовами забезпечення пароплавства.

Виконання пікової частини графіка здійснюється ГЕС і ГАЕС, агрегати яких допускають часті ввімкнення і вимкнення, а також швидкі зміни навантаження.

Решта графіка (напівпікова і базова частина), нерівномірність якого частково скомпенсована навантаженням ГАЕС під час роботи їх в насосному режимі, може бути виконана КЕС, робота яких найекономічніша під час рівномірного навантаження.

Під маневровістю ЕС розуміють здатність станції виконувати добовий графік навантаження. Поняття маневровості охоплює швидкість зміни навантаження, діапазон зміни потужності від номінальної до мінімальної, пускові характеристики енергоблоків (тривалість пусків після простою в резерві, який має різну тривалість; допустима кількість пусків за рік і термін служби; пускові витрати палива).

Регулювальний діапазон навантаження визначається технічним мінімумом навантаження блока. Для КЕС він залежить від типу котла (табл. 2.1). З меншим навантаженням енергоблоки (котли) працювати не можуть.

Залежно від вихідного (теплого) стану, розрізняють режими пуску блоків з гарячого, неохолодженого і холодного станів (табл. 2.2).

Особливості пуску котла і турбіни на не блочній ТЕС полягають у тому, що вони можуть виконуватись незалежно. Пуск турбіни здійснюється парою номінальних параметрів, що подається з магістралі. Час пуску котла з гарячого стану становить 1–2 години.

Таблиця 2.1

Технічні мінімуми навантаження

Потужність енергоблока, МВт	Мінімальне навантаження енергоблока для котлів, %	
	на твердому паливі	газозмазутних
160	40–70	40
200	45–75	30–60
300	40–70	40
500	60	–
800	–	50
1200	–	30

Таблиця 2.2

Тривалості пуску енергоблоків КЕС

Режим пуску	Потужність енергоблоків, МВт				
	220	320	500	800	1200
Зі стану гарячого резерву (простій менше від 1 год)	1	1	1	1	1
З гарячого стану (простій менше ніж 6–10 год)	1,4	1,8	2,1	3,3	3,3
З неохоложеного стану (простій від 6–10 год до 70–90 год)	5,3	4–5,3	5,3	4,2–5,5	5,5–7,5
З холодного стану (простій більше ніж 60–90 год)	10	5,7	9,5	6,7–7,5	11–14

Таблиця 2.3

Характеристики	ВВЕР-440	ВВЕР-440	РБМК-1000
Діапазон регулювання допустимої зміни навантаження, % $P_{ном}$:			
– протягом усієї паливної компанії	70–100	30–100	50–100
– упродовж 2/3 паливної компанії	30–100	10–100	50–100
– у кінці (остання третина) паливної компанії	90–100	70–100	50–100
Тривалість пуску енергоблока, год, після			
– короткочасних (до 3–8 год) зупинок з гарячого стану;	1	1	1
– довготривалих (до 20 год) зупинок з гарячого стану;	2	3	6
– довготривалих (до 40–60 год) зупинок з гарячого стану;	3	6	12–15
– довготривалих (до 40–60 год) зупинок з холодного стану	15–20	15–20	20–24

Пуски і зупинки енергоблоків супроводжуються додатковими витратами палива. Так, для блоків 320 МВт, залежно від виду палива, під час простою тривалістю 8–120 годин додаткові витрати палива становлять 60–300 тонн умовного палива.

ТЕЦ зазвичай працюють за тепловим графіком як більш економічним. Під час слабкого використання відбору тепла з турбіни агрегати ТЕЦ можуть працювати в конденсаційному режимі за електричним графіком, який задає диспетчер енергосистеми, розвиваючи під час цього номінальну електричну потужність. Значення теплового навантаження визначає потужність турбіни з протитиском.

На маневровість енергоблоків АЕС накладають обмеження: нестационарне отруєння реактора ксеноном, надійність роботи тепловиділяючих елементів, система регулювання енергоблоків та термічні напруги в елементах конструкції блоків. У табл. 2.3 наведено маневрові характеристики енергоблоків АЕС.

Обладнання ГЕС має високі маневрові якості. Вихід на номінальну потужність триває не більше ніж 50 с, тому ГЕС використовують для покриття пікової частини графіка навантаження енергосистеми.

Самостійна робота №2

Тема: Призначення і типи електричних станцій

Мета: ознайомлення з призначенням і типами електричних станцій.

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Теплові електричні станції.
- 2 Атомні електричні станції.
- 3 Електричні станції з МГД-генераторами.
- 4 Гідроелектричні станції.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Дайте характеристику тепловим електростанціям.
- 2 Дайте характеристику атомним електростанціям.
- 3 Дайте характеристику гідроелектростанціям.
- 4 Дайте характеристику електричним станціям з МГД-генераторами.

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

Для приведення в обертання електричних генераторів використовують первинні двигуни - парові машини, двигуни внутрішнього згорання, газові, тепло-і гідротурбіни і ін. Залежно від виду енергії, споживаної первинним двигуном, електричні станції можуть бути розділені на наступні основні типи: теплові, атомні, гідроелектростанції, гідроакумуючі, газотурбінні, а також малопотужні електричні станції місцевого значення: вітряні, сонячні, геотермальні, морських припливів і відливів, дизельні та ін.

Потужні електричні станції об'єднані високовольтними лініями електропередачі (ЛЕП) в єдину енергетичну систему. Таке об'єднання електричних станцій підвищує надійність електропостачання споживачів і дає величезну економію народному господарству за рахунок кращого використання електроустаткування. Теплові електричні станції. Із загальної кількості електричної енергії, що виробляється, в СРСР велика частина доводиться на вироблення електроенергії тепловими електростанціями.

Теплові електричні станції. З загальної кількості виробленої електричної енергії у СРСР велика частина приходить на виробку електроенергії тепловими електростанціями.

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

За характером обслуговування теплові електричні станції ділять на районні (ГРЕС), конденсаційні (КЕС), теплоелектроцентрали (ТЕЦ).

Районні електростанції (ГРЕС), що постачають споживачів тільки електроенергією і розташовані в районі енергетичних запасів (вугілля, торфу, газу та ін.).

Успішно працюють потужні ГРЕС. Рефтинська потужністю 3,8 ГВт, Запорізька, Вуглегірська, Костромська потужністю по 3,6 ГВт і ін. ТЕС одиначною потужністю 4,0 і 6,4 ГВт споруджуються в районах Екибастузського (Екибастузського ГРЕС-1, ГРЕС-2) і Кансько-Ачинського (Березовська ГРЕС-1) вугільних басейнів Попутний газ Тюменських родовищ використовується на Сургутських ГРЕС-1 і ГРЕС-2. Турбіни ГРЕС забезпечують конденсаційний режим, при якому пара проходить послідовно через усі шаблі турбіни, після чого конденсується в конденсаторі,

конденсаційні, що постачають споживачів тільки електроенергією, за принципом роботи відповідають ГРЕС, але віддалені від споживачів електроенергії. Вони передають вироблювану потужність на високі і надвисокі напруги. У вітчизняній енергетиці на частку КЕС припадає до 60% вироблення електроенергії;

теплоелектроцентрали, що постачають споживачів електричною та тепловою енергією, що розташовуються в районі їх споживання. Вони відрізняються від ГРЕС і КЕС тим, що використовують теплоту «відпрацьованого» в турбінах пара для потреб промислового виробництва, а також для опалення, кондиціонування повітря та гарячого водопостачання. ТЕЦ набули широкого поширення в районах (містах) з великим споживанням теплоти і електроенергії. В цілому на ТЕЦ виробляється близько 25% всієї електроенергії, виробленої в СРСР.

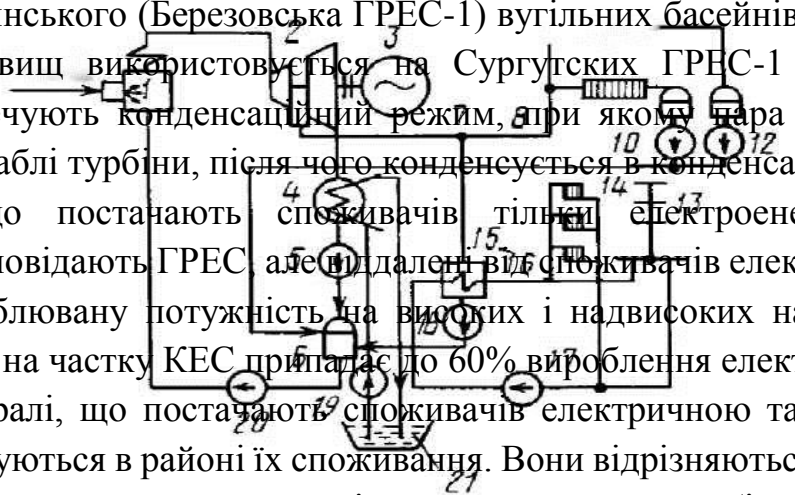


Рисунок 2.1- Принципова схема ТЕЦ і системи теплофікації

Принципова схема ТЕЦ і системи теплофікації представлені на рис. 2.1. Тверде паливо, що надходить з паливного складу, за допомогою транспортера потрапляє в паливний бункер, а потім подрібнювальний пристрій (кульовий млин). Пиловидне паливо пневмотранспортом вдувається до пальників топки котла. При згорянні палива виділяється газ з температурою 1200- 1600 ° С. Ці гази омивають труби всередині котла 7, по яких протікає вода, віддають свою теплоту, і вода перетворюється на пару. Що виробляється пар з температурою 540-560 С і тиском 130-250 т. а. надходить по паропроводу в парову турбіну 2.

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

При паровій системі теплопостачання пар із зазначеного колектора 7 направляється в парову лінію 8, з неї в теплопотребляючих апарати 9, де перетворюється в конденсат, який зі збірних баків 11 насосами 12 через конденсатні лінію 10 перекачується в деаератор 6, а потім в котел 1 за допомогою живильних насосів 20.

Для конденсації пари в конденсаторі 4 подача води в паровий котел 1 виконується насосами 19, які подають холодну воду з джерела водопостачання 21 (ріки, озера, артезіанської свердловини). Оскільки через труби конденсатора протікає велика кількість води, її температура на виході з конденсатора не перевищує 25-36 ° С. Вода з такою температурою не може бути використана в корисних цілях і тому її знову скидають у систему водопостачання

Відпрацьовані гази з топки котла з температурою 350- 450 ° С не можна викидати в атмосферу, тому на шляху їх слідування встановлений водяний

економайзер, який додатково підігріває живильну воду Продовжуючи свій шлях, газу проходять через золоулавлювач, а потім пиловідвідним димососом викидають в димову трубу.

На ТЕЦ в залежності від потреби в парі і гарячій воді змінюється кількість пара, що відводиться від проміжних ступенів турбіни. Чим більше пара відбирається для теплофікації, тим менше його надходить в конденсатор. При цьому вироблення електричної енергії знижується, але й зменшуються втрати теплоти, унесимою з циркуляційною водою. При економічній роботі ТЕЦ, тобто при одночасному відпуску споживачам оптимальних кількостей електроенергії і теплоти, ККД їх досягає 60-70%. У період, коли повністю припиняється споживання теплоти (наприклад, неопалювальний сезон), ККД станції знижується.

Атомні електричні станції. Атомна енергетика в останні роки розвивається швидкими темпами. Від першої Обнінської АЕС потужністю 5 МВт атомна енергетика пройшла шлях до АЕС потужністю 4000 МВт. Серед діючих - Ленінградська, Нововоронежська, Кольська, Курська, Смоленська, Ігналінська, Белоярская та інші потужні АЕС.

У нашій країні питома вага АЕС у сумарному виробництві електроенергії становить 12%. Перспективи електроенергетики на тривалий період в європейській частині країни будувалися на форсованому розвитку атомних електростанцій. Однак фатальна аварія на Чорнобильській АЕС в 1986 р зробила проблематичною цю орієнтацію.

Атомні електростанції відрізняються від звичайної паротурбінної станції тим, що на АЕС в якості джерела енергії використовується процес ділення ядер урану, плутонію, торію та ін. Внаслідок розщеплення цих матеріалів в спеціальних пристроях - реакторах-виділяється величезна кількість теплової енергії.

АЕС можуть виконуватися одно-і двоконтурними. В одноконтурних АЕС контури теплоносія (води) і робочого тіла (пара) збігаються; в двоконтурних АЕС контури теплоносія та робочого тіла розділені.

Принципова схема одноконтурної АЕС представлена на рис. 1.2, з якої видно, що все обладнання такий АЕС працює в радіаційному режимі, що ускладнює його експлуатацію, хоча і спрощує процес отримання теплової енергії.

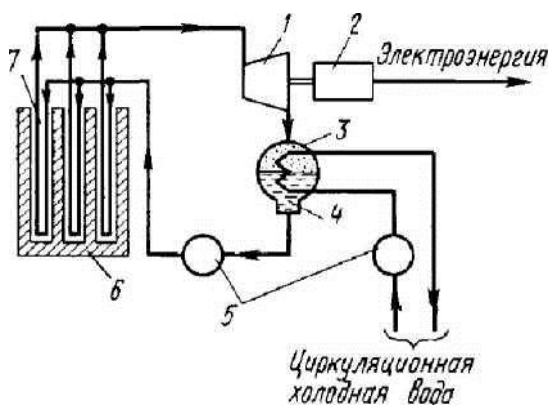


Рисунок 2.2 - Принципова схема одноконтурної АЕС:

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

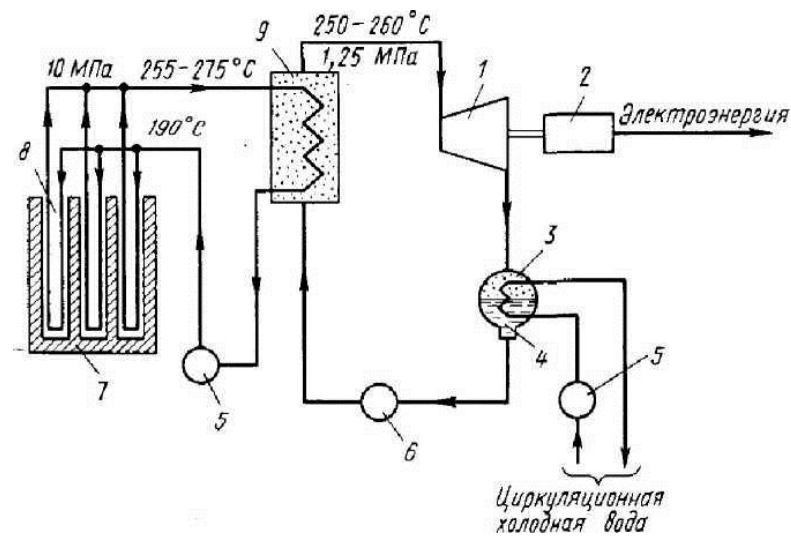


Рисунок 2.3 - Принципова схема двухконтурної АЕС:

1— турбіна; 2 — генератор; 3 — конденсатор; 4 — конденсат; .
5 - питательный насос; 6—циркуляционный насос; 7—реактор;
8—рабочие каналы;
9 — парогенератор

Принципова схема двоконтурної АЕС представлена на рис. 2.3. В якості регулятора швидкості протікання реакції використовують вертикально розташовані в реакторі стрижні з графіту, а як теплоносій - важку воду або рідкий гелій (- 190 ° С). Виділяється в каналах реактора теплова енергія нагріває воду первинного контуру до температури 255-275 ° С. Нагрітий пар надходить в парогенератор, де віддає свою теплоту воді вторинного контура і перетворює її в пару з температурою 250-260 ° С і тиском 1,25 МПа, який подається в турбіну. Охолоджена вода з парогенератора при температурі 190 ° С і тиску 10 МПа подається циркуляційним насосом назад в реактор. Ця вода, що циркулює безпосередньо через реактор, є радіоактивною, тому обладнання цього контуру огорожують спеціальними залізобетонними, чавунними, свинцевими та іншими конструкціями. Вторинний замкнутий контур «парогенератор - турбіна - конденсатор» не представляє небезпечної радіоактивності і працює так само, як і в теплових паротурбінних станціях.

В даний час собівартість вироблення 1 кВт • год електроенергії на АЕС, розташованих на європейській частині СРСР, менше, ніж на ТЕЦ на органічному паливі.

Атомні електростанції витрачають незначну кількість пального, наприклад

для вироблення 1 млн. кВт год електроенергії витрачається близько 400 г урану. Такі станції можна споруджувати в будь-якому місці, так як вони не пов'язані з місцем розташування природних запасів палива. Крім того, навколишнє середовище не забруднюється димом, золою, пилом і сірчистим газом.

Електричні станції з МГД-генераторами. Найбільш перспективним напрямком у створенні потужних високоекономічних електричних станцій є безпосереднє отримання електричної енергії з теплової в магнітоелектричних генераторах. В цьому випадку відпадає необхідність у парових котлах, турбінах і обертових генераторах і ККД таких станцій може бути доведений з 40% в теплових турбогенераторних до 60% в МГД-генераторних електростанціях. Принцип дії останніх полягає в наступному.

Продукти згоряння палива - газу при високих температурах теплопровідність, а при 3000-4000 С стають електропровідними. Стан газу при такій температурі називають плазмою.

Відомо, що якщо провідник перетинає магнітне поле, то в ньому виникає електрорушійна сила (ЕРС), пропорційна швидкості руху провідника, його довжині і напруженості магнітного поля. На цій основі виконані конструкції як електрогенераторів, так і МГД-генераторів, в яких в якості провідника використовується плазма.

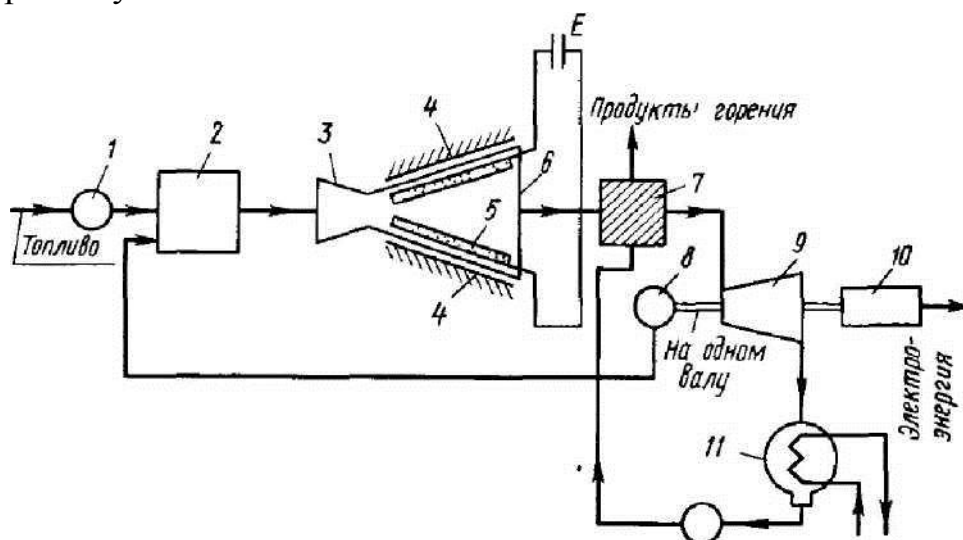


Рисунок 2.4 - Принципова схема МГД-генератора

1, 8—насоси, 2 — камера згоряння 3 — газове сопло. 4—потужні магніти 5—електроди, 6 — канал генератора, 7—паровий котел 9 — конденсатор, 10 — генератор, 11 — конденсатор

На рис. 1.4 приведена принципова схема МГД-генератора. З камери згоряння 2, куди подається паливо, і насосів 7, 8 потік розпечених газів надходить в сопло 2, а потім в канал генератора 6. По обидва боки каналу встановлені потужні магніти 4. При русі плазми в магнітному полі зі швидкістю 600-650 м / с в плазмі виникає ЕРС. Ток, що віддається в мережу, знімається електродами 5.

Для використання теплової енергії гарячого газу, який охолоджується в каналі МГД-генератора з 2500-3000 до 2000 С, газ направляють в котел 7, який живить парову турбіну 9 з конденсатором 11 і насосом 8. На валу турбіни знаходиться генератор 10. Таке поєднання МГД-генератори з паротурбінною установкою дає можливість довести ККД станції до 60%.

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

У європейській частині завершується будівництво каскаду ГЕС на р. Волзі, Камі, інтенсивно споруджуються ГЕС на багатьох річках Кавказу. В Сибіру триває освоєння Ангаро-Єнісейського каскаду, на якому закінчено спорудження Усть-Илимської і Саяно-Шушенській ГЕС потужністю 3,8 і 6,4 ГВт відповідно. На р. Ангари споруджується Богучанська ГЕС, намічається будівництво Середньо-Єнісейської та інших великих ГЕС в нижній течії Єнісею. В Сибіру працюють такі ГЕС, як Братська (4,5 ГВт), Красноярська (6 ГВт). На Далекому Сході здійснюється будівництво ГЕС на бурхливих річках Зея і Бурея, які не тільки дадуть електроенергію, а й захистять від повеней обширні заплавні землі.

На сучасних ГЕС встановлюються гідроагрегати потужністю 600 і 640 МВт. На одинадцяти ГЕС потужністю по 1000 МВт і більше зосереджено близько 60% всієї гідроенергетичної потужності.

На ГЕС водна енергія перетворюється в електричну за допомогою гідравлічних турбін і з'єднаних з ними генераторів. Для цього якщо по всьому перетину (створу) ріки встановити греблю (рис. 1.5), то рівень води перед греблею (верхній б'єф 1) виявиться вище рівня після греблі 2 (нижній б'єф 3). Різниця рівнів між верхнім і нижнім б'єфами називається напором. Потужність електростанції визначається значенням напору і кількістю води (витратою), що проходить через турбіни в одиницю часу. Гідравлічні турбіни встановлюються на рівні нижнього б'єфа 3, де по провідному каналу вода прямує в спіральну камеру і з неї - на лопаті ротора гідротурбіни, на який насаджений ротор електричного генератора. Таким чином, енергія води в гідротурбіні перетворюється спочатку в механічну, а потім в електричну енергію.

Розрізняють ГЕС гребельного і дериваційного типів. Гребельні ГЕС застосовують на рівнинних річках з невеликими напорами, дериваційні (з обхідними каналами) - на гірських річках з великими ухилами і при невеликій витраті води. Слід зазначити, що робота ГЕС залежить від рівня води, що визначається природними умовами.

Достоїнствами гідроелектричних станцій є їх високий ККД і низька собівартість виробленої електроенергії. Однак слід враховувати велику вартість капітальних витрат при спорудженні ГЕС і значні терміни їх спорудження, що визначає великий термін їх окупності.

Особливістю роботи електростанцій є те, що вони повинні виробляти стільки енергії, скільки їй потрібно в даний момент для покриття навантаження споживачів, власних потреб станцій і втрат в мережах. Тому обладнання станцій повинне бути завжди готове до періодичного зміни навантаження споживачів протягом дня чи року. Слід також враховувати, що від енергетичних систем харчується ряд споживачів, вимоги до електропостачання яких неоднакові. Ці вимоги визначені Правилами улаштування електроустановок шляхом ділення їх на три категорії.

Для забезпечення зазначених вимог енергосистеми обладнують спеціальними диспетчерськими пунктами, оснащеними засобами контролю, управління, зв'язку та спеціальними мнемонічними схемами розташування електростанцій, ліній передач і знижувальних підстанцій. Диспетчерський пункт отримує необхідні дані та відомості про стани технологічного процесу на електростанціях (витраті води і палива, параметрах пари, швидкості обертання турбін і т. д.); про роботу системи - які елементи системи (лінії, трансформатори, генератори, навантаження, котли, паропроводи) в даний момент відключені, які знаходяться в роботі, в резерві і т. д.; про електричні параметрах режиму (напружених, токах, активних і реактивних потужностях, частоті і т. д.)

Самостійна робота №3

Тема: Власні потреби електричних станцій

Мета: ознайомлення з власними потребами електричних станцій

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Механізми власних потреб на ТЕЦ.
- 2 Механізми власних потреб на ГЕС.
- 3 Живлення установ власних потреб.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Дайте характеристику механізму власних потреб ТЕЦ.
- 2 Дайте характеристику власних потреб на ГЕС.
- 3 Дайте характеристику живлення установ власних потреб.

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

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

На ТЕЦ розрізняють такі механізми власних потреб:

паливоподачі і паливних складів (розвантажувальні крани, скрепери, перевантажувачі, транспортери і т. д.);

вугледробільної установки та приготування вугільного пилю (грохоти, дробарки, вугільні млини, живильники вугілля, млинові вентилятори та ін.);

котельних агрегатів (живильники вугільного пилю, дуттьові вентилятори, димососи, живильні насоси, механізми золовидалення);

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

теплофікаційних установок (насоси мережеві бойлерного пристрої, конденсатні та ін.);

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

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

На ГЕС розрізняють механізми власних потреб:

гідротурбін і генераторів (масляні і водяні насоси систем регулювання та охолодження генераторів, змащення агрегатів та ін.);

підйомних механізмів (крани, лебідки, тельфери, ліфти тощо.);

електрообігріву (решітки, пази щитів і затворів, електричне опалення та ін.);

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

допоміжних цехів станцій (механічні майстерні, масляне господарство,

компресорні установки та ін.).

Живлення установ власних потреб

Установки власних потреб живляться, як правило, від генераторів станції, що забезпечує надійність їх роботи. Для великих двигунів потужністю 200 кВт і вище застосовують напругу 6 кВ, для решти двигунів - 380 В. На рис. 1.8 приведена схема живлення механізмів власних потреб ТЕЦ, на якій встановлені турбогенератори Г1 і Г2 напругою 6-10 кВ і три парових котла (один резервний). Для живлення потужних електродвигунів Д1 використовують напругу 6 кВ, для живлення решти двигунів і освітлювальних установок - 380/220 В.

При генераторній напрузі 6 кВ три секції власних потреб (по одній секції на кожен котел) живляться трьома кабельними реактивованими лініями - Л1- Л3 через вимикачі В1 - В3. При генераторній напрузі 10 кВ зазначені лінії харчуються через трансформатори Т1 - Т3 напругою 10/6 кВ (вказані штриховою лінією). Для забезпечення надійності живлення механізмів власних потреб передбачена резервна лінія Л рез, яка вимикачами В4 - В6 за допомогою пристрою автоматичного включення резерву (АВР) може підключатися до будь-якої з секцій власних потреб. Струмоприймачі, що підключаються на напругу 380/220 В, живляться через трансформатори Т4-Т6 і можуть підключатися також через резервний трансформатор Трез і відповідні автомати на будь-яку секцію шин напругою 380/220 В. Електродвигуни напругою 6 кВ приєднують до збірних шин розподільного пристрою через масляні вимикачі .

Електродвигуни Д2 - Д7 напругою 380 В приєднують до шин розподільного щита через запобіжники, рубильники та магнітні пускачі, а також через автомати.

Самостійна робота №4

Тема: Силове і освітлювальне електроустаткування

Мета: ознайомлення з силовим і освітлювальним електроустаткуванням

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Споживачі електроенергії міст.
- 2 Класифікація електроприймачів.
- 3 Окремі споживачі електроенергії.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Дайте характеристику споживачам електроенергії міст.

2 Дайте класифікацію електроприймачам.

3 Дайте характеристику окремим споживачам електроенергії.

Споживачами електроенергії міст є великі промислові підприємства, фабрики, заводи, електричний транспорт, житлові і громадські будівлі, підприємства комунально-побутового призначення та підприємства, що обслуговують потреби міста.

Основними групами електроприймачів, які складають сумарне навантаження об'єктів, є світильники всіх видів штучного світла, електродвигуни виробничих механізмів (верстати, підйомно-транспортні пристрої, компресори, вентилятори, насоси), зварювальні установки, пічні та силові трансформатори, електричні печі, випрямлювальні установки та ін.

По напрузі **електроприймачі класифікують** на дві групи:

електроприймачі, які можуть отримувати живлення безпосередньо від мережі 3,6 і 10 кВ. До цієї групи відносять великі електродвигуни, потужні печі опору і дугові печі для плавки чорних і кольорових металів, що живляться через власні трансформатори. Слід зазначити, що при 10 кВ можуть бути виготовлені двигуни потужністю 315 кВт і вище;

електроприймачі, живлення яких економічно доцільно на напрузі 380-660 В.

За родом струму розрізняють електроприймачі, які працюють:

від мережі змінного струму нормальної промислової частоти (50 Гц);

від мережі змінного струму підвищеної або зниженої частоти;

від мережі постійного струму.

Окремі споживачі електроенергії (електроінструмент, спеціальні верстати в деревообробних цехах, ряд шліфувальних верстатів в підшипникової промисловості та ін.) використовують для живлення високошвидкісних електродвигунів струмів підвищеної частоти (180-400 Гц). Установки індукційного і діелектричного нагріву вимагають підвищених струмів і високих частот, одержуваних від машинних (до

частот 10 000 Гц) та електронних (понад 10000 Гц) генераторів.

Для ряду виробничих механізмів необхідно широке регулювання швидкості, підтримання постійної швидкості технологічного процесу, підвищений перевантажувальний момент при повторно-короткочасному режимі роботи, часте реверсування, швидкі розгони і гальмування, що викликає необхідність застосування електродвигунів постійного струму для електроприводів цих механізмів. Цехи електролізу, електролітичного отримання металів, гальванічні цехи і деякі види електрозварювання вимагають також постійного струму. Тому при побудові схеми електропостачання промислового підприємства доводиться рахуватися з наявністю на підприємстві споживачів постійного струму і струмів високої частоти і, отже, передбачати спеціальні перетворюючі установки для живлення цих споживачів і обслуговування окремих електроустановок або їх груп при незначному числі і невеликій потужності окремих споживачів постійного струму або струмів високої частоти, а також при їх розкиданості по території цехів у кожного з цих споживачів встановлюють індивідуальні перетворюючі агрегати. Їх встановлюють і у потужних електроприводів, управління якими проводиться за спеціальними схемами. При достатньо великому числі і великій сумарній потужності споживачів передбачаються централізовані перетворюючі підстанції зі статичними напівпровідниковими випрямлячами або двигун-генераторами. В системі електропостачання підприємства ці перетворювачі є споживачами змінного струму.

По виду перетворення електроенергії приймачі поділяють на електроприводи, електротехнологічні установки та електроосвітлювальні установки.

Електроприводи виробничих механізмів займають найбільше місце серед електроприймачів промислових підприємств. Режими і особливості роботи в основному визначаються характером основного виробництва (машинобудування, металургія, хімічне виробництво, гірничо-видобувне підприємство), що зумовлює вибір для них типу і потужності електроприводів у великому діапазоні - від декількох ватів до декількох мегават.

Електротехнологічні установки - електронагрівальні і електролізні, установки електрохімічної, електророздувкової і електроіскрової обробки металу в основному працюють на трифазному або однофазному змінному струмі частотою 50 Гц, деякі електротехнологічні установки працюють на постійному або змінному струмі з частотою, відмінною від 50 Гц, і живляться від перетворювальних установок .

Електроосвітлювальні установки є, як правило, однофазними електроприймачами. Лампи світильників мають потужність від десятків ватів до декількох кіловат і живляться напругою до 220 В при чотирьохпроводній системі напруги 380-220 В. Світильники місцевого освітлення на напругу 12, 36 і 42 В живляться від понижуючих однофазних трансформаторів. У випадках, коли відключення освітлення загрожує безпеці людей або інших особливих вимог,

передбачається система аварійного освітлення з гарантованим живленням від неї окремих ламп або спеціально виділених для цього з числа ламп загального освітлення.

За спільності технологічного процесу електроприймачі можна розділити на виробничі механізми, загальнопромислові установки, підйомно-транспортне обладнання, перетворюючі установки, електрозварювальне електрообладнання, електронагрівальні і електролізні установки. Загальнопромислові установки (вентилятори, компресори, насоси) займають значне місце в системі електропостачання. Діапазон їх потужності - від кількох кіловат до десятків мегават. Характер роботи електроприводів зазначених механізмів рівний, з тривалим режимом.

За режимом роботи електроприймачі ділять на три групи, для яких передбачають три режими роботи:

тривалий, в якому електричні машини можуть працювати тривалий час, і перевищення температури окремих частин машини не виходить за встановлені межі;

короткочасний, при якому робочий період не такий тривалий, щоб температури окремих частин машини могли досягти сталого значення, період же зупинки машини настільки тривалий, що машина встигає охолонути до температури навколишнього середовища;

повторно-короткочасний, що характеризується коефіцієнтом тривалості включення (%) $PВ = [t_p / (t_p + t_o)] 100$. В цьому режимі робочі періоди t_p чергуються з періодами пауз t_o , а тривалість всього циклу не перевищує 10 хв. При цьому нагрів не перевищує допустимого значення, а охолодження не досягає температури навколишнього середовища.

Тривало, з незмінним або малозмінним навантаженням працюють електроприводи вентиляторів, насосів, компресорів, перетворювачів, механізмів безперервного транспорту і та ін. Тривало, але зі змінним навантаженням і короткочасними відключеннями, під час яких електродвигун не встигає охолонути до температури навколишнього середовища, а тривалість циклів перевищує 10 хв, працюють електродвигуни, що обслуговують верстати холодної обробки металів і деревообробні, спеціальні механізми ливарних цехів, молоти, преси, кувальні машини ковальсько-пресового цехів.

В короткочасному режимі працює переважна більшість електроприводів допоміжних механізмів металорізальних верстатів, а також механізмів для відкривання фрамуг, гідравлічних затворів, заслінок та ін.

В повторно-короткочасному режимі працюють електродвигуни мостових кранів, тельферів, підйомників і аналогічних їм установок, а також зварювальні апарати, для яких характерні постійні великі кидки потужності.

Самостійну групу електроприймачів складають нагрівальні апарати і електропечі, що працюють в тривалому режимі з постійним або малозмінним

навантаженням, їх освітлювальні прилади (лампи накаливання і люмінесцентні), відмінною особливістю яких є різка зміна навантаження протягом доби і постійність навантаження при включеному освітленні.

Самостійна робота №5

Тема: Розрахунок мереж по тривало допустимому навантаженні

Мета: ознайомлення з розрахунком мереж по тривало допустимому навантаженню

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Вибір електроустановок по нагріванню електричним струмом.
- 2 Тривало допустимі струмові навантаження.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризуйте вибір електроустановок по нагріванню електричним струмом.
- 2 Дайте електроустановок по допустимому струму навантаження.

Електричні навантаження характеризуються розрахунковим струмом. При тривалому навантаженні провідника струмом постійної величини I усталене перевищення температури

$$\tau_{уст} = \tau_n \left(I / I_{ном} \right)^2, \quad (2.1)$$

де τ_n - перевищення температури, яка використовується для розрахунку тривало допустимих струмів навантаження $I_{ном}$, зазначених у ПУЕ, відповідає каталожними даними проводів і кабелів.

У табл. 2.3 вказані тривало допускаються нагріви $\vartheta_{ж.норм}$ для жил провідників в умовах нормальної експлуатації, максимальні перевищення температури $\tau_{ж.макс}$, що допускаються в режимі короткого замикання, а також короткочасно допускаються нагріви в момент піків $\vartheta_{пик}$ навантаження. У табл. 2.4 вказані розрахункові температури середовища $\vartheta_{ср.норм}$, Прийняті за нормами для обчислення тривало допустимих навантажень.

Вид проводника	Длительно допустимый нагрев жил по нормам $\vartheta_{ж.норм}$, °С			Допустимый кратковременный нагрев при перегрузках $\vartheta_{пик}$, °С			Максимально допустимые превышения температуры жил при токах короткого замыкания $\tau_{ж.макс}$, °С		
	медный	алюминиевый	стальной *	медный	алюминиевый	стальной *	медный	алюминиевый	стальной
Шины и голые провода	70	70	70/70	125	125	125/125	300	200	100/300 *
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией:									
до 3 кВ	80	80	—	125	125	—	200	200	—
6	65	65	—	100	100	—	200	200	—
10	60	60	—	90	90	—	200	200	—
20	50	50	—	—	—	—	125	—	—
35	50	50	—	—	—	—	125	—	—
Кабели и провода с резиновой изоляцией:									
обычной	55	55	—	100	100	—	150	150	—
теплостойкой	65	65	—	110	110	—	200	150	—
Провода с полихлорвиниловой изоляцией	65	65	—	—	—	—	200	150	—

За даними таблиці можна визначити допустимі перевищення температури

$$\tau_n = \vartheta_{ж.норм} - \vartheta_{ср.норм}$$

При виборі електроустановок по нагріванню електричним струмом необхідно, щоб фактично сталі значення перевищення температури $\tau_{уст}$ над температурою навколишнього середовища τ_0 відповідало допустимого значення $\tau_{доп}$. При цьому умови забезпечується безаварійна робота електроустановок. Тому в паспорті ЕП, трансформаторів і генераторів електричних станцій вказується значення номінальної (встановленої) потужності, яка гарантує збереження їх ізоляції від перегріву. Для провідників електричної мережі в ПУЕ наводяться значення тривало допустимих струмів, при яких гарантується збереження ізоляції провідників (див. В ПУЕ табл. 1.3.13-1.3.22).

З формули (2.1) тривало допустиме навантаження:

$$I = I_{ном} \sqrt{\tau_{уст} / \tau_n}$$

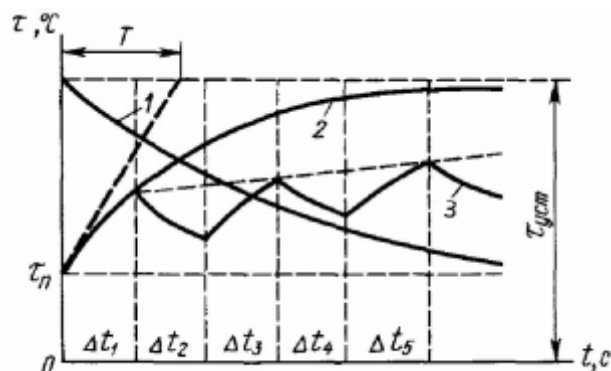


Таблица 2 5

Сечение медной жилы, мм ²	Постоянные времени нагрева проводов с резиновой изоляцией, мин				Постоянные времени нагрева трехжильных бронированных кабелей с бумажной изоляцией на 1—3 кВ, мин	
	одножильных проложенных открыто на опорах	количество проводов, проложенных в одной трубе			при прокладке в земле	при прокладке в воздухе
		два	три	четыре		
4	2,4	2,5	3,0	4,0	6,0	18,0
6	3,0	4,0	4,75	6,25	7,2	19,1
10	4,2	6,75	7,5	9,5	8,4	20,6
16	5,6	9,3	11,0	13,7	10,8	21,6
25	7,2	13,0	15,7	19,5	12,0	26,4
35	9,0	15,7	19,5	24,0	14,4	28,8
50	12,0	19,0	23,5	28,3	18,0	32,4
70	15,0	22,0	27,5	33,0	21,6	37,2
95	18,4	26,3	32,0	37,5	26,4	43,0
120	21,4	29,5	35,8	42,0	30,0	48,0
150	24,4	33,5	42,0	47,0	34,7	53,0
185	—	—	—	—	40,0	60,0
240	—	—	—	—	45,0	90,0

Таблица 2 6

t/T	$e^{-t/T}$	$1 - e^{-t/T}$	t/T	$e^{-t/T}$	$1 - e^{-t/T}$
0,1	0,905	0,095	1,1	0,333	0,667
0,2	0,820	0,180	1,2	0,300	0,700
0,3	0,742	0,258	1,3	0,273	0,727
0,4	0,671	0,329	1,4	0,248	0,752
0,5	0,607	0,393	1,5	0,224	0,776
0,6	0,560	0,450	2,0	0,136	0,864
0,7	0,497	0,503	2,5	0,082	0,918
0,8	0,450	0,550	3,0	0,050	0,950
0,9	0,407	0,593	4,0	0,018	0,982
1,0	0,368	0,632	5,0	0,006	0,994

При повному відключенні навантаження провідник охолоджується, його температура перегріву прагне до нуля ($\tau_{уст} \rightarrow 0$), Якщо $\tau_t = \tau_0 e^{-t/T}$ (Рис. 2.11, крива 2).

При переривчастою роботі, що характеризує повторно-короткочасний режим, інтервали Δt включення і відключення лінії будуть відповідати режиму нагрівання та охолодження провідників і визначатися ламаною кривою 3 і відповідної їй кривої нагріву, яка лежить нижче кривої 1. Отже, при повторно-короткочасному режимі допустима струмова навантаження на проводи та кабелі підвищується.

Дані постійної часу нагріву T для найбільш поширених мідних провідників і способи їх прокладання наведено в табл. 2.5, а значення величин $e^{-t/T}$ і $1 - e^{-t/T}$ при різних, значеннях t/T - в табл. 2.6.

Для проводів і кабелів з алюмінієвими жилами при однаковому їх перетині з мідними жилами, однакової конструкції ізолюючих і захисних покривів і однаковому способі прокладки постійна часу нагріву може бути прийнята: для голих проводів $T_a = 0,7 T_m$; для ізольованих проводів $T_a = 0,85 T_m$; для кабелів $T_a = 0,9 T_m$, де T_a і T_m - постійні часу нагріву проводів з алюмінієвими і мідними жилами.

При зміні гранично допустимої температури нагріву дроти від $\tau_{\text{доп}}$ до $\tau'_{\text{доп}}$ або температури навколишнього середовища від τ_0 до τ'_0 допустимий струм відповідно змінюється:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{(\tau'_{\text{доп}} - \tau_0) / (\tau_{\text{доп}} - \tau_0)}, \quad (2.4)$$

або

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{(\tau_{\text{доп}} - \tau'_0) / (\tau_{\text{доп}} - \tau_0)}, \quad (2.5)$$

Значення тривало допустимих струмових навантажень для проводів з гумовою або полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами наведено в табл. 2.7; для кабелів з алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією у свинцевій полівінілхлоридній і гумовій оболонках, броньованих і неброньованих - в табл. 2.8; для кабелів з алюмінієвими жилами з паперовою ізоляцією, просоченої маслоканіфольної і нестекаюча масами (в свинцевою або алюмінієвій оболонці), що прокладаються в землі і повітрі, - в табл. 2.9.

Таблица 2.7

Сечение жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырёх одножиль- ных	одного двужиль- ного	одного трехжиль- ного
2,0	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3,0	27	24	22	21	22	18
4,0	32	28	28	23	25	21
5,0	36	32	30	27	28	24
6,0	39	36	32	30	31	38
8,0	46	43	40	37	38	32
10,0	60	50	47	39	42	38
16,0	75	60	60	55	60	55
25,0	105	85	80	70	75	65
35,0	130	100	95	85	95	75
50,0	165	140	130	120	125	105
70,0	210	175	165	140	150	135
95,0	255	215	200	175	190	165
120,0	295	245	220	200	230	190
150,0	340	275	255	—	—	—

Сечение жилы, мм ²	Ток А для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	

Проложенных в земле

6	—	60	55	—	—	—
10	110	80	75	60	—	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	—	380	340	310	345
240	675	—	440	390	355	—
300	770	—	—	—	—	—

Проложенных в воздухе

6	—	42	35	—	—	—
10	75	55	46	42	—	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200

Продолжение табл. 29

Таблица 28

Сечение жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А, для кабелей					
	одножильных		двухжильных		трехжильных	
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	
2,5	23	21	34	19	29	
4,0	31	29	42	27	38	
6,0	38	38	55	32	46	
10,0	60	55	80	42	70	
16,0	75	70	105	60	90	
25,0	105	90	135	75	115	
35,0	130	105	160	90	140	
50,0	165	135	205	110	175	
70,0	210	165	245	140	210	
95,0	250	200	295	170	255	
120,0	295	230	340	200	295	
150,0	340	270	390	235	335	
185,0	390	310	440	270	385	

Сечение жилы, мм ²	Ток А для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
150	360	290	255	225	210	230
185	405	—	290	250	235	260
240	470	—	330	290	270	—
300	555	—	—	—	—	—

Тривало допустимі струмові навантаження, наведені в таблицях, визначені за таких умов:

а) допустима температура жив: 65 ° С-для проводів; 80 ° С-для кабелів напругою до 3 кВ і 60 ° С-до 10 кВ; температура навколишнього середовища: повітря + 25 ° С, землі + 15 ° С;

б) нульовий робочий провідник чотирьох системи трифазного струму, а також заземлюючі і нульові захисні провідники при визначенні кількості провідників, що прокладаються в одній трубі (або жив багатожильного провідника), в розрахунок не приймаються;

в) допустимі тривалі струми для проводів та кабелів, прокладених у коробах і лотках пучками, повинні прийматися відповідно як для проводів, прокладених у трубах, так і для кабелів, прокладених у повітрі;

г) при кількості проводів більше чотирьох, прокладених у трубах, коробах і лотках пучками, струмові навантаження приймаються як для проводів, прокладених відкрито, зі зниженням допустимих навантажень приблизно на 12% при числі проводів 7-9;

д) для проводів, прокладених у лотках НЕ пучками, струмові навантаження приймають як для проводів, прокладених у повітрі (відкрито); ,

е) для кабелів, прокладених в землі, допустимі струмові навантаження (див. табл. 2.8) дані для прокладки в траншеї одного кабелю на глибині 0,7 -1,0 м, при питомому опорі ґрунту $\rho = 120 \text{ Ом}\cdot\text{град} / \text{Вт}$. При прокладанні декількох кабелів і іншому значенні ρ ґрунту до допустимих струмовим навантаженням, зазначеним у табл. 2.8, слід застосовувати поправочні коефіцієнти.

Самостійна робота №6

Тема: Визначення перерізу проводів і кабелів по умовам відповідності апарату максимально-струмового захисту

Мета: ознайомлення з визначенням перерізу кабелів по умовам відповідності максимально-струмового захисту

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Основні параметри, які враховуються при виборі проводів.
- 2 Умови врахування максимального-струмового захисту.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризуйте основні параметри для вибору кабелів і проводів?
- 2 Дайте характеристику умовам врахування максимального-струмового захисту.

При виборі перетини проводів і кабелів слід враховувати, що допустима щільність струму для проводів великого перерізу нижче, так як збільшення перетину супроводжується збільшенням поверхні охолодження пропорційно діаметру проводу; перетин ж дроту зростає пропорційно квадрату діаметра, тому в проводах і кабелях великого перерізу ставлення охолоджуючої поверхні до перетину менше, ніж в проводах малого перетину, що погіршує умови

охолодження і призводить до необхідності зниження допустимої щільності струму. Для полегшення умов прокладки в ряді випадків замість одного кабелю великого перерізу вибирають два (або більше) кабелю меншого перетину.

У повторно-короткочасному режимі роботи при струмі $I_{кр}$ з ПВ < 40% і перетинах мідних проводів більше 10 мм², а алюмінієвих - понад 6 мм² *рекомендується замінювати струм $I_{кр}$ на струм розрахункової тривалого навантаження $I_{дл}$, з тим щоб*

$$I_{дл} = I_{кр} \sqrt{ПВ/0,85} \quad (2.6)$$

Допускається короткочасне перевантаження кабелів, проложених в землі, в межах 1,2-1,35 від номінального навантаження протягом 0,5 год, якщо коефіцієнт попереднього завантаження становив 0,6-0,8, і короткочасне перевантаження в аварійних режимах в межах 1,35-1,5 протягом 1 год при тих же умовах.

Перетин проводів і кабелів для напруги до 1000 В за умовою нагріву можна визначити з табл. 2.8-2.10, залежно від розрахункового значення тривало допустимого струмового навантаження за нормальних умов прокладки-з двох співвідношень:

за умовою нагріву тривалим розрахунковим струмом

$$I_{норм\ доп} \geq I_{дл} / k_{попр}, \quad (2.7)$$

за умовою відповідності обраному апарату максимально-струмового захисту

$$I_{норм\ доп} \geq k_{зах} I_{зах} / k_{попр}, \quad (2.8)$$

де $k_{попр}$ - поправочний коефіцієнт на умови прокладання проводів і кабелів $k_{зах}$ - коефіцієнт захисту або кратність захисту, т. е. ставлення тривало допустимого струму для проводу або кабелю до номінального струму або струму спрацьовування захисного апарату; $I_{зах}$ - Номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату, А.

При номінальних умовах прокладки $k_{попр} = 1$ і співвідношення (2.6), (2.7) спрощуються:

$$I_{норм\ доп} \geq I_{дл}, \quad I_{норм\ доп} \geq k_{зах} I_{зах} \quad (2.9)$$

Значення $k_{зах}$ визначають з табл. 2.10 в залежності від призначення прийнятого виду захисту, характеру мережі, ізоляції проводів, кабелів і умов їх прокладки.

Перетин проводів і кабелів напругою до 1 кВ визначається умовами нагрівання залежно від розрахункового значення допустимої тривалого навантаження $I_{дл}$ при нормальних умовах прокладки.

За умовою вибору перетину з урахуванням тривалого струму навантаження $I_{дл}$ використовують умову

$$I_{доп} \geq I_{дл} = I_{ном},$$

де $I_{доп}$ - допустимий струм на стандартний перетин провідника, А (див. табл. 2.7-2.9).

Таблица 2 10

Наименование	Коэффициенты защиты $k_{\text{зад}}$ или кратность длительно допустимых токов для сетей			
	требующих обязательной защиты от перегрузки			не требующих защиты от перегрузки
	провода с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляции		кабели с бумажной изоляцией	
	взрыво и пожаро опасные помещения жилые торговые помещения и т.п.	невзрыво и непожаро опасные производственные помещения промышленных предприятий		
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей	1,25	1,0	1,0	0,33
Ток установки автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель	1,25	1,0	1,0	0,22
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратно зависимой от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1,0	1,0	1,0	1,0
Ток трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки ее кратность тока не ограничивается)	1,0	1,0	0,8	0,66

Електроприймачі, працюючи в тривалому режимі з номінальною потужністю, споживають номінальний струм. Для всіх видів електроприймачів, що мають в установці одиночний двигун, номінальний струм

$$I_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi \eta \quad (2.10)$$

Для електроустановок багаторухового приводу

$$I_{\text{ном}} = \sum_1^n P_{\text{ном}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi \eta \quad (2.11)$$

Для електроустановок, що не мають пускового струму,

$$I_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi \quad (2.12)$$

Для електроустановок, заданих повною потужністю,

$$I_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \quad (2.13)$$

Самостійна робота №7

Тема: Техніко-економічне обґрунтування вибору системи електропостачання цеху

Мета: ознайомлення з техніко-економічним обґрунтування вибору системи електропостачання цеху

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1. Розташування цехової підстанції, її типу, типу трансформаторів, їх кількості та потужність з урахуванням техніко-економічного розрахунку
2. Техніко-економічний розрахунок і вибір трансформатора.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Обґрунтувати розташування цехової підстанції, її типу, типу трансформаторів, їх кількості та потужність з урахуванням техніко-економічного розрахунку.
- 2 Охарактеризувати техніко-економічний розрахунок і вибір трансформатора

1. Визначення розташування цехової підстанції, її типу, типу трансформаторів, їх кількості та потужність з урахуванням техніко-економічного розрахунку

На підстанціях всіх напруг, зазвичай, застосовується трохи більше двох трансформаторів з міркувань технічною відсталістю та економічної доцільності.

1;2 трансформаторні підстанції застосовують у тому випадку, коли більшість електроприемників належить до першої або ж другий категоріям.

>Комплектные ЦТП потрібно розміщувати з найбільшим наближенням центрупитаемой ними навантаження переважно з певним зміщенням убік джерела харчування.

Вимоги:

- а) мінімум займаній корисною площею цеху;
- б) відсутність перешкод виробничому процесу;
- в) дотримання електричної та пожежною безпеки;

2 Вибір типу, і числа трансформаторів

3. Потужність компенсуючих пристроїв

По проведеним розрахунками вибираємо яке компенсує пристрій 2ЧККУ – 0.38 – 160.3

4. Расчетная навантаження за цехом з урахуванням компенсуючих пристроїв

5. По розрахунковим значенням вибираємо потужність трансформаторів споживачам з величезним переважанням 2 категорії за надійністю електропостачання.

Таблиця 1

Варіант	Тип трансформатора	Паля.			Втрати, кВт.		Вартість Т.руб.
1	>2ЧТМ – 400	2	17,6	14,4	1,35	4,65	1062
2	>2ЧТМ – 250	2	8,69	17,019	1,05	3,7	931
3	ТМ - 630	1	7,564	20,801	1,42	7,6	1750

6. Определим нормального і аварійний режим.

3. Техніко-економічний розрахунок і вибір трансформатора

Варіант 12ЧТМ -400

1. Наведені втрати потужності трансформаторі

2. Повні втрати потужності трансформаторі.

3. Втрати електроенергії у трансформаторі

де: - число годин роботи підприємства у року під час числі змін 2 –6500(ч)

4. Вартість втрат електроенергії.

де: вартість електроенергії 1кВт год

5. Амортизаційні відрахування на трансформатор

До – капіталовкладення на трансформаторну підстанцію.

- коефіцієнт амортизаційних відрахувань 0.03 чи 3%

6. Експлуатаційні витрати

7. Витрати на розгляд варіанта номінальною потужності трансформатора.

- нормативний коефіцієнт – 0.125

Варіант 22Ч ТМ – 250

1. Наведені втрати потужності трансформаторі

2. Повні втрати потужності трансформаторі.

3. Втрати електроенергії у трансформаторі

де: - число годин роботи підприємства у року під час числі змін 2 –4500(ч)

4. Вартість втрат електроенергії.

де: вартість електроенергії 1кВт год

5. Амортизаційні відрахування на трансформатор

До – капіталовкладення на трансформаторну підстанцію.

- коефіцієнт амортизаційних відрахувань 0.03 чи 3%

6. Експлуатаційні витрати

7. Витрати на розгляд варіанта номінальною потужності трансформатора.

- нормативний коефіцієнт – 0.125

>Вариант3 ТМ –630

1. Наведені втрати потужності трансформаторі

2. Повні втрати потужності трансформаторі.

3. Втрати електроенергії у трансформаторі

де: - число годин роботи підприємства у року під час числі змін 2 –6500(ч)

4. Вартість втрат електроенергії.

де: вартість електроенергії 1кВт год

5. Амортизаційні відрахування на трансформатор

До – капіталовкладення на трансформаторну підстанцію.

- коефіцієнт амортизаційних відрахувань 0.03 чи 3%

6. Експлуатаційні витрати

7. Витрати на розгляд варіанта номінальною потужності трансформатора.

- нормативний коефіцієнт – 0.125

Зпроведеного техніко-економічного розрахунку приймаємо варіант трансформатора з найменшими витратами.

Приймаємо трансформатор 2х ТМ - 250

Самостійна робота №8

Тема: Вибір електричних мереж

Мета: ознайомлення з вибором електричних мереж і напруг електричних мереж

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Електропостачання від власної електростанції.
- 2 Електропостачання від енергетичної системи.
- 3 Вибір напруги.
- 4 Вибір варіанту електропостачання.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати електропостачання від власної електростанції.
- 2 Охарактеризувати електропостачання від енергетичної системи.

3 Обґрунтувати вибір напруги.

4 Охарактеризувати, які параметри враховуються при виборі варіанту електропостачання.

Системи електропостачання поділяють на систему зовнішнього електропостачання (повітряні лінії від підстанції енергосистеми до головної знижувальної підстанції ГПП або розподільчого пункту ЦРП) і систему внутрішнього електропостачання (розподільні лінії від ГПП або ЦРП до цехових трансформаторних підстанцій).

Схеми зовнішнього або внутрішнього електропостачання виконують за урахуванням особливостей режиму роботи споживачів, можливостей подальшого розширення виробництва, зручності обслуговування і т. д.

Електропостачання промислового об'єкта може здійснюватися від власної електростанції (наприклад, ТЕЦ), від енергетичної системи, а також від енергетичної системи за наявності власної електростанції, що працює з нею паралельно. Нижче наводяться принципові схеми електропостачання без вказівки на них відповідної комутаційної апаратури (роз'єднувальної, трансформаторів струму і напруги), вимірювальної та захисної апаратури.

Електропостачання від власної електростанції. Якщо власна електростанція знаходиться в безпосередній близькості від цехів підприємства, а напруга розподільчої мережі збігається з напругою генераторів електростанції, то розподіл електроенергії по підприємству здійснюється за схемою, зображеної на рис. 4.10. При цьому прилеглі цехові трансформаторні підстанції приєднують безпосередньо до шин розподільчого пристрою РУ електростанції, а віддалені споживачі (сусідні підприємства, підсобні господарства, насосні станції, міста і жилсела та ін.) приєднують через вказані на малюнку трансформатори Т1 і Т2.

Електропостачання від енергетичної системи (при відсутності власної електростанції). Залежно від величини напруги джерела живлення електропостачання від енергетичної системи виконують за двома схемами: а) при напрузі 6-10-20 кВ б) при напрузі 35-220 кВ.

У наведених тут і далі схемах роз'єднувачі і реактори не показані. Кількість вимикачів та їх типи можуть змінюватися залежно від категорії споживача, конструктивного виконання лінії і відстані до джерела живлення. Наприклад, схема, а, застосовується для живлення споживачів 3-й категорії; схема з секційним роз'єднувачем, зображена на рис. 4.11, б, - для харчування споживачів 2-й і 3-ї категорій.

Якщо при відключенні однієї з ліній живлення секції повинно відновлюватися автоматично, то вступний та секційний роз'єднувачі замінюються вимикачами.

Наведені схеми з живленням від районної підстанції системи напругою 6-20 кВ застосовні в тому випадку, якщо промислове підприємство знаходиться на відстані не більше 5-10 км від підстанції системи. При великих відстанях зазвичай застосовують схеми з живленням від підстанцій напругою 35-220 кВ.

У схемі, на стороні 35-220 кВ замість вимикачів використовують відокремлювачі і короткозамикачі. Потужність трансформаторів і перетин проводів лінії вибирають так, щоб у нормальному режимі вони були завантажені

на 80 - 90%, а при можливе відключення однієї з ліній і трансформатора друга лінія і трансформатор могли б забезпечити, хоча і з допустимою перевантаженням, безперебійну роботу підприємства.

Схему моста (з'єднання ліній) застосовують, коли доводиться періодично (за графіком навантаження) з метою економії електроенергії відключати і включати трансформатори.

Електропостачання від енергетичної системи і власної електростанції. Схema, застосовується, коли промислове підприємство живиться від енергосистеми напругою 6 - 10 - 20 кВ, що збігається з генераторним напругою, і коли власна електростанція розташована в центрі навантажень. У цьому випадку розподільний пристрій електростанції поєднується з центральним розподільним пунктом ЦРП підприємства. Самостійне знання ЦРП споруджується тільки у випадку, якщо електростанція розташована далеко від центру навантажень підприємства.

Схema, застосовується, коли промислове підприємство живиться від енергосистеми підвищеною напругою (35 - 220 кВ), яке знижується на території підприємства до напруги генераторів електростанції. У цій схемі генератори і розподільний пристрій електростанції не показані.

РУ головною понижувальної підстанції розташовується в центрі навантажень, тоді як місце розташування РУ власної електростанції підприємства диктується іншими умовами: розташуванням під'їзних шляхів для забезпечення паливопостачання, розташуванням джерела водопостачання та ін.

Розглянемо принципи побудови деяких типових схем внутрішнього електропостачання від ГПП до цехових підстанцій. Електропостачання тут може здійснюватися по радіальних і магістральних схем, які мають різні модифікації.

Приклад розподілу електричної енергії на електростанції напругою вище 1000 В за радіальною схемою.

Переваги радіальних схем: простота виконання і надійність експлуатації електричної мережі, можливість застосування швидкодіючої захисту та автоматики. Недоліком радіальних схем є те, що при аварійному відключенні живлячих радіальних ліній, що йдуть в РП1 - РП3, порушується електропостачання декількох цехових трансформаторних підстанцій ТП3-ТП5. Для усунення цього недоліку радіальна схема харчування іноді доповнюється резервною лінією від ГПП, яка підводиться на цехові підстанції. Крім того, для підвищення надійності електропостачання при харчуванні по радіальній схемою застосовується автоматичне включення резерву (АВР). При порушенні харчування однієї із секцій шин РП1 - РП2 автоматично включається нормально розімкнутий секційний вимикач і харчування обох секцій здійснюється по одній лінії. Для надійності живлення споживачів підстанції ТП1 і ТП2 підключаються безпосередньо на шини ДПП та ЦРП.

Застосування радіальних схем електропостачання збільшує кількість використовуваної високовольтної апаратури, що, в свою чергу, здорожує будівельну частину розподільних пристроїв і збільшує капітальні витрати.

При розподілі електроенергії за магістральною схемою (рис. 14.4, б) роблять відгалуження від повітряної високовольтної лінії на окремі підстанції або заводять кабельну лінію по черзі на кілька підстанцій. За системою глибокого вводу при

напрузі 35 кВ і вище на підприємствах можуть встановлюватися понижуючі трансформатори: 110/6 10 кВ, 35 / 6-10 кВ або 35 / 0,4 кВ, що здешевлює установку і знижує втрати потужності.

Магістральні схеми електропостачання дають можливість знизити капітальні витрати за рахунок зменшення довжини ліній живлення, зниження кількості використовуваних високовольтних апаратів, а отже, і спрощення будівельної частини підстанцій. Особливо вигідно застосовувати магістральні схеми при харчуванні цехових трансформаторних підстанцій малої потужності, що розташовуються уздовж цеху.

Основним недоліком магістральних схем є менша (порівняно з радіальними схемами) надійність електропостачання, так як ушкодження магістралі веде до відключення всіх споживачів, які живляться від неї. Для підвищення надійності електропостачання при харчуванні за магістральною схемою застосовуються різні модифікації її: схема наскрізних подвійних магістралей, коли дві магістралі від розподільного пункту черзі заводяться на кожен секцію підстанцій; двопроменева схема, коли живлення підстанцій забезпечується від двох джерел. Ці схеми дають можливість при відключенні однієї з двох магістралей відновити вручну або автоматично харчування всіх споживачів.

Вибір напруги. Для отримання найбільш економічного варіанта електропостачання підприємства в цілому напруга кожної ланки системи електропостачання повинно вибиратися насамперед з урахуванням напруги суміжних ланок. Вибір напруг ґрунтується на порівнянні техніко-економічних показників різних варіантів у випадках, коли:

- 1) від джерела живлення можна отримувати енергію при двох напружених або більше;
- 2) при проектуванні електропостачання підприємств доводиться розширювати існуючі підстанції і збільшувати потужність заводських електростанцій;
- 3) мережі заводських електростанцій пов'язувати з мережами енергосистем.

Перевагу при виборі варіантів слід віддавати варіанту з більш високою напругою навіть при невеликих економічних перевагах (що не перевищують 10-25%) нижчого з порівнюваних напруг.

Для живлення великих і особливо великих підприємств слід застосовувати напруги 110, 150, 220, 330 і 500 кВт. На перших щаблях розподілу енергії на таких великих підприємствах слід застосовувати напруги 1000, 150 і 220 кВ.

Напруга 35 кВ в основному рекомендується використовувати для розподілу енергії на першій ступені середніх підприємств при відсутності значного числа електродвигунів напругою вище 1000 В, а також для часткового розподілу енергії на великих підприємствах, де основна напруга першого ступеня одно 110-220 кВ. Зокрема, напруга 35 кВ можна застосовувати для повного або часткового внутрішньозаводського розподілу електроенергії при наявності:

а) потужних електроприймачів на 35 кВ (сталеплавильних печей, потужних ртутно-випрямних установок та ін.);

б) електроприймачів підвищеної напруги, значно віддалених від джерел живлення;

в) підстанцій малої та середньої потужності напругою 35 / 0,4 кВ, включених за схемою «глибокого вводу».

Напруга 20 кВ при необхідному обґрунтуванні слід застосовувати для харчування тільки для:

а) підприємств середньої потужності, віддалених від джерел живлення і не мають своїх електростанцій;

б) електроприймачів, віддалених від підстанцій великих підприємств (кар'єрів, рудників і т. п.);

в) невеликих підприємств, населених пунктів, залізничних вузлів і т.п., що підключаються до ТЕЦ найближчого підприємства. Доцільність застосування напруги 20 кВ повинна обґрунтовуватися техніко-економічними порівняннями з напругами 35 і 10 кВ з урахуванням перспективного розвитку підприємства.

Напруга 10 кВ необхідно використовувати для внутрішньозаводського розподілу енергії:

а) на підприємствах з потужними двигунами, допускають безпосереднє приєднання до мережі 10 кВ;

б) на підприємствах невеликої та середньої потужності при відсутності або незначному числі двигунів на 6 кВ;

в) на підприємствах, що мають власну електростанцію з напругою генераторів 10 кВ.

Напруга 6 кВ звичайно застосовують при наявності на підприємстві:

а) значної кількості електроприймачів на 6 кВ;

б) власної електростанції з напругою генераторів 6 кВ.

Застосування напруги 6 кВ має обумовлюватися наявністю електроустаткування на 6 кВ і техніко-економічними показниками при виборі величини напруги.

При нарузі розподільчої мережі 10 кВ двигунів середньої потужності 250 кВт і вище слід застосовувати напруги 6 кВ з використанням в необхідних випадках схеми блоку «трансформатор-двигун» при невеликій кількості двигунів на 6 кВ.

Вибір варіанту електропостачання. Після визначення електричного навантаження і встановлення категорії надійності споживача намічають можливі варіанти електропостачання з харчуванням кабельними або повітряними лініями різних напруг. Остаточний вибір одного з варіантів визначають порівнянням техніко-економічних показників зазначених варіантів. Зазвичай розглядають 2-3 варіанти з виявленням капітальних витрат, щорічних експлуатаційних витрат, витрат кольорового металу, сумарних витрат, тобто виконують техніко-економічний розрахунок (ТЕР).

Капітальні витрати на спорудження повітряних ліній визначають за укрупненими показниками вартості спорудження 1 км лінії і вартості обладнання окремих елементів проектованої системи електропостачання (трансформаторів, комутаційної, захисної і вимірювальної апаратури в комплексному виконанні - КТП, КРУ, КСО).

Тема: Розрахунок номінальної потужності в різних режимах роботи, методом «коефіцієнта максимуму», розрахунок змінної потужності, максимальної потужності

Мета:

1.1 Ознайомлення з розрахунком номінальної потужності в різних режимах, методом «коефіцієнта максимуму»

1.2 Опанування розрахунку змінної потужності та максимальної потужності

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Метод коефіцієнта потужності

2 Розрахунок змінної потужності

3 Розрахунок максимальної потужності.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати розрахунок методом коефіцієнта потужності.

2 Охарактеризувати розрахунок змінної потужності.

3 Охарактеризувати розрахунок максимальної потужності.

Для визначення розрахункових навантажень найбільш часто використовується **метод упорядкованих діаграм**.

Метод застосуємо, коли відомі номінальні дані всіх електроприймачів підприємства з урахуванням їх розміщення на території підприємства.

Визначають середнє навантаження груп приймачів за максимально завантаженою зміну $P_{см}$ і розрахунковий півгодинний максимум P_p : $P_{см} = k_i P_{ном}$.

Розрахункова максимальна навантаження: $P_p = k_m P_{см}$,

Де k_m коефіцієнт максимуму, в даному випадку активної потужності, прийнятої за графіками, залежно від коефіцієнта використання та ефективного числа електроприймачів.

Коефіцієнт максимуму характеризує перевищення максимального навантаження над середньої за максимально завантаженою зміну.

Величина, зворотна коефіцієнту максимуму називається **коефіцієнтом заповнення графіка навантаження** $K_{зап}$:

$$k_m = \frac{P_p}{P_{см}} = \frac{1}{k_{зап}}$$

Розрахунки навантажень проводять для активних і для реактивних потужностей.

Недолік методу впорядкованих діаграм в тому, що він не містить елемента прогнозування навантажень.

Порядок розрахунку за методом упорядкованих діаграм :

- 1) усі електроприймачі розбиваються на однорідні по режиму роботи групи з однаковими значеннями коефіцієнтів використання і коефіцієнтів потужності,
- 2) у кожній групі електроприймачів і по вузлу в цілому знаходять межі їх номінальних потужностей і наведене число приймачів, при цьому всі електроприймачі приводяться до $PВ = 100\%$,
- 3) підраховують **номінальну потужність вузла** ,
- 4) визначають для груп електроприймачів **коефіцієнт використання і коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{66}$** ; за довідковими таблицями і за характеристиками обладнання,
- 5) визначають активну і реактивну споживану потужність за найбільш завантаженою зміну: $Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} \varphi_{66}$;
- 6) визначають сумарну активну і реактивну навантаження для вузла для різнорідних груп електроприймачів,
- 7) визначають **середньозважене значення коефіцієнта використання вузла і коефіцієнта потужності** по $\operatorname{tg} \varphi_{66}$:

$$k_{н.зв} = \frac{P_{см,зв}}{\sum_1^n P_{ном}}$$
$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{см,зв}}{P_{см,зв}}$$

8) визначають ефективно наведене число електроприймачів n ,

9) з урахуванням коефіцієнта максимуму визначають розрахункову максимальне навантаження,

10) визначають повну потужність:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}$$

I розрахунковий струм:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

Самостійна робота №10

Тема: Визначення розрахункових навантажень методом «коефіцієнта максимуму» однофазних споживачів електроенергії

Мета:

1.1 Ознайомлення з розрахунком навантажень методом «коефіцієнта максимуму» однофазних споживачів електричної енергії

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Визначення розрахункових навантажень методом «коефіцієнта максимуму» однофазних споживачів електричної енергії

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати яким чином визначають розрахункові навантаження методом «коефіцієнта максимуму» однофазних споживачів електричної енергії.

Порядок розрахунку за методом упорядкованих діаграм :

- 1) усі електроприймачі розбиваються на однорідні по режиму роботи групи з однаковими значеннями коефіцієнтів використання і коефіцієнтів потужності,
- 2) у кожній групі електроприймачів і по вузлу в цілому знаходять межі їх номінальних потужностей і наведене число приймачів, при цьому всі електроприймачі приводяться до ПВ = 100%,
- 3) підраховують **номінальну потужність вузла** ,
- 4) визначають для груп електроприймачів **коефіцієнт використання і коефіцієнт потужності cos 966**; за довідковими таблицями і за характеристиками обладнання,
- 5) визначають активну і реактивну споживану потужність за найбільш завантажену зміну: $Q_{см} = P_{см} \operatorname{tg} 966$;
- 6) визначають сумарну активну і реактивну навантаження для вузла для різнорідних груп електроприймачів,
- 7) визначають **середньозважене значення коефіцієнта використання вузла і коефіцієнта потужності по tg 966**:

$$k_{н.зв} = \frac{P_{см,зв}}{\sum_1^n P_{ном}}$$
$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{см,зв}}{P_{см,зв}}$$

- 8) визначають ефективне наведене число електроприймачів n п,
- 9) з урахуванням коефіцієнта максимуму визначають розрахункову максимальне навантаження,
- 10) визначають повну потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

І розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

Тема: Розрахунок електричних навантажень цехів і заводів

Мета: Ознайомлення з розрахунком електричних цехів і заводів

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Розрахунок електричних навантажень технологічного обладнання цехів і заводу вцілому.
- 2 Розрахунок електричних навантажень освітлення.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати розрахунок електричних навантажень технологічного обладнання цехів і заводу вцілому.
- 2 Охарактеризувати розрахунок електричних навантажень освітлення.

При проектуванні електропостачання цехів пропонується провести розрахунок електричних навантажень цеха використовуючи коефіцієнта максимуму (метод впорядкованих діаграм). Для цього необхідно мати склад, кількість і встановлену потужність електрообладнання встановленого в цеху. Набір основного силового електрообладнання цеха задається викладачем, або студент сам проводить вибір такого обладнання на підставі довідникової літератури, або використовуючи дані отримані під час проходження практик на підприємствах. Для визначенні встановленої потужності на освітлення, пропонується провести розрахунок освітлення цеха використовуючи один з методів розрахунку(метод коефіцієнта використання, метод питомої потужності, точковий метод).

Визначення встановленої потужності на освітлення.

Розрахунок потужності освітлюваної установки методом коефіцієнта використання Світловий потік лампи необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості визначається із співвідношення:

$$\Phi_{л} = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot \square} , \text{ лм}, \quad (2.1)$$

де E - нормоване значення освітленості, лк (таб.2.1.), (таб.1.8 [2]);

S- площа робочої поверхні, м² (визначається по площі цеха);

K³ - коефіцієнт запасу (таб.2.2);

n-кількість встановлених світильників в цеху;

Z- коефіцієнт мінімальної освітленості (таб.2.3.);

□ - коефіцієнт використання світлового потоку (таб.1.9,1.10 [2]).

Коефіцієнт використання світлового потоку залежить від типу світильника, його ККД, коефіцієнтів відбиття стін ρ_c , стелі ρ_n , робочої поверхні приміщення і від індексу приміщення, який визначається за формулою:

$$i = \frac{A \cdot B}{H(A+B)} , \quad (2.2)$$

де A, B- відповідно довжина і ширина приміщення, м;

H- висота приміщення, м.

Розрахувавши світловий потік лампи, знаючи її тип, вибираємо потужність лампи, з таким розрахунком, щоб світловий потік вибраної лампи був рівним розрахунковому, або незначно відрізнявся від нього ($\pm 10\%$)

Таблиця 2.1.Нормована освітленість приміщень, виробничих дільниць і будівель

Приміщення та виробничі дільниці	Розряд зорових робіт	Освітленість, лк	
		при комбінованому освітленні	при загальному освітленні
1.Моторні, агрегатні, механічні, електротехнічні	IVa	750	300
2.Ковальські, зварювально-заготівельні, мідницькі	IV	500	200
3.Столярні	Va	300	200
4.Склади	VIIIa		75
5.Машинні зали, насосні, компресорні	VI		150

Таблиця 2.2. Значення коефіцієнту запасу K^3

Приміщення	Газорозрядні лампи	Лампи розжарення
1.Агломераційні фабрики, цементні заводи і обрубні відділення ливарних заводів	2	47
2.Цехи ковальські, мартенівські, ливарні, зварювальні, збірного залізобетону	1,8	1,5
3.Цехи інструментальні, складальні, механічні, механо-складальні, ткальні, прядильні, деревообробні	1,5	1,9
4.Цехи хімічних заводів і гальванічних покриттів	1,8	1,5
5.Територія підприємств	1,5	1,9

Таблиця 2.3. значення коефіцієнтів Z для різних типів світильників

Тип світильника	Значення Z при відношенні l/H			
	0,8	1,2	1,6	2
УПМ	1,2	1,15	1,25	1,5
НСПО1"Астра"	1,15	1,1	1,2	1,4
Світильники розсіяного світла	1,0	1,0	1,2	1,2

Де l - відстань між світильниками, м.

Примітка: в курсовому (дипломному) проектуванні значення коефіцієнтів можна приймати наступні: $Z=1,1-1,3$; $K^3 = 1,2-1,4$.

Розрахунок потужності освітлюваної установки методом питомої потужності

Наближений метод визначення потужності ламп в світильниках загального освітлення, розміщених рівномірно, за питомою потужністю W_o ($\frac{Вт}{м^2}$), більш простий, ніж методи розрахунку приведені вище.

Значення питомої потужності освітлення W_o приведені в таб. 1.11 [2] Додатку 3 даних методичних вказівок.

Порядок розрахунку:

- 1.Вибираємо тип світильників і ламп виходячи із вказівок приведених в п.2.1.1.
- 2.За таб.2.4 вибираємо коефіцієнт відбиття стелі - ρ_n , стін - ρ_c , робочої поверхні - $\rho_{нов}$.
- 3.Намічаємо кількість світильників, виходячи з їх оптимального розміщення (див.п.2.1.1).
4. За таб. 1.11, [2] або з Додатку 3 даних вказівок знаходимо значення W_o .
- 5.Визначаємо розрахункову потужність однієї лампи

$$P_{л} = \frac{S \cdot W_o}{n}, \text{ Вт,}$$

де S - площа приміщення, м² ;

n- кількість світильників в приміщенні, штук.

- 6.Вибираємо найближчу по потужності лампу. Якщо, її потужність буде меншою або більшою 10% розрахункової, то здійснюємо перерахунок кількості світильників – n.

Визначення розрахункового навантаження силових електроспоживачів.

Вихідними даними розрахунку електричних навантажень від силових електроспоживачів являється план цеха з розміщенням електрообладнання, а також потужності окремих електроспоживачів. Тому перед тим як приступити до розрахунку електричних навантажень, необхідно мати план цеха з розміщенням електрообладнання, а також намітити траси для прокладки живильних і розподільчих ліній цеха. При розрахунку електричних навантажень силових споживачів електроенергії їх слід групувати в групи з однаковим режимом роботи і для кожної з цих груп визначити розрахункові потужності, окремо для кожної розподільчої шафи і шинопроводу . Для розрахунку електричних навантажень, споживачі електроенергії частіше всього використовують метод з використанням коефіцієнта максимуму K_m (метод впорядкованих діаграм). За даним методом розрахункове активне навантаження визначається із співвідношення.

$$P_p = K_m \cdot K_n \cdot P_n = K_m \cdot P_{cm}, \text{ кВт}, \quad (2.8)$$

де K_n - коефіцієнт використання (таб.4.8, [1]);

K_m - коефіцієнт максимуму, визначається з графіка (мал.4.1, [1]) або за таб.4-3, [1] в залежності від коефіцієнта використання - K_n і ефективного числа споживачів електроенергії - n_e ;

P_{cm} - середня активна потужність за максимально завантаженою зміну, визначається із співвідношення

$$P_{cm} = P_n \cdot K_n, \text{ кВт} \quad (2.9)$$

n_e - ефективне число споживачів електроенергії, визначається із співвідношення

$$n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni} \right)^2}{\sum_{i=1}^n (P_{ni})^2}, \text{ штук}, \quad (2.10)$$

де P_{ni} - номінальна (встановлена) потужність і-того електроспоживача в групі;
 n - кількість споживачів електроенергії в групі.

Самостійна робота №12

Тема: Мережі електричного освітлення

Мета: Ознайомлення з мережами електричного освітлення

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Внутрішнє освітлення.
- 2 Групова мережа.
- 3 Зовнішнє освітлення.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати внутрішнє освітлення.
- 2 Охарактеризувати групову мережу.
- 3 Охарактеризувати зовнішнє освітлення.

Внутрішнє освітлення

Живлення робочого освітлення рекомендується виконувати по самостійних лініях від розподільних пристроїв підстанцій, щитів, шаф, розподільних пунктів, магістральних та розподільних шинопроводів.

Лінії мережі живлення робочого освітлення, освітлення безпеки та евакуаційного освітлення, а також лінії, які живлять ілюмінаційні установки та світлову рекламу, повинні мати в розподільних пристроях, від яких ці лінії відходять, самостійні апарати захисту та керування для кожної лінії.

Допускається встановлювати загальний апарат керування для кількох ліній одного виду освітлення або установок, які відходять від розподільного пристрою.

Світильники з люмінесцентними лампами слід застосовувати з пускорегулювальними апаратами, які забезпечують коефіцієнт потужності не нижче ніж 0,9 при світильниках на дві лампи і більше, і 0,85 – якщо світильники однолампові.

Групова мережа

Групові мережі освітлення можуть бути одно-, дво- та трифазні, залежно від їх довжини та кількості світильників, які приєднуються до них.

Лінії групової мережі внутрішнього освітлення повинні бути захищені запобіжниками або автоматичними вимикачами.

Кожна групова лінія, як правило, повинна мати на фазу не більше ніж 20 ламп розжарювання, а також ламп типів ДРЛ, ДРІ, ДРІЗ, ДнаТ. До цієї кількості також входять штепсельні розетки.

У виробничих, громадських будівлях і житлових будинках на однофазні групи освітлення сходових кліток, поверхових коридорів, холів, технічних підвалів і горищ допускається приєднувати до 60 ламп розжарювання потужністю до 60 Вт кожна.

Для групових ліній, які живлять світлові карнизи, світлові стелі тощо з лампами розжарювання, а також світильники з люмінесцентними лампами потужністю до 80 Вт, рекомендується приєднувати до 60 ламп на фазу; для ліній, які живлять світильники з люмінесцентними лампами потужністю до 40 Вт включно, – до 75 ламп на фазу, потужністю до 20 Вт включно – до 100 ламп на фазу.

Для групових ліній, які живлять багатолампові люстри, кількість ламп будь-якого типу на фазу не обмежується.

У групових лініях, які живлять лампи потужністю 10 кВт і більше, кожна лампа повинна мати самостійний апарат захисту.

Зовнішнє освітлення

Для зовнішнього освітлення можна використовувати будь-які джерела світла.

Для охоронного освітлення територій підприємств, якщо охоронне освітлення нормально не вмикається, а вмикається автоматично від дії охоронної сигналізації, розрядні лампи застосовувати не допускається.

Освітлювальні прилади зовнішнього освітлення (світильники, прожектори) можна встановлювати на спеціально призначених для такого освітлення опорах, а також на опорах повітряних ліній до 1 кВ, опорах контактної мережі електрифікованого міського транспорту всіх видів струмів напругою до 600 В, стінах і перекриттях будівель і споруд, щоглах (у тому числі щоглах блискавковідводів, які стоять окремо), технологічних естакадах, площадках технологічних установок і димових труб, парапетах та огороженнях мостів і транспортних естакад, на металевих, залізобетонних та інших конструкціях будівель і споруд незалежно від відмітки їх розташування, можна підвішувати їх на тросах, укріплених на стінах будівель та опорах, а також встановлювати на рівні землі та нижче.

Установлювати світильники зовнішнього освітлення на опорах ПЛ до 1 кВ слід:

- під час обслуговування світильників з телескопічних вишок з ізолювальною ланкою – як правило, вище проводів ПЛ або на рівні нижчих проводів ПЛ у разі розміщення світильників і проводів ПЛ з різних сторін опори. Відстань по горизонталі від світильника до найближчого проводу ПЛ повинна бути не менше ніж 0,6 м;

- під час обслуговування світильників з використанням інших засобів – нижче проводів ПЛ. Відстань по вертикалі від світильника до проводу ПЛ (у просвіті) повинна бути не менше ніж 0,2 м, відстань по горизонталі від світильника до опори (у просвіті) повинна бути не більше ніж 0,4 м.

Над бульварами та пішохідними доріжками світильники слід встановлювати на висоті не менше ніж 3 м.

Найменша висота встановлення освітлювальних приладів для освітлення газонів і фасадів будинків і споруд та для декоративного освітлення не обмежується.

Мережі зовнішнього освітлення рекомендується виконувати кабельними або повітряними лініями з використанням самоутримних ізольованих проводів. В обґрунтованих випадках для повітряних розподільних мереж освітлення вулиць, доріг, площ, територій мікрорайонів і населених пунктів допускається використання неізольованих проводів.

Самостійна робота №13

Тема: Втрати потужності і енергії в повітряних і кабельних лініях

Мета:

1.1 Ознайомлення з втратами потужності і енергії в повітряних лініях

1.2 Ознайомлення з втратами потужності і енергії в кабельних лініях

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Розрахунок втрат потужності і електричної енергії в ПЛ.

2 Розрахунок втрат потужності і електричної енергії в КЛ.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати розрахунок втрат потужності і електричної енергії в ПЛ.

2 Охарактеризувати розрахунок втрат потужності і електричної енергії в КЛ.

Втрати в проводах ліній

1. Для обчислення втрат електроенергії в проводах необхідні наступні дані:

а) каталожні або паспортні

- довжина лінії L км;

- питомий активний опір лінії r_0 Ом/км;

- питомий реактивний опір лінії x_0 Ом/км;

б) активна електроенергія WP (кВт.год.) та реактивна електроенергія WQ (кВАрг),

що проходить по лінії, приймається по розрахункових лічильниках. Якщо

розрахункові лічильники встановлені на стороні низької напруги трансформатора

до значення, врахованого лічильниками, додаються розрахункові втрати в

трансформаторі ($WP + DW_{Pтр}$), ($WQ + DW_{Qтр}$);

в) кількість годин роботи лінії за розрахунковий період T_{Π} ;

г) номінальна напруга лінії $U_{\text{н}}$, кВ.

2. При обчисленні втрат електроенергії в проводах лінії послідовно визначається:

а) активний опір лінії, $R_{\text{э}}$, Ом

$$R_{\text{э}} = r_0 L$$

б) реактивний опір лінії $X_{\text{э}}$, Ом

$$X_{\text{э}} = x_0 L$$

в) середній струм в лінії $I_{\text{ср.}}$, А

$$I_{\text{ср.}} = \frac{\sqrt{WP^2 + WQ^2}}{\sqrt{3 U_{\text{н}} T_{\Pi}}}$$

г) втрати електроенергії в усіх трьох фазах лінії - втрати активної електроенергії, кВт.год.

$$\Delta WP = 3 I_{\text{ср.}}^2 R_{\text{э}} T_{\Pi} 10^{-3} = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_{\text{н}}^2 T_{\Pi}} R_{\text{э}} 10^{-3}$$

- втрати реактивної електроенергії, кВАрг

$$\Delta WQ = 3 I_{\text{ср.}}^2 X_{\text{э}} T_{\Pi} 10^{-3} = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_{\text{н}}^2 T_{\Pi}} X_{\text{э}} 10^{-3}$$

Втрати в кабелях

3. Втратами активної електроенергії в кабельних лініях загальною довжиною до 1 км в зв'язку з малою величиною активного опору можна знехтувати. При довжині кабельної лінії 1 км і більше втрати активної ел. енергії обчислюються по формулі.

4. При обчисленні втрат реактивної електроенергії необхідно врахувати:

Для в/в кабельних ліній характерна наявність реактивної ємнісної провідності в них W_0 , завдяки якій в лінії виникає зарядний ємнісний струм.

Вплив ємнісних струмів $I_{\text{с}}$ на роботу кабельних ліній враховується при напругах більше 20 кВ, а в повітряних лініях 110 кВ і вище.

Реактивна зарядна потужність лінії визначається по формулі:

$$Q = Q_0 L \text{ (квар)}$$

де Q_0 (квар/км) приймається по табл. 1.

L - довжина лінії, км.

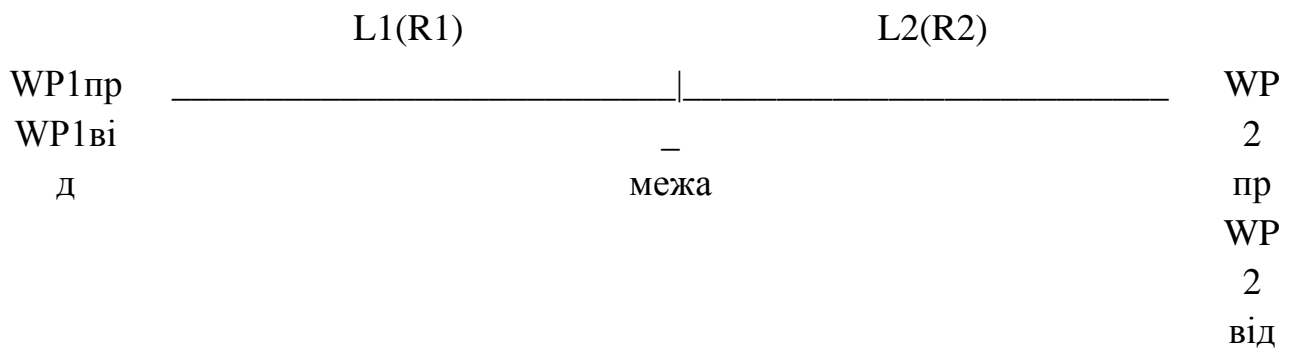
Негативні втрати реактивної електроенергії в кабельній лінії визначаються по формулі:

$$DWQ = Q \text{ Тп (квар)}$$

Таблиця 1- Значення Qo (квар/км)

Напряга лінії					
Перетин жили, мм	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5	6
10	2.3	-	-	-	-
16	2.6	5.9	-	-	-
25	4.1	8.6	24.8	-	-
35	4.6	10.7	27.6	-	-
50	5.2	11.7	31.8	-	-
70	6.6	13.5	35.9	86	-
95	8.7	15.6	40	95	-
120	9.5	16.9	42.8	99	-
150	10.4	18.3	47	112	1180
185	11.7	20	51	115	1210
240	13	21.5	52.8	119	1250
270	-	-	-	-	1270
300	-	-	-	-	1300
350	-	-	-	-	1330
400	-	-	-	-	1360

5 В міждержавних і міжобласних лініях при встановленні лічильників не на межі розділу, а на кінцях лінії втрати можуть бути визначені та розділені таким чином:



а) якщо втрати в лінії рахуються роздільно для кожного напрямку:

$$DWP1\text{від} = \frac{WP1\text{від} - WP2\text{пр} \cdot L1(R1)}{L1(R1) + L2(R2)}$$

$$DWP_{1\text{пр}} = \frac{WP_{2\text{від}} - WP_{1\text{пр}}}{L_1(R_1)}$$

$$= \frac{---$$

$$L_1(R_1) + L_2(R_2)$$

$$DWP_{2\text{від}} = \frac{WP_{2\text{від}} - WP_{1\text{пр}}}{L_2(R_2)}$$

$$= \frac{---$$

$$L_1(R_1) + L_2(R_2)$$

$$DWP_{2\text{пр}} = \frac{WP_{1\text{від}} - WP_{2\text{пр}}}{L_2(R_2)}$$

$$= \frac{---$$

$$L_1(R_1) + L_2(R_2)$$

б) якщо на кінцях лінії тільки два лічильника:

$$DWP_1 = \frac{WP_1 - WP_2}{L_1(R_1)}$$

$$= \frac{-----$$

$$L_1(R_1) + L_2(R_2)$$

$$DWP_2 = \frac{WP_1 - WP_2}{L_2(R_2)}$$

$$= \frac{-----$$

$$L_1(R_1) + L_2(R_2)$$

де $WP_{1\text{пр}}$, $WP_{2\text{пр}}$, $WP_{1\text{від}}$, $WP_{2\text{від}}$ - активна ел. енергія, яка визначається лічильниками прийом-віддача по кожному напрямку (кВт.год.);

L_1 , L_2 , R_1 , R_2 - довжина та опір ділянки лінії до межі розділу;

Номінальна напруга U_{WP_1} , U_{WP_2} - сальдові значення, які визначаються лічильниками на кінцях лінії (кВт.год.).

Якщо діаметр проводів лінії різний, обчислення проводиться по опорі R (Ом), якщо однаковий - по довжині L (км).

Втрати реактивної ел. енергії обчислюються аналогічно.

Самостійна робота №14

Тема: Втрати потужності електроенергії і енергії в трансформаторах

Мета: Ознайомлення з втратами потужності і енергії в в трансформаторах

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Втрати в двохобмотковому трансформаторі
- 2 Втрати в трьохобмотковому трансформаторі.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати в двохобмотковому трансформаторі.
- 2 Охарактеризувати в трьохобмотковому трансформаторі.

Втрати в двохобмотковому трансформаторі

1. Для обчислення втрат електроенергії в двохобмотковому трансформаторі необхідні наступні дані:

а) паспортні або каталожні:

- номінальна потужність трансформатора S_n , кВА;
- втрати активної потужності в сталі трансформатора DP_{xx} , кВт;
- втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора при номінальному навантаженні $DP_{к.з.}$, кВт;
- струм холостого ходу трансформатора I_{xx} , %;
- напруга короткого замикання $U_{к.з.}$, %;

б) споживання активної P_{ϕ} (кВт.год.) та реактивної $W_{Q\phi}$ (кВАрг) електроенергії за розрахунковий період;

(При відсутності приладів обліку реактивної електроенергії приймається

$W_{Q\phi} = W_{P\phi} \operatorname{tg}\phi$,

де $\operatorname{tg}\phi$	для промислових споживачів	- 0,8
	для непромислових споживачів	- 0,6

	для тягових п/ст залізничного т-ту змінного струму	- 1
	для тягових п/ст залізничного т-ту постійного струму, метрополітену і міського ел. транспорту	- 0,5);

в) кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (календарне число годин), $T_{п}$;

г) кількість годин роботи підприємства (споживача) або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період, $T_{р}$.

2. При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначається:

а) фактична потужність трансформатора по даним фактичного споживання активної та реакційної електроенергії за розрахунковий період, кВА

$$S_{\phi} = \sqrt{P_{\phi}^2 + Q_{\phi}^2}$$

де $P_{\phi} = \frac{W_{P\phi}}{T_{р}}$

$Q_{\phi} = \frac{W_{Q\phi}}{T_{р}}$

б) коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{S_{\phi}}{S_{н}}$$

в) втрати активної електроенергії, кВт.год.

$$DWP = DWP_{xx} + DWP_{к.з.} = DP_{xx}T_{п} + K_3^2 DP_{к.з.}$$

г) втрати реактивної потужності трансформатора, кВАр

$$\begin{array}{l} \text{при холостому} \\ \text{ході} \end{array} \quad DQ_{xx} = \frac{S_n \cdot I_{xx}}{100}$$

$$\begin{array}{l} \text{при короткому} \\ \text{замиканні} \end{array} \quad DQ_{к.з.} = \frac{S_n \cdot U_{к.з.}}{100}$$

д) втрати реактивної електроенергії; кВАр

$$DWQ = DWQ_{xx} + DWQ_{к.з.} = DQ_{xx} T_{\Pi} + K_{з2} DQ_{к.з.} T_{\Gamma}$$

Втрати в 3-обмотковому трансформаторі

3. Для підрахунку втрат електроенергії в 3-обмоточному трансформаторі необхідні наступні дані:

а) паспортні або каталожні

- номінальна потужність трансформатора S_n , кВА;

- потужність обмоток ВН, СН, НН - $S_{вн}$, $S_{сн}$, $S_{нн}$, кВА (в паспорті або каталозі дана в відсотках до номінальної потужності);

- втрати потужності в міді обмоток ВН, СН, НН при повному їхньому завантаженні $DP_{вн}$, $DP_{сн}$, $DP_{нн}$, кВт;

- струм холостого ходу трансформатора I_{xx} , %;

- втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході, кВАр

$$DQ_{xx} = \frac{S_n \cdot I_{xx}}{100}$$

- напруга короткого замикання кожної з обмоток тр-ра, %

$$U_{вк} = 0.5 (U_{вн-сн} + U_{вн-нн} - U_{сн-нн})$$

$$U_{ск} = 0.5 (U_{вн-сн} + U_{сн-нн} - U_{вн-нн})$$

$$U_{нк} = 0.5 (U_{вн-нн} + U_{сн-нн} - U_{вн-сн})$$

де $U_{вн-сн}$, $U_{сн-нн}$, $U_{вн-нн}$ беруться з паспорта чи каталогу;

- реактивна потужність, що споживається обмотками ВН, СН, НН трансформатора при повному навантаженні, кВАр

$$DQ_{вн} = \frac{S_{вн} U_{вк}}{100}$$

$$DQ_{CH} = \frac{S_{CH} U_{CK}}{100}$$

$$DQ_{NH} = \frac{S_{NH} U_{NK}}{100}$$

б) споживання активної (WP_{BH} , WP_{CH} , WP_{NH}), кВт.год. та реактивної (WQ_{BH} , WQ_{CH} , WQ_{NH}), кВАрг електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки відповідно високої, середньої та низької напруги трансформатора. При визначенні по показниках розрахункових лічильників на стороні середньої та низької напруги трансформатора

$$WP_{BH} = WP_{CH} + WP_{NH},$$

$$WQ_{BH} = WQ_{CH} + WQ_{NH};$$

в) кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (календарне число годин) $T_{П}$;

г) кількість годин роботи підприємства (споживача) або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період - $T_{р}$.

4. При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначаються:

а) фактична потужність кожної обмотки трансформатора по даних фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВА

$$S_{фBH} = \sqrt{P_{фBH}^2 + Q_{фBH}^2}$$

$$S_{фCH} = \sqrt{P_{фCH}^2 + Q_{фCH}^2}$$

$$S_{фNH} = \sqrt{P_{фNH}^2 + Q_{фNH}^2}$$

де

$$P_{фBH} = \frac{WP_{BH}}{T_{р}} = \frac{WP_{CH} + WP_{NH}}{T_{р}}$$

$$Q_{фBH} = \frac{WQ_{BH}}{T_{р}} = \frac{WQ_{CH} + WQ_{NH}}{T_{р}}$$

$$P_{фCH} = \frac{WP_{CH}}{T_{р}}$$

$$Q_{фсн} = \frac{W_{Qсн}}{T_p}$$

$$P_{фнн} = \frac{W_{Pнн}}{T_p}$$

$$Q_{фнн} = \frac{W_{Qнн}}{T_p}$$

б) коефіцієнт завантаження кожної з обмоток трансформатора

$$K_{звн} = \frac{S_{фвн}}{S_{вн}}$$

$$K_{зсн} = \frac{S_{фсн}}{S_{сн}}$$

$$K_{знн} = \frac{S_{фнн}}{S_{нн}}$$

де $S_{вн}$, $S_{сн}$, $S_{нн}$ - номінальна потужність обмоток високої, середньої та низької напруги трансформатора, кВА;

в) втрати активної електроенергії, кВт.год.

$$DWP = DP_{xx} T_{п} + (DP_{вн} K_{з2вн} + DP_{сн} K_{з2сн} + DP_{нн} K_{з2нн}) T_p$$

г) втрати реактивної електроенергії, кВАрг

$$DWQ = DQ_{xx} T_{п} + (DQ_{вн} K_{з2вн} + DQ_{сн} K_{з2сн} + DQ_{нн} K_{з2нн}) T_p$$

Самостійна робота №15

Тема: Засоби компенсації реактивної потужності

Мета: Ознайомлення з засобами компенсації реактивної потужності.

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Основи компенсації реактивної потужності.
- 2 Використання конденсаторних установок.
- 3 Режим роботи конденсаторних установок.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати основи компенсації реактивної потужності.
- 2 Охарактеризувати використання конденсаторних установок.
- 3 Проаналізувати режими роботи конденсаторних установок.

Основи компенсації реактивної потужності.

Реактивний струм додатково навантажує лінії електропередачі, що призводить до збільшення перерізів проводів і кабелів і відповідно до збільшення капітальних витрат на зовнішні і внутрішньо майданчикові мережі. Реактивна потужність разом з активною потужністю враховується постачальником електроенергії, а отже, підлягає оплаті по тарифах, що діють, тому складає значну частину рахунку за електроенергію.

Найбільш дієвим і ефективним способом зниження споживаної з мережі реактивної потужності є застосування установок компенсації реактивній потужності (конденсаторних батарей, синхронних двигунів і синхронних компенсаторів). За рахунок приєднання до мережі компенсуючого пристрою КП зменшуються втрати потужності і напруги. На практиці коефіцієнт потужності після компенсації знаходиться в межах від 0,93 до 0,99.

Відносну ефективність зменшення реактивного навантаження в тому чи іншому пункті електричної мережі можна оцінити за допомогою так названого економічного еквівалента реактивної потужності. Економічний еквівалент чисельно дорівнює зменшенню витрат активної потужності в мережах при зменшенні реактивного навантаження на 1 кВАр.

Види та способи компенсації.

Основним джерелом реактивної потужності (РП) є синхронні генератори електростанцій. Передавання РП з енергосистеми до споживачів не є раціональним,

оскільки виникають додаткові втрати активної потужності у всіх елементах систем електропостачання, обумовлені завантаженням РП, та додаткові втрати в живлячих мережах. Щоб знизити ці втрати, необхідно біля споживачів встановлювати додаткові джерела РП, основними серед яких є конденсатори.

Використання конденсаторних установок.

Одинична компенсація – краща там, де: потрібна компенсація потужних (понад 20 кВт) споживачів; потужність, яка споживається постійна протягом тривалого часу.

Групова компенсація – застосовується для випадку компенсації декількох індуктивних навантажень, які розташовані поруч і вмикаються одночасно, підімкнених до одного розподільного пристрою і які компенсуються однією конденсаторною батареєю.

Централізована компенсація. Для підприємств, які потребують змінної реактивної потужності постійно ввімкнені батареї конденсаторів не прийнятні, оскільки при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації. У цьому випадку конденсаторна установка оснащується спеціалізованим контролером і комутаційно-захисною апаратурою. При відхиленні значення $\cos\varphi$ від заданого значення контролер підмикає або відмикає ступені конденсаторів. Перевага централізованої компенсації полягає в наступному: ввімкнена потужність конденсаторів відповідає спожитій в конкретний момент часу реактивній потужності без перекомпенсації або недокомпенсації.

При виборі конденсаторної установки необхідна потужність конденсаторів визначається як

$$Q_c = P \times (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \text{ де}$$

$\operatorname{tg}\varphi_1$ – коефіцієнт потужності споживача до встановлення компенсуювальних пристроїв;

$\operatorname{tg}\varphi_2$ – коефіцієнт потужності після встановлення компенсуювальних пристроїв (бажаний або коефіцієнт, який задає енергосистема).

Режим роботи конденсаторних установок повинен виключати можливість роботи підприємств із випереджальним коефіцієнтом потужності. У зв'язку із цим найдоцільнішим є застосування автоматичного регулювання потужності конденсаторних установок за напругою, за часом доби і за іншими параметрами. Для розрахунку параметрів конденсаторної установки в мережі знімають характерні добові графіки навантаження і текуче значення $\cos\varphi$, за якими визначають середнє значення коефіцієнта потужності за період. Знаючи фактичний і потрібний (за умовами компенсації) коефіцієнт потужності, а також споживання активної електроенергії, можна розрахувати потрібну потужність конденсаторної установки.

Самостійна робота №16

Тема: Розрахунки при компенсації реактивної потужності для підприємств з різною кількістю трансформаторів

Мета: Ознайомлення з розрахунками компенсації реактивної потужності для підприємства з різною кількістю трансформаторів

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Основи компенсації реактивної потужності.
- 2 Розрахунок компенсації реактивної потужності для підприємства з різною кількістю трансформаторів.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати основи компенсації реактивної потужності.
- 2 Охарактеризувати розрахунок компенсації реактивної потужності для підприємства з різною кількістю трансформаторів.

Індивідуальна компенсація - компенсація реактивної потужності кожного навантаження окремо (наприклад, на клеммах двигуна). Індивідуальна компенсація - це найбільш просте технічне рішення. Конденсатор підбирається за потужністю і $\cos(\varphi)$ двигуна, тому реактивна потужність двигуна компенсується постійно протягом всього дня, $\cos \varphi$ досить високий. Додаткова перевага індивідуальної компенсації реактивної потужності це те, що витрати на неї найнижчі.

Характер зміни навантаження, є основним фактором, що впливає на вибір найбільш придатної схеми компенсації реактивної потужності. На багатьох підприємствах не все обладнання працює одночасно, багато верстатів задіяні всього кілька годин на день. Тому індивідуальна компенсація стає дуже дорогим

рішенням, при великій кількості обладнання та відповідно великій кількості встановлюваних конденсаторів. Більшість цих конденсаторів не будуть задіяні довгий період часу.

Індивідуальна компенсація найбільш ефективна, коли велика частина реактивної потужності генерується невеликим числом навантажень, які споживають найбільшу потужність досить тривалий період часу.

2 Схеми з'єднання КУ напругою 0,38 кВ

Залежно від призначення, напруги та потужності схеми з'єднань конденсаторних установок виконують однофазними і трифазними з паралельним або паралельно-послідовним з'єднанням конденсаторів. На наведені схеми з'єднань конденсаторних установок 380 В.

В освітлювальних і силових мережах з лінійною напругою 380 В застосовують головним чином трифазні конденсаторні установки з паралельним з'єднанням конденсаторів, з'єднаних за схемою трикутника. Однофазні конденсаторні установки 220, 380 В застосовуються для індивідуальних однофазних ЕП (електричні печі тощо). В освітлювальних мережах трифазні конденсаторні установки звичайно підключають безпосередньо до ліній цих мереж, однак після мережевого вимикача

(рис. 14.1, а).

У силових мережах трифазні конденсаторні установки можуть підключатися як безпосередньо під загальний вимикач з ЕП, так і через окремий вимикач до шин розподільних щитів напругою 380 В

(рис. 14.1, б-д).

При необхідності застосовують секціоновані схеми, що складаються з декількох окремих секцій конденсаторних установок, кожна з яких підключається до шин розподільного щита через свій вимикач.

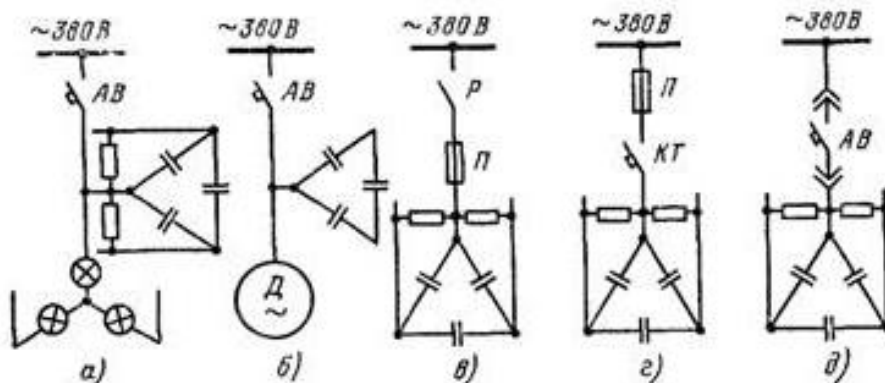


Рис. 14.1 - Схеми приєднання конденсаторних установок 380 В:

а, б - із загальним вимикачем; в - з рубильником і запобіжником;
г - з запобіжником і контактором; д - з автоматичним вимикачем

Самостійна робота №17

Тема: Визначення компенсуючої реактивної потужності

Мета: Ознайомлення з визначенням компенсуючої реактивної потужності

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Види місць розташування конденсаторних батарей..
- 2 Ознайомлення з визначенням компенсуючої реактивної потужності.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати види компенсації реактивної потужності.
- 2 Охарактеризувати визначення компенсуючої реактивної потужності.

Проблема ефективності розподілу реактивної енергії полягає у виборі оптимального місця установки конденсаторної батареї. У розгалуженій електричній мережі конденсаторні батареї можна підключити:

- до шин 6-10 кВ головної знижуючої підстанції (ГЗП) промислового підприємства;

- до розподільних пунктів (РП);

- на стороні 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій;

- безпосередньо у споживача електричної енергії.

З можливих варіантів оптимальний може бути обраний на основі техніко-економічного розрахунку.

На вибір місця підключення і потужність конденсаторних батарей впливає безліч факторів, серед яких такі, як:

- зниження втрат електроенергії в лініях і трансформаторах;

- можливість вибору трансформатора меншої потужності на ЦТП;

- зменшення перерізів кабельних ліній електропередач;

- вартість встановлених конденсаторних батарей;

- втрати активної потужності в конденсаторній батареї на генерацію реактивної;

- вартість комутаційних апаратів для підключення конденсаторної батареї;

- умови режиму напруги.

Компенсація реактивної потужності може бути індивідуальною, загальною (централізованою), груповою.

Індивідуальна компенсація - компенсація реактивної потужності кожного навантаження окремо (наприклад, на клеммах двигуна). Індивідуальна компенсація - це найбільш просте технічне рішення. Конденсатор підбирається за потужністю і $\cos(\varphi)$ двигуна, тому реактивна потужність двигуна компенсується постійно протягом всього дня, $\cos \varphi$ досить високий. Додаткова перевага індивідуальної компенсації реактивної потужності це те, що витрати на неї найнижчі.

Характер зміни навантаження, є основним фактором, що впливає на вибір найбільш придатної схеми компенсації реактивної потужності. На багатьох підприємствах не все обладнання працює одночасно, багато верстати задіяні всього кілька годин на день. Тому індивідуальна компенсація стає дуже дорогим рішенням, при великій кількості обладнання та відповідно великій кількості встановлюваних конденсаторів. Більшість цих конденсаторів не будуть задіяні довгий період часу.

Індивідуальна компенсація найбільш ефективна, коли велика частина реактивної потужності генерується невеликим числом навантажень, які споживають найбільшу потужність досить тривалий період часу.

На рисунку 1.3 зображена індивідуальна компенсація реактивної потужності.

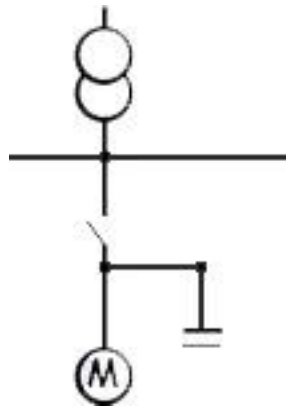


Рисунок 1.3 – Індивідуальна компенсація реактивної потужності

Загальна (централізована) компенсація - компенсація реактивної потужності за допомогою однієї конденсаторної установки встановлюється на КТП або в складі головного розподільного щита (ГРЩ).

Для підприємств зі змінною потребою в реактивній потужності постійно включені батареї конденсаторів не прийнятні, оскільки при цьому може виникнути режим недокомпенсації або перекомпенсації. У цьому випадку конденсаторна установка оснащується спеціалізованим контролером і комутаційно-захисною апаратурою. При відхиленні значення $\cos\phi$ від заданого значення контролер підключає або відключає ступені конденсаторів. Перевага централізованої компенсації полягає в наступному: увімкнена потужність конденсаторів відповідає споживаній в конкретний момент часу реактивній потужності без перекомпенсації або недокомпенсації.

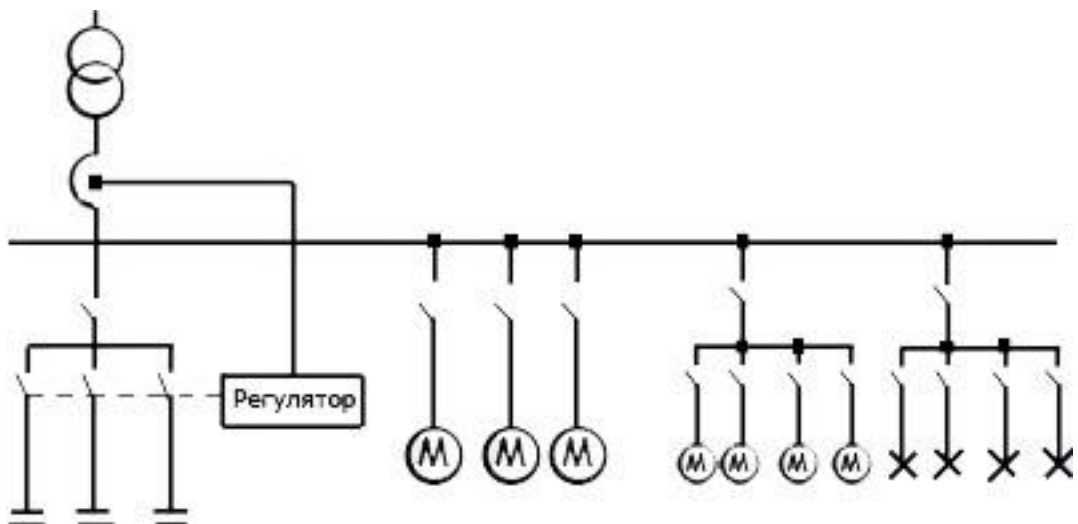


Рисунок 1.4 – Централізована компенсація реактивної потужності

Групова компенсація застосовується у випадку компенсації індуктивних навантажень, що одночасно вмикаються і розташовані поруч, підключених до одного розподільного пристрою і компенсуються однією конденсаторною батареєю. Групова компенсація зображена на рисунку 1.4.

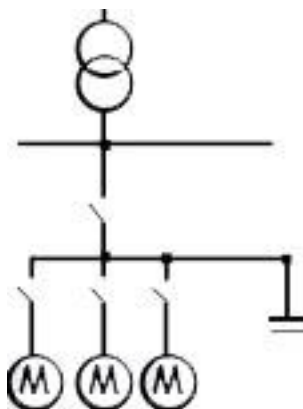


Рисунок 1.5 – Групова компенсація реактивної потужності

На рисунку 1.5 зазначено три способи підключення конденсаторної батареї. При першому способі підключення, питома вартість конденсаторів високої напруги менше питомої вартості конденсаторів низької напруги, але конденсатори низької напруги простіше і надійніше в експлуатації.

Реактивна потужність визначається при синусоїдальній напрузі мережі живлення наступним чином:

- у випадку однофазних навантажень:

$$Q = UI_1 \sin \varphi = P \operatorname{tg} \varphi ,$$

де $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$ - коефіцієнт реактивної потужності,

$P = UI_1 \cos \varphi$ - активна потужність навантаження,

а $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності.

-у випадку трьохфазних навантажень:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

Рівень компенсованої реактивної потужності Q_k визначається як різниця реактивних потужностей навантаження підприємства Q_{Π} , та потужності, що надається підприємством енергосистемою

$$Q_{\Sigma}; Q_k = Q_{\Pi} + Q_{\Sigma} = P(\operatorname{tg} \varphi_{\Pi} - \operatorname{tg} \varphi_{\Sigma})$$

Потреби в реактивній потужності зазвичай перевищують можливості її покриття генераторами на електростанціях, оскільки більша частина промислових навантажень – це споживачі реактивної потужності.

Таким чином компенсація реактивної потужності є важливою складовою частиною комплексу організаційно-технічних заходів з регулювання режимів електроспоживання і обмеження максимумів навантаження на промислових підприємствах.

Основними споживачами реактивної потужності на промислових підприємствах є:

- асинхронні двигуни - 45-65%.
- електропечі - 8%.
- напівпровідникові перетворювачі та повітряні електричні лінії – 10%.
- трансформатори всіх ступенів трансформації – 20-25%.

Самостійна робота №18

Тема: Схеми з'єднань конденсаторних установок

Мета: Ознайомлення з схемами з'єднання конденсаторних установок

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Основні схеми з'єднання конденсаторних установок

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати схеми з'єднання конденсаторних установок

Проблема ефективності розподілу реактивної енергії полягає у виборі оптимального місця установки конденсаторної батареї. У розгалуженій електричній мережі конденсаторні батареї можна підключити:

- до шин 6-10 кВ головної знижуючої підстанції (ГЗП) промислового підприємства;

- до розподільних пунктів (РП);

- на стороні 0,4 кВ цехових трансформаторних підстанцій;

- безпосередньо у споживача електричної енергії.

З можливих варіантів оптимальний може бути обраний на основі техніко-економічного розрахунку.

На вибір місця підключення і потужність конденсаторних батарей впливає безліч факторів, серед яких такі, як:

- зниження втрат електроенергії в лініях і трансформаторах;

- можливість вибору трансформатора меншої потужності на ЦТП;

- зменшення перерізів кабельних ліній електропередач;

- вартість встановлених конденсаторних батарей;
- втрати активної потужності в конденсаторній батареї на генерацію реактивної;
- вартість комутаційних апаратів для підключення конденсаторної батареї;
- умови режиму напруги.

Компенсація реактивної потужності може бути індивідуальною, загальною (централізованою), груповою.

Індивідуальна компенсація - компенсація реактивної потужності кожного навантаження окремо (наприклад, на клеммах двигуна). Індивідуальна компенсація - це найбільш просте технічне рішення. Конденсатор підбирається за потужністю і $\cos(\varphi)$ двигуна, тому реактивна потужність двигуна компенсується постійно протягом всього дня, $\cos \varphi$ досить високий. Додаткова перевага індивідуальної компенсації реактивної потужності це те, що витрати на неї найнижчі.

Характер зміни навантаження, є основним фактором, що впливає на вибір найбільш придатної схеми компенсації реактивної потужності. На багатьох підприємствах не все обладнання працює одночасно, багато верстати задіяні всього кілька годин на день. Тому індивідуальна компенсація стає дуже дорогим рішенням, при великій кількості обладнання та відповідно великій кількості встановлюваних конденсаторів. Більшість цих конденсаторів не будуть задіяні довгий період часу.

Індивідуальна компенсація найбільш ефективна, коли велика частина реактивної потужності генерується невеликим числом навантажень, які споживають найбільшу потужність досить тривалий період часу.

2 Схеми з'єднання КУ напругою 0,38 кВ

Залежно від призначення, напруги та потужності схеми з'єднань конденсаторних установок виконують однофазними і трифазними з паралельним або паралельно-послідовним з'єднанням конденсаторів. На наведені схеми з'єднань конденсаторних установок 380 В.

В освітлювальних і силових мережах з лінійною напругою 380 В застосовують головним чином трифазні конденсаторні установки з паралельним з'єднанням конденсаторів, з'єднаних за схемою трикутника. Однофазні конденсаторні установки 220, 380 В застосовуються для індивідуальних однофазних ЕП (електричні печі тощо). В освітлювальних мережах трифазні конденсаторні установки звичайно підключають безпосередньо до ліній цих мереж, однак після мережевого вимикача

(рис. 14.1, а).

У силових мережах трифазні конденсаторні установки можуть підключатися як безпосередньо під загальний вимикач з ЕП, так і через окремий вимикач до шин розподільних щитів напругою 380 В

(рис. 14.1, б-д).

При необхідності застосовують секціоновані схеми, що складаються з декількох окремих секцій конденсаторних установок, кожна з яких підключається до шин розподільного щита через свій вимикач.

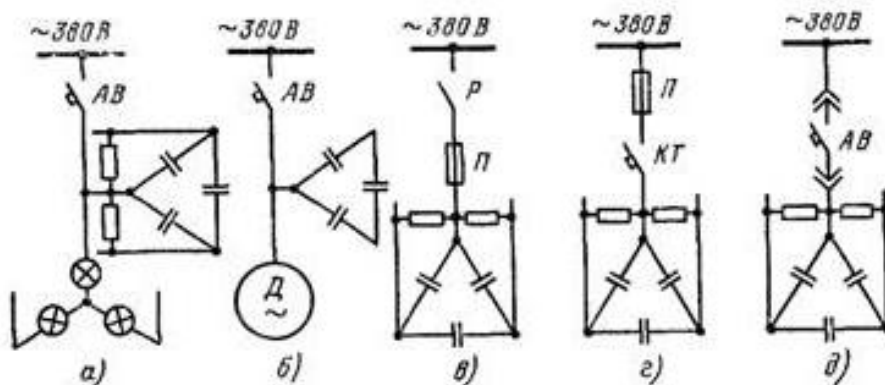


Рис. 14.1 - Схеми приєднання конденсаторних установок 380 В:
а, б - із загальним вимикачем; в - з рубильником і запобіжником;
г - з запобіжником і контактором; д - з автоматичним вимикачем

Самостійна робота №19

Тема: Комплектні конденсаторні установки

Мета: Ознайомлення з будовою і підключенням комплектних конденсаторних установок

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Будова комплектних конденсаторних установок.
- 2 Схема підключення комплектних конденсаторних установок.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати будову комплектних конденсаторних установок.
- 2 Описати схему підключення комплектних конденсаторних установок.

Комплектні конденсаторні установки КРПН

Комплектні конденсаторні установки КРПН



Застосування

КРПН призначені для установки на промислових і комунальних об'єктах. Можуть працювати в мережах із глухозаземленою, ізольованою нейтралю чи без нейтралі. Застосування конденсаторних установок дозволяє знизити витрати на електроенергію і підвищити ефективність використання існуючих електромереж. При відсутності компенсації реактивної потужності, при передачі тієї ж активної потужності в мережі протікає більший струм, що викликає втрати в лінії і зниження напруги в кінцевого споживача.

Опис КРПН

Комплектні конденсаторні установки ККУ-0,4 виготовляються із застосуванням



високоякісних комплектуючих вітчизняних і закордонних виробників. Продумана конструкція установки забезпечує високу щільність монтажу та високу

ремонтпридатність. Установки мають захисти від перевантажень, коротких замикань, зниження напруги, перегріву.



Переваги комплектних конденсаторних установок КРПН

- широкий спектр потужностей від 10 до 1200 кВАр.;
- застосування сучасних процесорних регуляторів з гнучким програмуванням під потреби споживачів;
- застосування конденсаторів з спеціальною системою захисту, яка забезпечує 100% гарантію від розриву конденсатора;
- застосування спеціальних контакторів з струмообмежуючими резисторами,



- що значно збільшує ресурс контактів;
- малі габарити та оптимальна конструкція;

- зручність та простота монтажу, експлуатації і технічного обслуговування;
- безпека персоналу.

Самостійна робота №20

Тема: Повітряні лінії (ПЛ)

Мета: Ознайомлення з призначення і будову повітряної лінії (ПЛ)

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Призначення повітряної лінії (ПЛ).
- 2 Будова ПЛ.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати призначення ПЛ.
- 2 Описати будову ПЛ.

Повітряною лінією (ПЛ) називається пристрій для передачі та розподілу електроенергії по проводах, розміщених на відкритому повітрі і прикріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або в окремих випадках до кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

Повітряні лінії електропередачі поділяються на ПЛ напругою до 1000 В і понад 1000 В (3, 6, 10, 35 кВ і т.д.).

Лінії напругою до 1000 В призначені для передачі й розподілу електроенергії на невеликі відстані всередині міст, селищ і сіл до введів у будинки або на підприємства. У містах ці лінії часто виконують кабельними.

Лінії напругою 2—110 кВ використовують для передачі електроенергії від районних підстанцій до населених пунктів і підприємств, що розміщені на відстані 10—20 км.

Лінії напругою 110—330 кВ, а інколи і 500 кВ призначені для передачі великих потужностей між електричними станціями і великими районними підстанціями для електропостачання великих міст або економічних районів на відстані від 30 до 600 км.

Лінії напругою 500 кВ використовують для передачі потужності до 1 млн кВт і служать для зв'язку різних енергетичних систем, які розміщені на відстані до 1200 км.

Лінії напругою 750 кВ служать для передачі потужності 2—2,5 млн кВт на відстань до 2000 км.

Основною особливістю ліній, що визначає їх конструктивне виконання, є їх підданість впливу вітру, температури, атмосферних опадів, ожеледі, грози і т. д. При цьому можливі поєднання різних факторів.

Велику небезпеку для ліній ПЛ становить обледеніння, оскільки на проводах створюються додаткові, а часто досить значні навантаження, які можуть стати причиною обривання проводів і навіть руйнування опор лінії.

Район обледеніння визначають за товщиною стінок льоду, який утворюється на проводах ПЛ лінії. За цими ознаками розрізняють чотири райони обледеніння:

I район — товщина стінок льоду на проводі до 5 мм;

II район — ” ” ” ” від 6 до 10 мм;

III район — ” ” ” ” від 11 до 15 мм;

IV район — ” ” ” ” від 16 до 20 мм.

Якщо товщина стінок льоду, що утворився на проводах, перевищує 20 мм, то цю місцевість зараховують до особливо обледенілого району.

За номінальною напругою і категорією приєднаних до неї споживачів ПЛ поділяються на I, II, III класи. Повітряні лінії напругою до 1000 В незалежно від категорії приєднаних до них споживачів належать до III класу.

Розрізняють нормальний та аварійний режими роботи ПЛ. Нормальний режим — це робота при необірваних проводах і тросах. Аварійний режим — це робота при повністю або частково обірваних проводах або тросах.

Будова повітряних ліній електропередачі напругою до 1000 В.

Основні конструктивні елементи

ПЛ складається з таких основних конструктивних елементів:

1. **Опор** різних типів — для підвішування проводів і грозозахисних тросів.

2. **Фундаментів опор.**

3. **Проводів** різних конструкцій і перерізів, які передають електричний струм.

4. **Грозозахисних тросів**, які захищають лінії від грозових розрядів.

5. **Ізоляторів** або гірлянд ізоляторів для ізоляції проводів від заземлених частин опори.

6. **Лінійної арматури**, яка служать для кріплення проводів і тросів до ізоляторів та опор, а також для з'єднання проводів і тросів.

7. **Заземлювальних пристроїв і трубчастих розрядників**, які забезпечують відведення струмів блискавки в землю.

Основні елементи лінії

Проводи. Для ПЛ використовують одножильні та багатожильні проводи з алюмінію і сталі. Багатожильні проводи виготовляють обмотуючим на центральний стальний дріт алюмінієвих жил. Саме це надає необхідну механічну міцність. Такі проводи називають сталеалюмінієвими. Позначення таких проводів: А — алюмінієвий багатожильний провід; АС — сталеалюмінієвий багатожильний провід; ПС — стальний багатожильний провід; ПСО — стальний одножильний провід.

Проводи випускають найрізноманітніших стандартних перерізів, який у квадратних міліметрах вказується в маркуванні проводів. Наприклад, провід А-25 має переріз 25 мм². Винятком є одножильні сталі проводи, для яких цифри у марці показують діаметр жили. Наприклад, для проводу ПСО — 5 діаметр жили 5 мм.

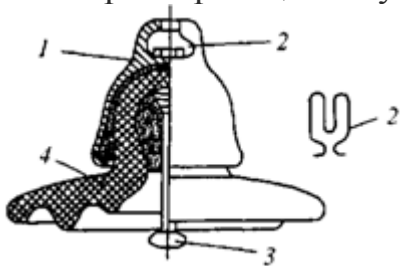
Згідно з умовами механічної міцності для ПЛ можна використовувати проводи перерізом не менше, ніж 16 мм² — алюмінієві; 10 мм² — сталеалюмінієві; 25 мм² — сталі багатожильні; 5 мм² — сталі одножильні.

Ізолятори. Ізолятори призначені для кріплення проводів до опор і створення необхідного електричного опору між проводом, що перебуває під напругою та опорою.

Залежно від призначення та способу кріплення ізоляторів до опор розрізняють підвісні ізолятори, які використовують на лініях напругою 35 кВ та більше, і штирові, які застосовують на лініях до 35 кВ. Підвісні ізолятори мають вищі механічні характеристики, ніж штирові. Конструкція підвісних ізоляторів дає змогу складати з окремих ізоляторів гірлянди необхідної довжини залежно від напруги лінії. Штирові ізолятори розраховують тільки на одну з нагруг лінії, тому лініям різних напруг відповідають різні типи штирових ізоляторів.

Основними ізоляційними матеріалами, з яких виготовляють ізолятори, є фарфор і скло. Фарфор має високі ізоляційні властивості та механічну міцність, що забезпечує тривалу роботу ізоляторів. В останні роки все ширше використовують ізолятори із загартованого скла, які дешеві та зручні в експлуатації. Дефектний ізолятор із загартованого скла можна виявити безпосереднім оглядом, оскільки у нього руйнується скляна тарілка.

Конструкція фарфорових і скляних підвісних ізоляторів аналогічна (мал. 16.1), вони складаються з шапки 1, тарілки 4, стержня 3, замка 2, шплінта. Тарілка є ізолюючою частиною і виготовляється з фарфору або скла. Шапка і стержень служать для кріплення до арматури і з'єднання ізоляторів у гірлянді. Стальний замок запобігає розщепленню ізоляторів. Шапка і стержень з'єднані з тарілкою ізолятора шаром цементу.



Мал. 16.1. Підвісний ізолятор в розрізі: 1 — шапка; 2 — замок; 3 — стержень; 4 — тарілка

Для ізоляції проводів ПЛ застосовують штирьові та підвісні ізолятори. Найбільш широко використовують фарфорові ізолятори ТФ (мал. 16.2, а) і ШН-1, а також ізолятори із загартованого скла ТСМ-2. Для виконання розгалужень застосовують фарфоровий багатошийковий ізолятор РФО (мал. 16.2, б). Поверхню фарфорових ізоляторів покривають шаром глазури, яка запобігає проникненню вологи у фарфорі його руйнуванню від дії атмосферних факторів. Крім того,

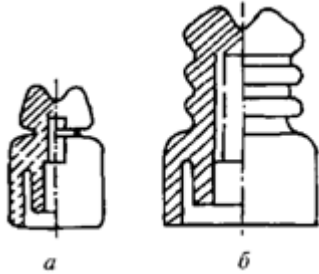


Рисунок 16.2. Штирьові ізолятори: а — типу ТФ; б — типу РФО

глазурану поверхню легко чистити від забруднень.

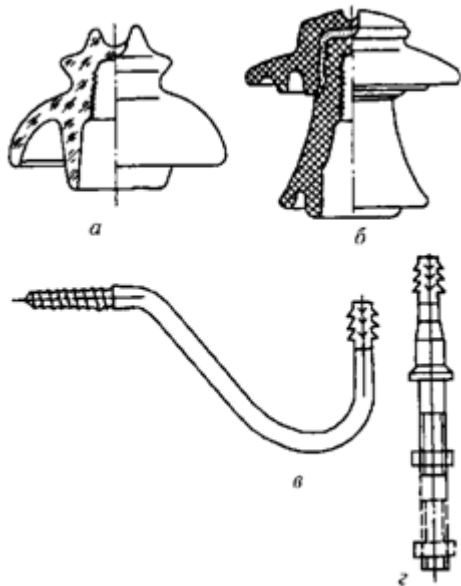
На лініях використовують штирьові фарфорові та скляні ізолятори ШФ і ШС на напругу 6, 10, 20 і 35 кВ. Проводи прикріплюють до штирьових ізоляторів за допомогою прив'язування м'яким дротом або спеціальним затискачем. Для кріплення ізоляторів на гаках або штирях внутрішня порожнина ізолятора має гвинтову нарізку. Ізолятор на штир або гак нагвинчують з паклею просоченою суриком (мал. 16.3).

Лінійна арматура. До лінійної арматури відносять металеві деталі, які використовують для кріплення проводів і тросів до гірлянд ізоляторів і кріплення гірлянд до опор, з'єднання проводів і тросів, підтримування проводів на певній відстані один від одного. За призначенням арматура поділяється на натяжні та підтримуючі затискачі, з'єднувачі, зчеплювальні деталі, дистанційні розпорки, захисні кільця і роги та віброгасильники.

Натяжні затискачі призначені для кріплення проводів і тросів на анкерних опорах, а підтримуючі затискачі — для кріплення проводів на проміжних опорах. До зчеплювальної арматури належать скоби, серезки, пестики, вушка, дволанцюгові й триланцюгові коромисла.

Для з'єднання проводів перерізом до 240 мм² використовують овальні й обтискні з'єднувачі, які монтують обтискуванням або скручуванням.

Захисні кільця та роги призначені для відведення електричної дуги, яка виникає при перекриттях гірлянд ізоляторів, від поверхні ізоляторів і поліпшення розподілу електричної напруги по гірлянді.



Мал. 16.3. Штирвові ізолятори та деталі їх кріплення: а — суцільний скляний ізолятор на напругу 6—10 кВ; б — фарфоровий ізолятор на напругу 20—35 кВ; в — гак; г — штир

Віброгасильники встановлюють за появи значних пошкоджень проводів або тросів від вібрації або на основі записів вібрографів, а також при встановленні пошкоджень на лінії. Відстань від віброгасильника до підтримуючих або на-тяжних затискачів залежить від марки проводів лінії і кліматичних умов району, через який проходить траса. Відстань від віброгасильника до затискачів 50—65 см для проводів перерізом до 70 мм² і 150—170 см для проводів більших перерізів.

Самостійна робота №21

Тема: Кабельні лінії (КЛ) і струмопроводи напругою 6-35 кВ

Мета:

- 1.1 Ознайомлення з призначення і будову кабельної лінії (КЛ)
- 1.2 Ознайомлення з призначення і будову струмопроводів напругою 6-35 кВ

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Будова і призначення кабельної лінії (КЛ).
- 2 Призначення і будову струмопроводів напругою 6-35 кВ.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати будова і призначення кабельної лінії (КЛ) .
- 2 Описати призначення і будову струмопроводів напругою 6-35 кВ.

Кабельні лінії. 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 безпеку експлуатації. Тому, незважаючи на їх велику вартість і трудомісткість спорудження, кабельні лінії широко застосовують в електричних мережах зовнішнього і внутрішнього електропостачання.

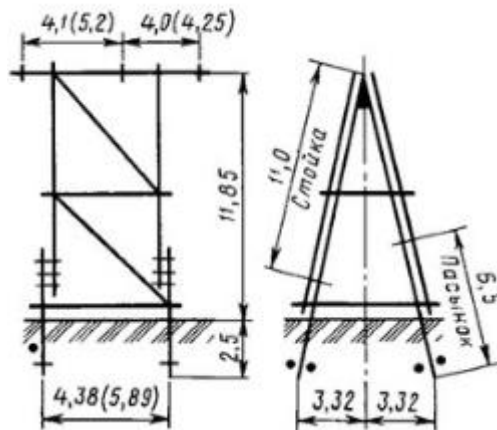


Рис. 4.3 дерев'яна анкерна опора ЛЕП 35-110 кВ

Кабель складається з струмоведучих жил, ізоляції та захисних оболонок. Жили виконують з мідного або алюмінієвого дроту і можуть бути одно- і багатодротовими. По числу жив кабелі виконують одно-, двох-, трьох- і чотирьох-жильними.

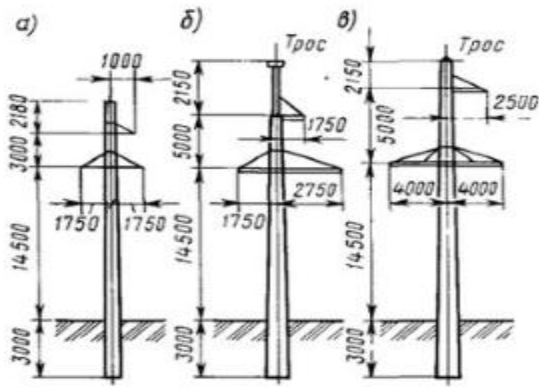


Рис. 4.4 одноланцюгові проміжні залізобетонні опори на 35(а), 110(б) і 220(в) кВ

Ізоляція кабелів понад 1000 В виконується з багатошарової просоченої паперу і різного пластикатів (поліетилену, полівінілхлорида та ін.).

Захисні оболонки, що перешкоджають проникненню вологи, газів і кислот, виконують свинцевими, алюмінієвими і хлорвінілові. Для механічного захисту оболонок на них накладається сталева і дротяна броня, поверх якої для кабелів, що прокладаються в землі і в воді, крім того, накладається захисний джгут з просоченої кабельної пряжі.

Єдині технічні вказівки але вибору і застосування електричних кабелів [32] встановлюють розподіл марок кабелів по областях застосування в залежності від ступеня впливу на них агресивною і пожежонебезпечною навколишніх середовищ, механічних зусиль і впливів, що виникають як при різних видах прокладок, так і в експлуатації.

При встановленні рекомендованих областей застосування електричних кабелів передбачено широке використання кабелів в алюмінієвій або пластмасовій оболонках взамін кабелів у свинцевій оболонці. При виборі кабелів слід керуватися нижченаведеним:

1. Наведені у вказівках і в [15] марки кабелів можуть бути використані для живлення споживачів всіх категорій за ступенем вимоги до надійності електропостачання.

2. За базові марки силових кабелів, наведених у таблицях, прийняті кабелі з алюмінієвими жилами.

Поряд з базовими марками для відповідних умов, зазначених у ПУЕ, можна застосовувати аналогічні марки силових кабелів з мідними жилами; марки кабелів для вертикальних і похилих трас з збідненої ізоляцією чи ізоляцією.

3. Застосування силових кабелів у свинцевій захисній оболонці слід передбачати для випадків: підводних ліній, в шахтах, небезпечних по газу і пилу, для прокладки в особливо небезпечних корозійних зонах.

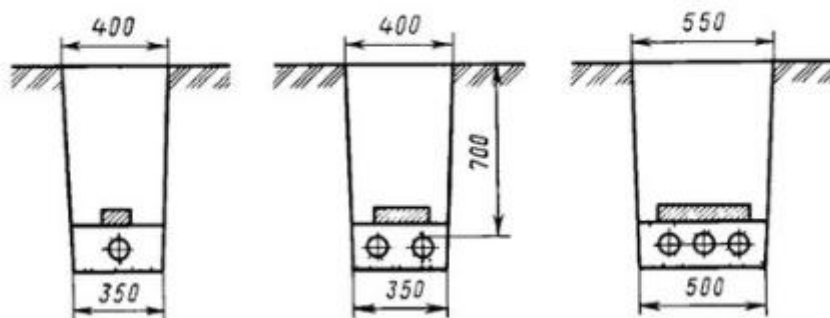


Рис. 4.5 Розміщення кабелів в земляній траншеї

В даний час широко застосовують маслонаполнені 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 ірідняють зазвичай кабелі середнього тиску на ПМКВ з алюмінієвою оболонкою Ці кабелі краще кабелів зі свинцевою оболонкою, так як допускають підвищення тиску до 0.5 МПа.

При монтажу кабельних ліній застосовують з'єднати тільні, відповідь вительние та кінцеві кабельні муфти і кінцеві воронки Для кабелів понад 1000 В використовують свинцеві МУФП.!. які після оброблення кабелю (зняття зовнішнього покриву, броні і свинцевої оболонки) заливають бітумною кабельною масою або спеціальними епоксидними компаундами При сухій розбирання кабелю із застосуванням липкої стрічки і лаку на основі поліхлорвіпілових смол кабельні муфти і воронки кабельною масою не заливати, що прискорює монтаж і забезпечує необхідну електричну та механічну міцність з'єднання

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

Прокладка кабелів у земляних траншеях (рис. 4.5) є найбільш простою і дешевою. Для захисту від механічних пошкоджень кабелі покривають цеглою або бетонними плитами. В якості кабельної подушки застосовують просіяне земля або пісок. Глибина прокладки кабелю від поверхні землі повинна бути не менше 0,7 м. При прокладанні на меншій глибині (0,5 м), наприклад при вводі в будинок, кабель повинен мати надійний захист від механічних пошкоджень. І він повинен бути укладений у металеву або асбоцементну трубу.

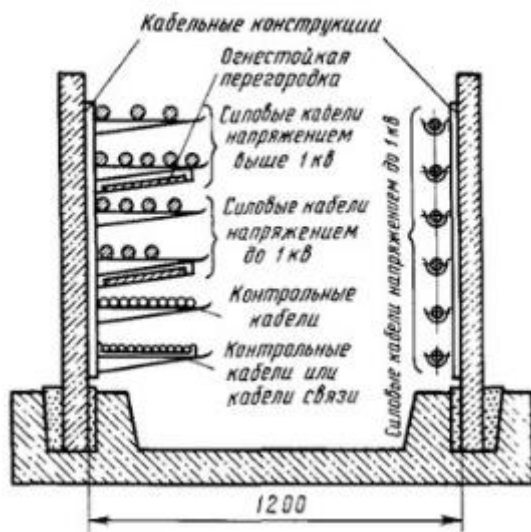


Рис. 4.6 Розміщення кабелів в каналах конструкції

Відстань між кабелями при їх паралельному прокладанні повинна бути не менше 100 мм між силовими кабелями напругою до 10 кВ, 100 мм між силовими і контрольними кабелями; 500 мм між силовими кабелями на напругу більше 10 до В і кабелями зв'язку.

Відстань силових кабелів, що прокладаються уздовж різного роду споруд, повинно бути не менше 0,6 м до фундаментів будівель; 0,5 м до трубопроводів; 2 м до теплопроводів.

У місцях пересічення з залізничними шляхами і автогужових дорогами кабелі для захисту від механічних пошкоджень укладають у металеві або асбоцементні труби.

Прокладка кабелів у каналах може бути зовнішньої і внутрішньої. Залізобетонні канали можуть бути підземними із заглибленням на 450- 750 мм або напівпідземного, виступаючими на 150- 350 мм над планувальними відмітками.

Прокладка кабелів в підземному каналі на конструкціях показана на рис. 4.6. а в напівпідземному зовнішньому каналі - на рис. 4.7. Число прокладають кабелів в каналі може складати 35 шт. і може бути збільшено при здвоєних і прибудованих каналах.

Прокладання кабелів у тунелях є найбільш дорогим способом, тому може застосовуватися при великому числі кабелів (30 і більше) і при відсутності можливості спорудження кабельної естакади відкритого або закритого типу.

У разі прокладання кабелів у тунелях на території промислових підприємств повинні бути передбачені протипожежні заходи (розподіл тунелю на відсіки з незалежною вентиляцією, наявність люків для пожежогасіння та ін.). Розміщення кабелів в тунелі показано на рис. 4.8.

Прокладка кабелів на естакадах широко застосовується на підприємствах ряду галузей промисловості з великими концентрованими навантаженнями і при наявності в ґрунті хімічних реагентів, блукаючих струмів і різної ґрунтової корозії, що ускладнюють прокладку кабелів іншими способами.

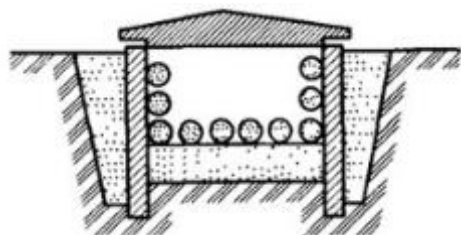


Рис. 4.7 Прокладка кабелів у напівпідземному зовнішньому каналі

Перевагами Естакадній прокладки кабелів є: зручності монтажу та експлуатації, можливість ведення монтажних робіт незалежності від повної готовності всього об'єкта, мала ймовірність механічних пошкоджень.

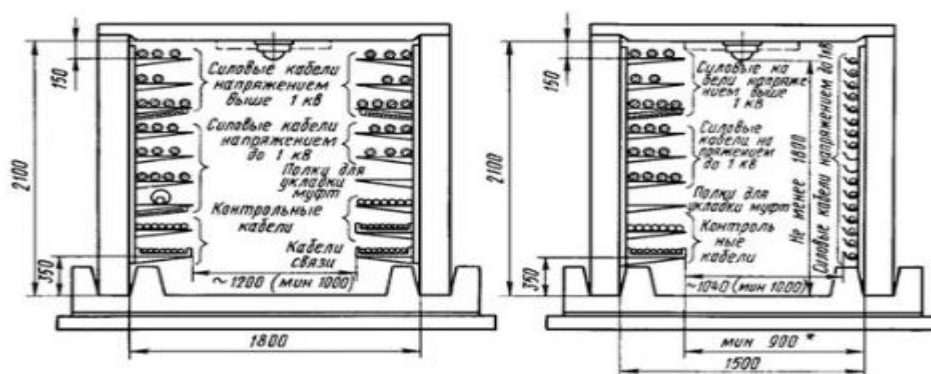


Рис. 4.8 Прокладка кабелів в тунелі

Блокова прокладка забезпечує хороший захист від механічних пошкоджень і полегшує ремонт. Для спорудження кабельних блоків 1 використовують зазвичай одноотвірні (одноканальні) гончарні, азбоцементні або бетонні труби, які укладають в один або кілька рядів у траншею на бетонну основу; після стикування труби скріплюють бетоном в загальний блок (рис. 4.9).

Для блочної прокладки застосовуються збірні багатоканальні бетонні блоки. У місцях з'єднань і відгалужень кабелів, а також на прямих ділянках довгих кабельних ліній (більш 150 м) для полегшення протягання кабелів через отвори блоків влаштовують колодязі 2, в які вводять труби блоку. Блоки і колодязі, що споруджуються в сирих ґрунтах або нижче рівня ґрунтових віл. покривають гідроізоляцією, що попереджає проникнення в них вологи. Труби в блоках укладають з невеликим ухилом до криниць, куди стікає випадково потрапила

волога.

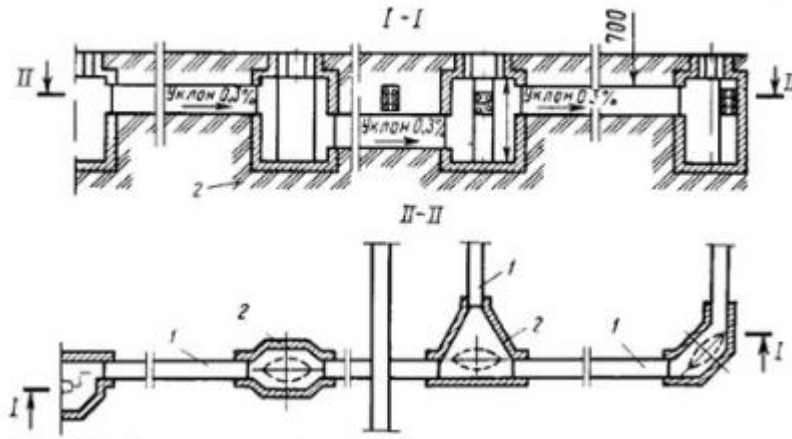


Рис. 4.9 Прокладка кабелів в блоках

Ремонт кабелю при розглянутих видах прокладки виробляють без земляних робіт, не порушуючи пішохідного, автомобільного та інших видів руху. Однак така прокладка кабелю коштує значно дорожче і тому застосовується тільки для особливо відповідальних ліній або магістралей з великим числом прокладають кабелів.

Струмопроводи напругою 6-35 кВ. Останнім часом для внутрішнього і зовнішнього електропостачання промислових підприємств застосовують струмопроводи різних виконань.

Відкриті струмопроводи з жорсткою ошиновкою використовують при напрузі 6 і 10 кВ. рідше при напружених 35 кВ. Їх конструкції розрізняються взаємним розташуванням фаз, типом ізоляторів та їх кріплень, матеріалом, формою і розмірами шин, що визначається значеннями напруги і струмового навантаження.

Шини струмопроводів виготовляють в основному з алюмінію або його сплавів. При струмах до 2000 А пакет складається з плоских шин, а при великих токах - з шин швеллерного профілю.

У підвісних струмопроводів з жорсткими шинами і опорними ізоляторами струмоведучі шини розташовані по кутах рівностороннього трикутника.

Гнучкі трифазні струмопроводи виконують на напругу 6-20 кВ. Їх використовують для з'єднання генераторів з трансформаторами, а також генераторів і трансформаторів з шинами розподільних пристроїв. Такі струмопроводи можна використовувати і у відкритих розподільних пристроях ГПП напругою 110 кВ. При цьому кожна фаза виконується з декількох голих гнучких проводів, скріплених за допомогою спеціальних кріпильних деталей. Фази розміщують в горизонтальній площині або по кутах рівностороннього трикутника і кріплять на підвісних ізоляторах.

Гнучкі струмопроводи виготовляють, як правило, з алюмінієвих і сталевалюмінієвих проводів. Мідні дроти застосовують лише у виняткових випадках (у середовищі, агресивної але відношенню до алюмінію).

Закриті струмопроводи виконують на струми до 20 до А і напругу до 35 кВ. У порівнянні з відкритими вони мають ряд переваг: зменшують імовірність міжфазних коротких замикань; підвищують безпеку обслуговування; обмежують місце виникнення електродинамічних зусиль між фазними шинами при коротких замиканнях.

Застосовують наступні виконання закритих струмопроводів:

- а) фази поміщені в одному кожусі, не розділені перегородками;
- б) фази знаходяться в загальному кожусі, розділеному перегородками на відсіки;
- в) кожна фаза поміщена в окрему кожух з алюмінію або алюмінієвого сплаву.

Закриті токонроводи значно дорожче відкритих і тому менш поширені. Такі токонроводи застосовують при блоковою схемою «генератор -Трансформатори».

Самостійна робота №22

Тема: Комплектні трансформаторні підстанції. Схеми з'єднань ТП

Мета:

- 1.1 Ознайомлення з призначення комплектних трансформаторних підстанцій (КТП)
- 1.2 Ознайомлення з схемами з'єднань ТП

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Будова і призначення КТП.
- 2 Схеми з'єднань ТП.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати будова і призначення КТП.
- 2 Описати схеми з'єднань ТП.

Трансформаторна підстанція (ТП) — електрична підстанція, яка призначена для трансформування електричної енергії в мережі змінного струму та для розподілу електроенергії.

Склад

Трансформаторна підстанція складається з:

- понижувальних трансформаторів чи автотрансформаторів;
- вимірювальних трансформаторів струму і напруг;
- розподільних установок;
- апаратури керування;
- апаратури захисту.

До складу ТП входять **силові трансформатори** (зазвичай один або два), **розподільні пристрої**, пристрої автоматичного управління і захисту, а також допоміжні приміщення. В ряді потужних знижувальних ТП (на 220–330—500—750 кВ) застосовують **автотрансформатори**, що забезпечує зниження **втрат електроенергії** (на 30—35%), витрату **міді** (на 15—25%) і **сталі** (на 50—60%).

Розподільний пристрій ТП може мати одну або дві системи збірних шин або не мати їх. Найбільш поширені ТП з однією системою збірних шин, що зазвичай секціонується **вимикачами** і **роз'єднувачами**; на деяких ТП додатково встановлюють обхідну (байпасну) систему шин, що дозволяє вести профілактичні і ремонтні роботи, не припиняючи **електропостачання** споживачів.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) - призначена для прийому, перетворення і розподілу **електричної енергії** трифазного змінного **струму** частотою 50Гц в системах з глухозаземленою нейтраллю **трансформатора** на стороні нижчої **напруги** в сільських електричних мережах. КТП випускаються на напругу 6 і 10кВ, потужністю від 25 кВА.

Шафа РПНН комплектується за схемою погодженою із замовником, вузол обліку електроенергії монтується на стороні НН.

Напруга ВН — повітряний введення, роз'єднувач в КТП не встановлюється і в комплект поставки не входить.

Напруга НН — повітряний і кабельний вивід.

Комплектні трансформаторні підстанції типу ПКТП виготовляються в загальнопромисловому виконанні і комплектуються масляними або сухими **силовими трансформаторами** потужністю 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВА на напругу 10 (6) / 0,4 кВ трифазного змінного струму частотою 50 Гц і є пересувні однострансформаторні підстанції зовнішньої установки, кіоскові, тупикового типу з кабельним або повітряним вводом. ПКТП випускаються як з глухозаземленою нейтраллю, так і з ізольованою нейтраллю.

Область застосування

Призначені для живлення освітлювальних мереж і освітлювальних установок гірських розробок (до 100 кВА), для електропостачання інфраструктури бурових установок (до 400 кВА), споживачів гірських розробок, вугільних, рудних та інших розрізів (кар'єрів), які ведуть видобуток корисних копалин відкритим способом,

підземних споживачів шахт через шурфи і свердловини, безпечних по газу (до 630 кВА). Також можуть використовуватися в схемах електропостачання міських електромереж (аналог КТПГС), для живлення невеликих промислових та будівельних об'єктів з переміщуваним місцем установки електроприймачів, сезонних насосних станцій та інших тимчасових об'єктів.

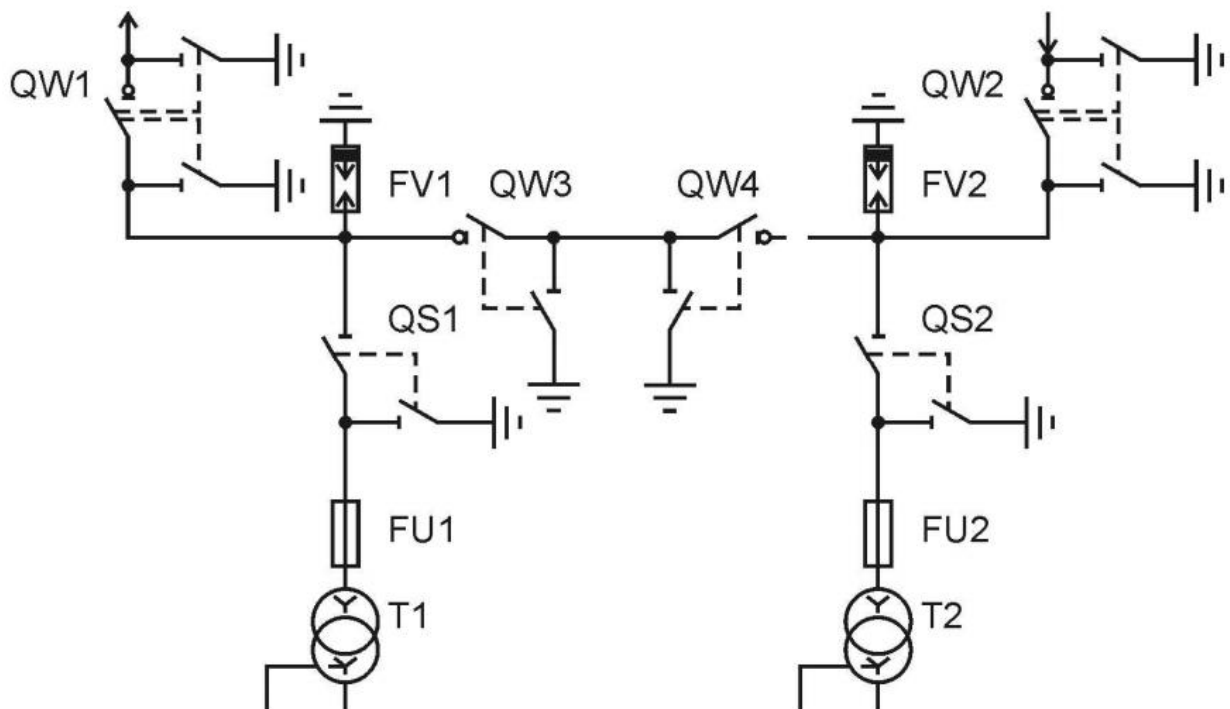


Рисунок 22.1 -Схема з'єднання ТП

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

В КТП і закритих КТПН, у яких все електрообладнання та відкриті струмопровідні частини знаходяться всередині корпусу, передбачається установка одного-двох трансформаторів потужністю не більше 1 МВ • А напругою 6-10 / 0,4 0,23 кВ. У відкритих КТПН встановлюють трансформатори потужністю до 10 МВ • А з первинним напругою 220, 110, 35, 10 і 6 кВ і вторинною напругою 6-10 або 0,4 - 0,23 кВ.

Розміри КТП менше розмірів звичайних підстанцій тих же схем і потужностей, що дозволяє розміщувати їх близько до центру навантаження. В КТП комутаційна і захисна апаратура має звичайне виконання.

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

Для безпеки експлуатації на КТП застосовують трансформатори із сухою ізоляцією з баком підвищеної міцності.

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

На рис. 5.12 приведена КТП для внутрішньої установки з трансформатором потужністю до 1 МВ·А, з баком підвищеної міцності без розширювача. На стороні вищої напруги є шафа, в якому встановлені вимикач навантаження з запобіжниками. У шафі передбачено місце для підключення двох кабелів. Харчування шин РУ нижчої напруги здійснюється через секційний автоматичний вимикач АВМ-20.

КТП внутрішньої установки складаються з трьох основних елементів: ввідного пристрою (6 або 10 кВ), силового трансформатора і розподільного пристрою (0,4 кВ).

Ввідний пристрій високої напруги типу ВВ-1 являє собою металеву шафу, укріплений на баку силового трансформатора; ввідний пристрій типу ВВ-2-закриту шафу з вбудованими в нього вимикачем навантаження типу ВНП-17 і з запобіжниками типу ПК. Вимикач навантаження призначений для відключення трансформатора з боку вищої напруги при холостому ході або при номінальному навантаженні. При короткому замиканні трансформатор відключається запобіжником. Для відключення однієї з ліній в шафі типу ВВ-2 є знімні шинні накладки. Оброблення високовольтного кабелю передбачена суха.

Силовий трансформатор типу ТМЗ має природне масляне охолодження і герметичний бак підвищеної міцності (розрахований на тиск 80 кПа і вакуум 40 кПа з азотною подушкою). Напруга регулюється при відключеному від мережі трансформаторі.

Трансформатори постачають електроконтактними мановакууметрів для контролю внутрішнього тиску. Підвищення тиску, викликаного бурхливим газоутворенням при внутрішніх пошкодженнях, контролюється реле тиску.

Трансформатори постачають також термосигналізатори для вимірювання температури верхніх шарів масла. Рівень масла в баку контролюється мастиловказівника.

Розподільний пристрій складається з набору металевих шаф з вмонтованою апаратурою, ошиновкою і проводами. Захисно-комутаційної апаратурою КТП є автоматичні повітряні вимикачі серії АВМ-4, АВМ-10 висувного виконання, які розташовані в закритих шафах, управляються ручками або ключами, розташованими на дверцятах шаф. Вимірювальні прилади та реле розміщені у відсіках приладів і на дверцятах шаф. При дворядному розташуванні КТП ряди з'єднують шинним мостом, який складається з металевих короба з сполучними шинами і проводами.

На рис. 5.13, а-в данні габаритні і настановні розміри КТП-630 і КТП-1000. На рис. 5.14 приведена внутрішньоцехова комплектна підстанція з двома трансформаторами 1 по 1000 кВ - А кожен.

Харчування споживачів від КТП проводиться на напрузі 380 В по струмопроводу 4 типи ШМА, укріпленим на колонах 5 і стійках 6.

Приєднання трансформаторів на нижчій стороні проводиться через ввідні шафи 2 з автоматичними вимикачами. У шафі 3 встановлений секційний автоматичний вимикач для забезпечення АВР.

КТП зовнішньої установки. КТПН виконуються для різних напруг і призначаються для електропостачання будівельних об'єктів промислових підприємств і окремих районів. КТПН розраховані для установки на відкритому повітрі, але не призначені для роботи в атмосфері з струмопровідним пилом, хімічно активними газами і випарами.

На рис. 5.15 приведена підстанція типу КТПН-72 з кабельними і повітряними вводами і висновками вищого (ВН) та нижчої (НН) напружень (універсальний введення).

Підстанції виготовляють двох видів, розрахованих на потужність трансформаторів 160-250 і 400-630 кВ А. Підстанція має портал для висновків мережі НН і портал 2 для розміщення розрядників; шинного спуску при повітряному вводі ВН або роз'єднувача при кабельному вводі ВН. Приєднання трансформатора 4 проводиться через осередок введення 3.

Окремо розташовані підстанції. На рис. 5.16 приведена окремо стоїть некомплектна підстанція на 6-10 кВ з кабельними вводами і двома трансформаторами 1 по 630 кВ А кожен. Підстанція має РУ 6-10 кВ, обладнане шістьма камерами КСВ-366 з двома відсіками 4 і 5 для обслуговування підстанції окремо персоналом енергосистеми і споживачем. Щит нижчої напруги розміщується в приміщенні 2, батарея конденсаторів з п'ятьма шафами конденсаторів-в приміщенні 3.

Прибудовані та вбудовані в цех підстанції комплектують таким же електрообладнанням, як і окремо стоять підстанції. При установці на них двох трансформаторів харчування підстанції може здійснюватися по радіальної і двопробеневої (двохмагістральні) схемами (рис. 5.17, 5.18). Розподільні щити розміщують в окремому приміщенні або цеху.

Розподільні щити виконують: з одностороннім обслуговуванням-для підстанцій з трансформаторами потужністю 630-1000 кВ А; з двостороннім обслуговуванням-для підстанцій з трансформаторами потужністю більше 1000 кв-А, зі значним числом панелей з установкою на них апаратів, які потребують обслуговування з заднього боку. Єдина уніфікована серія розподільних щитів може застосовуватися для одно- та двостороннього обслуговування з установкою у виробничих приміщеннях у вигляді шаф.

В залежності від призначення на розподільних щитах можуть встановлюватися: рубильники із запобіжниками на струми 100-1000 А; блоки «запобіжник-вимикач» на струми 100 - 1000 А; автоматичні вимикачі серії А-3700 на струми до 630 А, серії АВМ на струми 400-2000 А, серії «Електрон» - до 4000 А; вимірвальні прилади, лічильники, трансформатори струму.

Підстанції спеціальних установок. Для живлення електролізних установок застосовуються перетворювальні підстанції з напівпровідниковими кремнієвими випрямлячами.

Трансформатор виконаний з однієї первинної обмоткою 1, перемикається з зірки на трикутник, і чотирма вторинними обмотками 2, з'єднаними в зірку і трикутник. Схема передбачає регулювання випрямленої напруги в межах 140-450 В, що досягається шляхом перемикання обмоток із зірки на трикутник, наявністю ступенів регулювання на обмотці вищої напруги і дроселями насичення 3.

Комплектні випрямні напівпровідникові підстанції (КВП) призначені для живлення цехових мереж постійного струму напругою 230 В. КВП складається з силового трансформатора 2, кабельного вводу 1, з'єднувального короба 3, випрямного шафи 4, шафи управління, захисту та сигналізації 5 і шаф 6 розподільного пристрою 230

В постійного струму (рис. 5.20, а). Первинна обмотка трансформатора з'єднана зіркою, вторинна обмотка-у дві зворотні зірки з зрівняльним реактором (рис. 5.20, б).

Підстанції для сталеплавильних електричних печей. На рис. 5.21 дана схема живлення дугової сталеплавильної печі ємністю 20 т. У ланцюзі напругою 6-10 кВ трансформатора 2 для обмеження струму встановлюється трифазний реактор 3, вимикачем 5. Можливо також (замість реактора) застосування перемикає пристрої 6 для перемикання обмоток трансформатора з трикутника на зірку, оскільки залежно від режиму роботи електричної печі 1 (плавлення або його рафінування) підводиться до неї напруга може змінюватися. Трансформатори струму встановлені на стороні нижчої напруги 7 в трьох фазах для управління пересуванням електродів кожної фази, на стороні вищої напруги 4-в двох фазах для захисту трансформатора при коротких замиканнях і перевантаженнях.

На рис. 5.22 показаний план підстанції для дугової сталеплавильної печі ємністю 20 т. Трансформатор розташовується в сталеплавильному цеху поруч з піччю. Зв'язок між трансформатором і електродами печі (коротка мережа) здійснюється гнучким шлейфом, що дозволяє переміщати піч під час зливання сталі. Трансформатор встановлюється поблизу печі. Простір під трансформатором використовується для установки допоміжних пристроїв, призначених для автоматичного керування піччю.

Самостійна робота №23

Тема: Вибір варіанта схеми електропостачання

Мета:

1.1 Ознайомлення з параметрами вибору схеми електропостачання

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Параметри вибору схеми електропостачання.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати основні параметри вибору схеми електропостачання.

У курсовій роботі зроблено розрахунок електропостачання цеху. По вихідним даним складено план мережі 0,4 кВ для ділянки цеху, обрано схема електропостачання цеху. Розрахунок електричних навантажень ділянки цеху виконано методом упорядкованих діаграм із застосуванням коефіцієнта розрахункової навантаження. Вибір перерізу дротів і кабелів здійснено за умовою нагріву, обраний перетин перевірено по припустимою втрати напруження і щодо відповідності току захисного апарату.

>Вибрана комутаційна і захисна апаратура. При виборі потужності трансформаторів цехової підстанції визначено потужність компенсуючих пристроїв, забезпечує вибір оптимальної потужності цехових трансформаторів.

ЗАПРОВАДЖЕННЯ

Системою електропостачання називають сукупність пристроїв для, передачі й розподілу електричної енергії.

Системи електропостачання промислових підприємств створюються задля забезпечення харчування електроенергією промисловихприемников електричної енергії, до яких належать електродвигуни різних машин і творення механізмів, електричні печі, електролизние установки, апарати і машини для електричної зварювання, освітлювальні встановлення і інші промисловіприемники електроенергії. Завдання електропостачання промислових підприємств виникла разом з широким впровадженням електропривода як рушійної сили різних машин та правових механізмів і будівництвом електричних станцій.

Перші електричні станції споруджувалися у містах з метою освітлення і харчування електричного транспорту, і навіть при фабриках і заводах. Трохи згодом з'явилася можливість споруди електричних станцій у місцях покладів палива чи місцях використання води, певною мірою незалежно від місць перебування споживачів електричної енергії – міст та промислових підприємств. Передача електричної енергії центрів споживання стала здійснюватися лініями електропередачі високої напруги великі відстані.

Нині більшість споживачів отримують електричну енергію від енергосистем. У той самий час у кількох підприємствах триває спорудження та власних ТЕЦ.

З розвитком енергоспоживання ускладнюються і системи електропостачання промислових підприємств. Вони включаються мережі високих напруг, розподільні мережі, а деяких випадках і мережі промислових ТЕЦ. Виникає необхідність системи впроваджувати автоматизацію систем електропостачання промислових підприємств наукових і виробничих процесів, здійснювати в широких масштабах диспетчеризацію процесів провадження з застосуванням телесигналізації і телекерування і вестиме активну діяльність по економії електричної енергії.

Проектування систем електропостачання промислових підприємств велося в централізованому порядку до ряді проектних організацій. Через війну узагальнення досвіду проектування виникли типові рішення.

Нині створено методи розрахунку і проектування цехових мереж, вибору потужності трансформаторів, методика визначення електричних навантажень, вибору напруги, перетинів дротів і жив кабелів тощо.

Після визначення електричного навантаження і встановлення категорії надійності споживача намічаються можливі варіанти електропостачання з харчуванням кабельними або повітряними лініями різних напруг. Остаточний вибір одного з варіантів визначається порівнянням техніко-економічних показників. Зазвичай розглядаються два-три варіанти з виявленням капітальних витрат, щорічних експлуатаційних витрат, витрат кольорового металу, сумарних витрат.

Капітальні витрати на спорудження кабельних і повітряних ліній визначаються за укрупненими показниками вартості спорудження 1 км лінії і вартості обладнання окремих елементів проектованої системи електропостачання (трансформаторів, комутаційної, захисної та вимірювальної апаратури в комплектному виконанні).

Самостійна робота №24

Тема: Вибір шин та ізоляторів

Мета:

- 1.1 Опанувати вибір шин
- 1.2 Опанувати вибір ізоляторів

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Вибір шин.
- 2 Вибір ізоляторів.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати вибір шин.

2 Охарактеризувати вибір ізоляторів.

Перевірка електродинамічної стійкості шинних конструкцій при КЗ полягає в розрахунку максимальної механічної напруги в матеріалі σ_{\max} і максимального навантаження на ізолятори F_{\max} і порівнянні отриманих значень з допустимими.

Шинна конструкція має електродинамічну стійкість, якщо виконуються наступні умови:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{доп}},$$

$$F_{\max} \leq F_{\text{доп}},$$

де $\sigma_{\text{доп}}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин; $F_{\text{доп}}$ – допустиме механічне навантаження на ізолятори.

Механічна напруга в матеріалі шин виникає при дії вигинаючого моменту при КЗ:

$$\sigma_{\max} = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W}, [\text{МПа}]$$

де l – відстань між опорними ізоляторами шинної конструкції, м; W – момент опору шини відносно осі перпендикулярної дії механічного зусилля, $[\text{см}^3]$; F – максимальна сила, що виникає в шині при КЗ (при 2-х або 3-х фазному КЗ), $[\text{Н}]$.

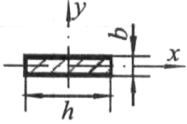
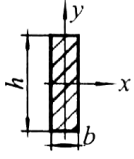
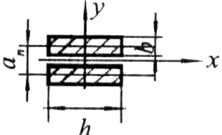
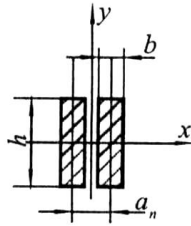
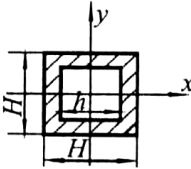
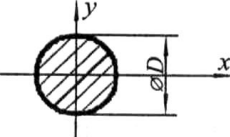
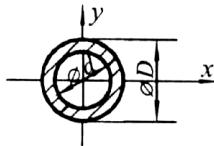
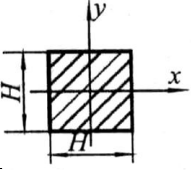
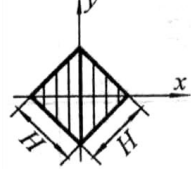
Момент опору перерізу шинної конструкції залежить від розмірів і способу розміщення шин. Формули для визначення моменту опору деяких типів шинних конструкцій приведені в таблиці 4.1.

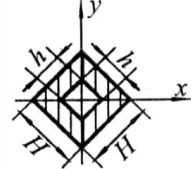
Допустиме механічне навантаження на ізолятор з урахування коефіцієнту запасу міцності визначається наступною залежністю:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}},$$

де $F_{разр}$ – мінімальне руйнівне навантаження ізолятора (приводиться в довідниках).

Таблиця 4.1 – Формули для визначення моменту опору шинних конструкцій

Переріз шин	$W, \text{см}^3$
	$W_y = \frac{b \cdot h^2}{6}$
	$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{6}$
	$W_y = \frac{b \cdot h^2}{3}$
	$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{3}$
	$W_y = \frac{H^2 - h^2}{6 \cdot H}$
	$W_y = \frac{\pi \cdot d^3}{32}$
	$W_y = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$
	$W_y = \frac{H^3}{6}$
	$W_y = 0,118 \cdot H^3$

	$W_y = \frac{H^4 - h^4}{6 \cdot H}$
---	-------------------------------------

Таблиця 4.2 – Допустима механічна напруга в матеріалі шин

Матеріал	Марка	$\sigma_{доп.}$, МПа
Алюміній	А0, А1	70
Алюмінієвий сплав	АД31Т, АД31Т1	90
Мідь	МГМ, МГТ	140
Сталь	Ст.3	160

При перевірці ізоляторів на механічну міцність слід приймати:

- для опорних ізоляторів

$$F_{\max} = F^{(3)} \cdot k_h,$$

- для прохідних

$$F_{\max} = 0,5 \cdot F^{(3)} \cdot k_h,$$

де k_h – коефіцієнт, що враховує поправку на висоту шини, якщо вона розміщена “на ребро”.

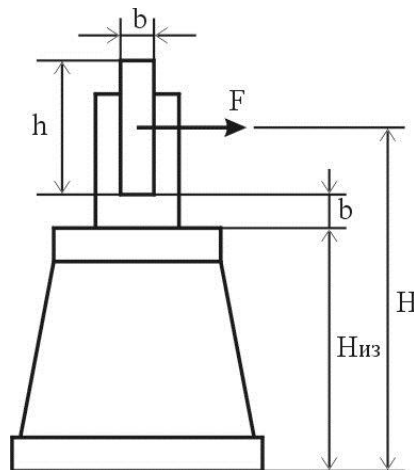


Рисунок 4.1 – Розміщення шинної конструкції “на ребро”

$$k_h = \frac{H}{H_{из.}}$$

$$H = H_{из.} + b + \frac{h}{2}.$$

Самостійна робота №25

Тема: Вибір кабелів

Мета: Опанувати вибір кабелів

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Вибір кабелів.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати вибір кабелів.

Втрати електроенергії при передачі потужності по лінії зростають зі збільшенням опору лінії, що в свою чергу визначається перерізом провідника.

Чим більше переріз провідника, тим менше втрати. При цьому зростають витрати кольорового металу і капітальні вкладення на спорудження лінії. Щоб вибрати економічно обґрунтований переріз, слід порівняти капітальні вкладення і щорічні експлуатаційні витрати для декількох варіантів.

Щорічні експлуатаційні витрати складаються з відрахувань на амортизацію, поточний ремонт, обслуговування і вартості втрат електроенергії.

Ці відрахування зростають зі збільшенням перерізу проводів і кабелів, тому що при цьому зростають капітальні вкладення. Сума зазначених складових річних приведених витрат матиме мінімум при так званому економічно доцільному перерізі $q_{ек}$.

Економічно доцільний переріз визначають через розрахунковий струм лінії I_M і економічну щільність струму j за формулою:

$$q_{ек} = \frac{I_M}{j} \quad (8.1)$$

Економічна щільність струму нормується ПУЕ залежно від матеріалу провідника і конструкції лінії (кабельна або повітряна) і числа годин використання максимуму навантаження T_m .

Основні умови вибору кабелю:

по напрузі

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

По конструкції

По економічній щільності струму

По допустимому струму

$$I_{\text{уст}} \leq I_{\text{ном}}$$

Самостійна робота №26

Тема: Вибір високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, розрядників

Мета: Опанувати вибір високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, розрядників

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Вибір високовольтних вимикачів.
- 2 Вибір роз'єднувачів.
- 3 Вибір розрядників.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати вибір високовольтних вимикачів.
- 2 Охарактеризувати вибір роз'єднувачів.
- 3 Охарактеризувати вибір розрядників.

Роз'єднувачі та віддільники вибираються за наступними умовами:

- по номінальній напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_H,$$

де $U_{уст.}$ – номінальна напруга електроустановки де передбачається установка комутаційного апарату; U_H – номінальна напруга комутаційного апарату,

- по робочому струму:

$$I_{р.мах} \leq I_H,$$

де $I_{р.мах}$ – максимальний струм, який може протікати через комутаційний апарат в нормальному режимі роботи; I_H – номінальний струм комутаційного апарату;

- по конструктивному виконанню;
- по електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{дин.},$$

де i_y – розрахунковий ударний струм при трифазному КЗ; $i_{дин.}$ – струм динамічної стійкості комутаційного апарату (граничний наскрізний струм КЗ згідно паспортних даних на комутаційний апарат);

- по термічній стійкості:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \text{ або } B_K \leq B_T.$$

Заземлюючі ножі та короткозамикачі вибираються по тим же умовам за виключенням робочого струму.

Вибір вимикачів потужності

Вимикачі потужності вибирають за наступними умовами:

- по номінальній напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_H,$$

- по робочому струму:

$$I_{р.мах} \leq I_H,$$

- по комутаційній здатності на симетричний струм КЗ:

$$I_{II}(\tau) \leq I_{откл.H},$$

де $I_{II}(\tau)$ – діюче значення періодичної складової струму КЗ в момент часу τ після початку розходження дугогасильних контактів вимикача; $I_{откл.H}$ – номінальний струм при КЗ, який здатний вимкнути вимикач.

- по комутаційній здатності на асиметричний струм КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{II}(\tau) + i_a(\tau)) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.H} \cdot (1 + \beta_H),$$

де $i_a(\tau)$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів; β_H – номінальне значення відносного місту аперіодичної складової в вимикаємому струмі КЗ; τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасильних контактів:

$$\tau = t_{PЗ_min} + t_{C.B.},$$

де $t_{PЗ_min}$ – мінімальний час дії релейного захисту; $t_{C.B.}$ – власний час відключення вимикача;

- по електродинамічній стійкості:

$$I'' \leq I_{нр.с.} \text{ або } i_y \leq i_{нр.с.},$$

де I'' – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

$I_{нр.с.}$, $i_{нр.с.}$ – діюче та амплітудне значення граничного наскрізного струму КЗ;

- по термічній стійкості:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$$

Перевірка вимикачів по параметрам відновлювальної напруги зазвичай не робиться. Це пов'язано з тим, що від перенапруг мережа захищається вентильними розрядниками та нелінійними обмежувачами перенапруги.

Перевірка комутаційних апаратів на термічну стійкість

При виборі електричних апаратів зазвичай не потрібно визначати температуру нагріву струмоведучих частин, оскільки у довідниках приводиться величина граничного теплового імпульсу (інтеграла Джоуля) B_K . Електричний апарат задовольняє умові термічної стійкості, якщо виконується нерівність:

$$B_K \leq B_{T.дон.}$$

Для комутаційних апаратів (вимикачів потужності, вимикачів навантаження, роз'єднувачів і т.д.) допустиме значення інтегралу Джоуля залежить не тільки від вказаного заводом-виробником струму термічної стійкості I_T перевіряємого

апарату, а і від співвідношення між розрахунковою тривалістю к.з. $t_{откл.}$ та гранично допустимим часом дії струму термічної стійкості t_T (приводиться у довідниках).

Якщо $t_{откл.} \geq t_T$ допустиме значення теплового імпульсу визначається наступним чином:

$$B_{T.доп.} = I_T^2 \cdot t_T,$$

якщо $t_{откл.} \leq t_T$, то допустиме значення теплового імпульсу:

$$B_{T.доп.} = I_T^2 \cdot t_{откл.}.$$

Перевірку електричних апаратів на термічну стійкість при КЗ допускається проводити також шляхом порівняння еквівалентного термічного струму КЗ $I_{T.екв.}$ з допустимим струмом термічної стійкості $I_{T.доп.}$:

$$I_{T.екв.} \leq I_{T.доп.}$$

При $t_{откл.} \geq t_T$:

$$I_{T.екв.} \leq I_T \cdot \sqrt{\frac{t_T}{t_{откл.}}},$$

а в іншому випадку:

$$I_{T.екв.} \leq I_T.$$

Вибір розрядників і обмежувачів напруги.

Трубчасті розрядники.

1. Номінальна напруга розрядника U ном.разр повинно відповідати номінальній напрузі мережі U ном.сеті.
2. Струми короткого замикання, що виникають при спрацьовуванні розрядника, повинні знаходитися в межах струмів, що відключаються розрядником.
3. Іскрові проміжки S_1 і S_2 беруться у відповідності з даними табл. Довідника.

Вентильні розрядники та обмежувачі перенапруги.

1. Номінальна напруга U НОМ розрядника або обмежувача перенапруги має дорівнювати номінальній напрузі мережі U ном.сеті.
2. Відстань до об'єкта, що захищається вибирається залежно від номінальної напруги мережі, схеми установки і типу розрядника у відповідності з ПУЕ.

Тема: Вибір трансформаторів струму, трансформаторів напруги, високовольтних запобіжників

Мета: Опанувати вибір високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, розрядників

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Вибір високовольтних вимикачів.
- 2 Вибір роз'єднувачів.
- 3 Вибір розрядників.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати вибір високовольтних вимикачів.
- 2 Охарактеризувати вибір роз'єднувачів.
- 3 Охарактеризувати вибір розрядників.

Вибір пристроїв захисного вимкнення

Пристрої захисного вимкнення вибираються за такими умовами:

- по номінальній напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_H,$$

- по робочому струму:

$$I_{р.мах} \leq I_H,$$

- по номінальному диференційному струму відключення I_{Δ} ;

- по селективності.

Вибір необхідної величини диференційного струму відключення залежить від призначення диференційного автомату. Для захисту головної ділянки мережі зазвичай встановлюють диференційний автомат зі струмом відключення 300мА, цим забезпечується захист від пожежі (при пробі ізоляції та утворенні повзучих струмів по будівельній конструкції). Для захисту споживачів від прямого або непрямого доторкування до струмоведучих частин електроустановки достатньо диференційного автомату з витримкою або без витримки часу (для забезпечення селективної роботи) з величиною диференційного струму 30мА. У деяких випадках слід застосовувати диференційні автомати зі струмом 10мА, але при цьому, для забезпечення завадоздатності вищим гармонікам, необхідно на один диференційний автомат підключати якомога менше навантаження.

Диференційні автомати мають умовну стійкість проти струмів КЗ, тому для їх захисту необхідно вибрати автоматичний вимикач або запобіжник. Величина умовної стійкості приводиться у паспорті диференційного автомата і є параметром вибору запобіжників та автоматів.

Останнім часом широко застосовують диференційні автомати з вбудованим автоматичним вимикачем. Така конструкція одночасно забезпечує захист від диференційного струму та від аварійних режимів роботи (струм перевантаження або КЗ).

Вибір запобіжників

Запобіжники вибираються за такими умовами:

- по номінальній напрузі:

$$U_{уст.} \leq U_H,$$

- по робочому струму:

$$I_{р.мах} \leq I_H,$$

- по конструкції та роду установки (внутрішня/зовнішня);
- по струму відключення:

$$I'' \leq I_{откл.},$$

де $I_{откл.}$ – граничний вимикаємий струм.

Номінальний струм плавкої вставки запобіжника в установках до 1000В вибирається за умовами захисту мережі та селективності.

Вибір номінального струму плавкої вставки в установках вище 1000В проводиться з урахуванням стрибків струму намагнічування трансформаторів (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1 – Номінальний струм плавкої вставки для захисту трансформаторів

Ном. струм тр-ра	0,5	1	1,9	3	5	8	10	14,5	20	30	54	70	100	145	210
Ном. струм пл. вставки	2	3	5	7,5	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	300

Вибір трансформаторів струму

1. $U_{\text{ном}}$ ТТ повинно бути не менше $n U_{\text{ном. мережі}}$, в якій він встановлюється. опиняється під лінійною напругою.
2. $I_{\text{ном}}$ ТТ для одержання найменшої похибки повинен бути можливо ближче до найбільшомуввозможному току тривалого режиму роботи установки.
3. ТТ з I_2 січня А бажано застосовувати при віддаленому розташуванні ТТ від апаратів релейного захисту, так як в цьому випадку можна допустити більший опір провідників, що з'єднують його з навантаженням.
4. Клас точності ТТ вибирається відповідно до його призначення. ТТ з меншою похибкою (класи 0,5 і 1) використовуються для вимірювань. Для релейного захисту вибираються ТТ, які мають необхідну номінальну граничну кратність.
5. Після вибору ТТ за вказаними параметрами проводиться перевірка його динамічної та термічної стійкості. Для цього необхідно знати ударний струм в місці установки і діюче значення усталеного струму КЗ. Ці величини повинні бути менше струмів динамічної та термічної стійкості обраного ТТ.
6. Для ТТ кіл релейного захисту необхідно, щоб номінальна гранична кратність була вище відносини струму КЗ до номінального. ТТ диференціального захисту повинні мати однакову номінальну граничну кратність.
7. При виборі ТТ необхідно враховувати, що його реальним навантаженням є не тільки обмотки вимірювальних приладів і реле, а й опору з'єднувальних проводів.

Вибір трансформаторів ТН

1. Номінальна напруга первинної обмотки $U_{\text{1ном}}$ ТН має відповідати номінальній напрузі мережі, в яку він включається. Якщо ТН включається між фазою і землею - то номінальному фазному напрузі.

2. Номінальна вторинна напруга ТН повинно відповідати номінальній напрузі навантаження.

3. Навантаження повинна бути рівномірно розподілена по фазах ТН. Сумарне навантаження на фазу ТН повинна бути менше допустимої при заданих класі точності і коефіцієнті потужності.

4. Перетин провідників, що з'єднують ТН з навантаженням, має бути таким, щоб падіння напруги на них становило частки відсотка номінального вторинного напруги.

Самостійна робота №28

Тема: Розрахунок струмів к.з. у відносних одиницях

Мета:

1.1 Опанувати вибір розрахунку струму к.з. у відносних одиницях

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Розрахунок струмів к.з. у відносних одиницях.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати розрахунок струмів к.з. у відносних одиницях.

Складання розрахункової схеми

Розрахункова схема – це така однолінійна схема електроустановки на якій вказані всі елементи та їх параметри, які впливають на величину струму КЗ.

На розрахунковій схемі вказуються номінальні параметри окремих елементів (рисунок 3.1).

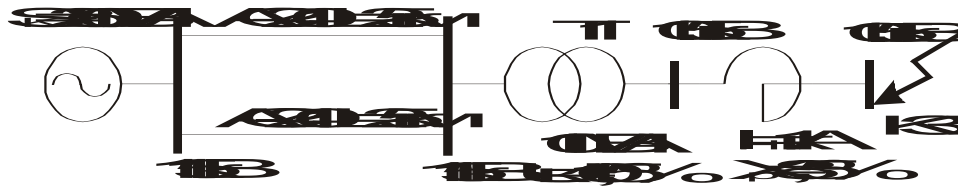


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема мережі

Зазвичай опори шин розподільчих пристроїв, електричних апаратів (вимикачів, трансформаторів струму та ін.), кабельних та повітряних перемичок невеликої довжини не враховують, так як вони мають незначну величину.

При розрахунку струмів КЗ в установках до 1000В необхідно враховувати опори шин, трансформаторів струму, рубильників, автоматів, параметри яких при цьому повинні бути вказані на розрахунковій схемі. Якщо відомі фактичні коефіцієнти трансформації усіх трансформаторів та автотрансформаторів, то складання розрахункової схеми слід проводити з врахуванням цих коефіцієнтів. Якщо ж вони невідомі – допускається їх враховувати приблизно згідно наступної шкали напруг: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 27; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175 кВ.

При розрахунку струмів КЗ для спрощення останніх роблять такі припущення:

- всі джерела живлення включені і працюють з номінальним навантаженням;
- всі синхронні компенсатори мають автоматичне регулювання збудження;
- відсутнє насичення магнітних систем;
- в усіх елементів враховується тільки індуктивний опір “X”, активний опір “R” враховується тільки для провідників малих перерізів, якщо $R > \frac{X}{3}$ та малопотужних трансформаторів з напругою нижчої сторони <1000В.
- опір у місці КЗ приймають рівним нулю.

Для заданого в електричній схемі місця короткого замикання, складають схему заміщення (рисунок 3.2), яку потім приводять до одного еквівалентного опору.

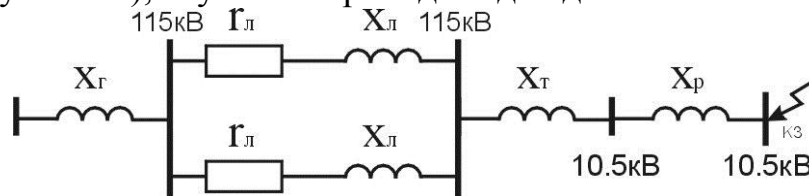


Рисунок 3.2 – Схема заміщення розрахункової схеми

Найчастіше розрахунок струмів КЗ проводять в іменованих або у відносних одиницях.

Розрахунок струмів КЗ у відносних одиницях

При розрахунку струмів КЗ у відносних одиницях всі опори електричної схеми необхідно спочатку привести до однакової умови – *базисної потужності*.

За базисну потужність S_B можна приймати потужність енергосистеми, сумарну потужність генераторів електростанції або трансформаторів якоїсь із підстанцій. Для спрощення розрахунків рекомендується за базисну потужність приймати число кратне 10.

Відносний опір генераторів та трансформаторів (автотрансформаторів) в еквівалентній схемі приводять до базисної потужності наступним чином:

$$Z_B = Z \cdot \frac{S_B}{S_H}.$$

Для реакторів:

$$X_B = X_H^* \cdot \frac{I_B}{I_H} \cdot \frac{U_H}{U_B},$$

де $I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CEP}}$, U_{CEP} – середня напруга того ступеня де включений реактор.

Опори ліній електропередачі приводяться до базисної потужності наступним чином:

$$Z_B = Z \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_B}{U_H} = Z \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot S_B}{U_H^2}.$$

Після приведення всіх опорів до однакової базисної потужності, схема заміщення спрощується. Після чого розраховується струм КЗ:

$$I_K = \frac{I_B}{Z_{\Sigma_B}}.$$

Визначення аперіодичної складової струму КЗ

Найбільший практичний інтерес при проектуванні електричної частини станцій та підстанцій, та при виборі електричних апаратів представляє ударний струм короткого замикання.

Ударним струмом КЗ називають найбільше миттєве значення струму. У будь-якому випадку струм КЗ досягає свого найбільшого значення за півперіоду напруги мережі.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{II},$$

де k_y – ударний коефіцієнт; I_{II} – періодична складова струму КЗ.

Фізична суть ударного коефіцієнту – враховує участь аперіодичної складової струму КЗ в утворенні ударного струму. Ударний коефіцієнт залежить від місця КЗ (параметрів мережі):

$$k_y = 1 + e^{-0,01/T_a};$$

$$T_a = \frac{x_{pez}}{314 \cdot r_{pez}},$$

де r_{pez} , x_{pez} – еквівалентний активний та індуктивний опір до точки к.з.; T_a – постійна часу короткозамкнутого кола.

Ударний коефіцієнт змінюється у межах: $1 < k_y < 2$.

Особливості розрахунку струмів КЗ в мережах напругою до 1кВ

В електроустановках змінного струму напругою до 1кВ розрахунок струмів КЗ виконують з метою перевірки комутаційних апаратів та струмопроводів на динамічну стійкість, перевірки чутливості та селективності дії захисту.

При нарузі до 1кВ навіть незначний опір суттєво впливає на струм КЗ. Тому при розрахунках необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, включаючи активні опори контактних з'єднань та опір електричної дуги.

Якщо електрична мережа напругою до 1кВ живиться через знижувальний трансформатор від енергосистеми та біля місця КЗ знаходяться синхронні та асинхронні двигуни, то початкове діюче значення періодичної складової визначають з врахуванням струмів електричних машин.

Допускається не враховувати вплив двигунів, якщо їх сумарний номінальний струм не перевищує 1% початкового значення періодичної складової струму у місці КЗ [4].

Розрахунок струмів КЗ можна проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ. Активні та індуктивні опори елементів схеми заміщення доцільно виражати в *МОм*.

При розрахунку струмів КЗ в електроустановках, що живляться від мережі енергосистеми, можна вважати, що знижувальні трансформатори підключені до джерела з нескінченною потужністю.

Самостійна робота №29

Тема: Розрахунок струмів к.з. в іменованих одиницях

Мета: Опанувати вибір розрахунку струму к.з. у іменованих одиницях

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Розрахунок струму к.з. у іменованих одиницях

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати розрахунок струмів к.з. у іменованих одиницях.

Опори елементів еквівалентних схем

При розрахунку струмів КЗ для початкового моменту часу у синхронних генераторів, компенсаторів та двигунів в схему заміщення включають тільки їх індуктивний опір у початковий момент часу:

- при наявності демпферних обмоток враховують надперехідний опір поздовжньої вісі – X_d'' ;
- при відсутності демпферних обмоток – перехідний опір поздовжньої вісі – X_d' .

Для інших моментів часу розрахунки проводять за допомогою спеціальних прийомів (криві затухання), причому в цьому випадку використовують еквівалентну схему для початкового моменту часу.

Числові значення надперехідних та перехідних опорів синхронних машин приводяться у довідниках.

Активний опір синхронних машин має невелике значення у порівнянні з реактивним, тому при розрахунках струмів КЗ його не враховують. Винятком є синхронні генератори малопотужних ГЕС з робочою напругою до 400В.

Для трансформаторів можна вважати, що їх відносний реактивний опір дорівнює напрузі КЗ у відносних одиницях:

$$x_{*H} \approx u_{*K}.$$

Якщо у розрахунках необхідно враховувати активний опір трансформаторів, то:

$$z_{*H} \approx u_{*K} = \frac{u_{K\%}}{100};$$
$$x_{*H} = \sqrt{z_{*H}^2 - r_{*H}^2}.$$

При відомих втратах в міді можна визначити номінальний активний опір трансформатора у відносних одиницях:

$$r_{*H} = \frac{\Delta P_M}{S_H}.$$

Активний опір трансформаторів при розрахунку струмів КЗ необхідно враховувати у трьох випадках:

- середня напруга у точці, для якої розраховується струм КЗ менше 500В;
- потужність трансформатора ≤ 400 кВА;
- трансформатор живиться або живить точку КЗ по лінії, яка виконана сталевими проводами (оскільки активним опором цих проводів знехтувати неможливо);

Трьохобмоточні трансформатори та автотрансформатори характеризуються значеннями напруги КЗ для кожної пари обмоток: $u_{KB-C\%}$, $u_{KB-H\%}$, $u_{KC-H\%}$, ці значення приводяться у довідниках. При розрахунку струмів КЗ такі трансформатори представляють трьохпроменевою зіркою з параметрами $u_{KB\%}$, $u_{KC\%}$, $u_{KH\%}$.

$$u_{KB\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KB-H\%} - u_{KC-H\%});$$

$$u_{KC\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%});$$

$$u_{KH\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}).$$

У реакторів при розрахунках струмів КЗ враховують тільки реактивний опір. У довідниках для реакторів приводиться реактивний опір у відносних одиницях при певному номінальному струмі на номінальній напрузі. В електричних мережах в основному застосовують реактори з відносним реактивним опором від 3 до 10%.

Для кабельних ліній активний та індуктивний опір визначають наступним чином:

$$R = r_0 \cdot l;$$

$$X = x_0 \cdot l,$$

де l – довжина ділянки лінії; r_0 , x_0 – активний та індуктивний опори 1км кабелю (приводяться у довідниках).

Для повітряних ліній активний опір визначається аналогічно кабельним, а індуктивний залежить від конструкції лінії:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{2 \cdot D_{CP}}{d} + 0,016,$$

де D_{CP} – середньгеометрична відстань між фазами; d – діаметр проводу.

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}.$$

Якщо провідники лінії розміщені по вершинах рівнобедреного трикутника – $D_{CP} = D$, а при розміщенні у лінію – $D_{CP} = 1,26 \cdot D$.

Дуже часто при розрахунках струмів КЗ виникає необхідність враховувати опір електричної мережі більш високого ієрархічного рівня. В такому випадку така мережа замінюється еквівалентним генератором з номінальною потужністю короткого замикання $S_{КЗ}$.

$$x_{*C} = \frac{S_{КЗ}}{S_H}$$

Розрахунок струмів КЗ в іменованих одиницях

При розрахунку цим методом всі опори електричної схеми необхідно спочатку привести до однакової умови – *базисної напруги*, тобто до напруги однієї ступені.

За базисну напругу найкраще прийняти напругу тієї ступені трансформації де розраховується струм КЗ.

Приведення ЕРС джерел енергії та опорів різних елементів схеми виконують згідно формул:

$$\begin{aligned} \dot{E} &= E \cdot n_1 \cdot n_2 \dots n_m; \\ \dot{Z} &= Z \cdot n_1^2 \cdot n_2^2 \dots n_m^2, \end{aligned}$$

де E, Z – дійсні значення ЕРС джерела енергії та опора будь-якого елемента схеми; \dot{E}, \dot{Z} – їх приведені значення; n_1, n_2, \dots, n_m – коефіцієнти трансформації трансформаторів або автотрансформаторів при їх каскадному включенні між точкою мережі в якій включено даний елемент та основною базисною точкою.

Зазвичай ЕРС та опори деяких елементів задаються у відносних одиницях. Тому виникає необхідність перевести їх в омічну систему:

$$\begin{aligned} \dot{E} &= E^* \cdot U_H \cdot n_1 \cdot n_2 \dots n_m; \\ \dot{Z} &= Z^* \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot n_1^2 \cdot n_2^2 \dots n_m^2 = Z^* \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H} \cdot n_1^2 \cdot n_2^2 \dots n_m^2; \\ n_i &= \frac{U_B}{U_H}, \end{aligned}$$

де E^*, Z^* – значення ЕРС джерела та опору елемента розрахункової схеми у відносних одиницях при номінальних параметрах.

Після приведення всіх необхідних опорів до базисної напруги схема заміщення спрощується відносно точки КЗ (рисунок 3.3).

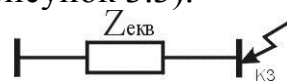


Рисунок 3.3 – Схема заміщення після еквівалентування

Далі згідно закону Ома знаходять струм КЗ у даній точці:

$$I_K = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot \dot{Z}_E},$$

де \dot{Z}_E – еквівалентний опір кола від джерела живлення до точки КЗ у омичних одиницях.

Самостійна робота №30

Тема: Розрахунок струмів к.з в установках напругою до 1 кВ

Мета: Опанувати розрахунок струмів к.з. в установках до 1 кВ

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Розрахунок струму к.з. в установках до 1 кВ

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

1 Охарактеризувати розрахунок струму к.з. в установках до 1 кВ.

Визначення аперіодичної складової струму КЗ

Найбільший практичний інтерес при проектуванні електричної частини станцій та підстанцій, та при виборі електричних апаратів представляє ударний струм короткого замикання.

Ударним струмом КЗ називають найбільше миттєве значення струму. У будь-якому випадку струм КЗ досягає свого найбільшого значення за півперіоду напруги мережі.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{II},$$

де k_y – ударний коефіцієнт; I_{II} – періодична складова струму КЗ.

Фізична суть ударного коефіцієнту – враховує участь аперіодичної складової струму КЗ в утворенні ударного струму. Ударний коефіцієнт залежить від місця КЗ (параметрів мережі):

$$k_y = 1 + e^{-0,01/T_a};$$

$$T_a = \frac{x_{рез}}{314 \cdot r_{рез}},$$

де $r_{рез}$, $x_{рез}$ – еквівалентний активний та індуктивний опір до точки к.з.; T_a – постійна часу короткозамкнутого кола.

Ударний коефіцієнт змінюється у межах: $1 < k_y < 2$.

Особливості розрахунку струмів КЗ в мережах напругою до 1кВ

В електроустановках змінного струму напругою до 1кВ розрахунок струмів КЗ виконують з метою перевірки комутаційних апаратів та струмопроводів на динамічну стійкість, перевірки чутливості та селективності дії захисту.

При нарузі до 1кВ навіть незначний опір суттєво впливає на струм КЗ. Тому при розрахунках необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, включаючи активні опори контактних з'єднань та опір електричної дуги.

Якщо електрична мережа напругою до 1кВ живиться через знижувальний трансформатор від енергосистеми та біля місця КЗ знаходяться синхронні та асинхронні двигуни, то початкове діюче значення періодичної складової визначають з врахуванням струмів електричних машин.

Допускається не враховувати вплив двигунів, якщо їх сумарний номінальний струм не перевищує 1% початкового значення періодичної складової струму у місці КЗ [4].

Розрахунок струмів КЗ можна проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ. Активні та індуктивні опори елементів схеми заміщення доцільно виражати в *МОм*.

При розрахунку струмів КЗ в електроустановках, що живляться від мережі енергосистеми, можна вважати, що знижувальні трансформатори підключені до джерела з нескінченною потужністю.

Електродинамічні сили в електроустановках

Електродинамічна сила взаємодії між двома паралельними провідниками довільного перерізу через які протікають струми визначається наступним чином:

$$F = 2,04 \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7}, [\text{Н}],$$

де a – відстань між осями провідників, м; i_1, i_2 – струми у провідниках, А; l – довжина провідників, м; k_ϕ – коефіцієнт форми провідників.

Струми, які протікають у провідниках утворюють силу, яка рівномірно розподіляється уздовж провідників. У практичних розрахунках цю силу заміняють результуючою, зосередженою посередині провідника.

При однакових напрямках струмів у провідниках вони притягуються, а при різних – відштовхуються.

Коефіцієнт форми k_ϕ залежить від форми провідників та їх взаємного розміщення. Для круглих та трубчастих провідників $k_\phi = 1$, для провідників інших форм перерізу можна вважати приймати $k_\phi = 1$ у тих випадках, коли переріз провідників малий у порівнянні з відстанню між ними. У всіх інших випадках $k_\phi \neq 1$ і визначається по спеціальним таблицям.

Сила взаємодії між паралельними провідниками при двофазному струмі КЗ визначається наступним чином:

$$F^{(2)} = 2,04 \cdot i_y^{(2)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7},$$

де $i_y^{(2)}$ – ударний струм при двофазному КЗ

При трифазному КЗ

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7},$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм при трифазному КЗ

Найбільші електродинамічні зусилля виникають при трифазних КЗ. Тому при виборі комутаційних апаратів повинна бути дотримана наступна умова:

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)},$$

де $i_{дин}$ – динамічна стійкість комутаційного апарату.

Самостійна робота №31

Тема: Основні поняття і визначення захисного заземлення

Мета: Опанувати поняття і визначення захисного заземлення

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Призначення захисного заземлення.
- 2 Різновиди захисного заземлення.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати призначення захисного заземлення.
- 2 Описати різновиди захисного заземлення.

Кажучи загалом, можна помітити, що велика і жахлива сила електрики давно описана, підрахована, занесена в товсті таблиці. Нормативна база, що визначає шляхи синусоїдальних електричних сигналах частоти 50 Гц здатна увергнути будь-якого неофіта в жах своїм обсягом. І, незважаючи на це, будь завсіднику технічних форумів давно відомо - немає більш скандального питання, чим заземлення. Маса суперечливих думок на ділі мало сприяє встановленню істини. Тим більше, питання це насправді серйозний, і вимагає більш пильної розгляду.

Основні поняття

Заземлення - електричне з'єднання предмета з провідного матеріалу з землею. Заземлення складається з заземлювача (провідної частини або сукупності з'єднаних між собою провідних частин, що знаходяться в електричному контакті із землею безпосередньо або через проміжне провідне середовище) та заземлювального провідника, яка з'єднує заземлювальний пристрій із заземлювачем. Заземлювач може бути простим металевим стрижнем (найчастіше сталевим, рідше мідним) або складним комплексом елементів спеціальної форми.

Якість заземлення визначається значенням електричного опору кола заземлення, яке можна знизити, збільшуючи площу контакту або провідність

середовища - використовуючи безліч стрижнів, підвищуючи вміст солей в землі і т.д. Пристрій заземлення в Росії вимоги до заземлення і його пристрій регламентуються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ).

Провідники захисного заземлення у всіх електроустановках, а також нульові захисні провідники в електроустановках напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю, в тому числі шини, повинні мати буквене позначення PE і колірне позначення чергуються поздовжніми або поперечними смугами однакової ширини (для шин від 15 до 100 мм) жовтого і зеленого кольорів. Нульові робочі (нейтральні) провідники позначаються буквою N і блакитним кольором. Суміщені нульові захисні і нульові робочі провідники повинні мати буквене позначення PEN і колірне позначення: блакитний колір по всій довжині і жовто-зелені смуги на кінцях.

Типи заземлення

TN-C

Система TN-C (фр. Terre-Neutre-Combine) запропонована німецьким концерном АЕГ (AEG, Allgemeine Electricitäts-Gesellschaft) у 1913 році. Робочий нуль і PE-провідник (Protection Earth) в цій системі поєднані в один провід. Найбільшим недоліком було утворення лінійної напруги (в 1,732 рази вище фазного) на корпусах електроустановок при аварійному обриві нуля.

Незважаючи на це, на сьогоднішній день можна зустріти дану систему заземлення в будівлях країн колишнього СРСР.

TN-S

На заміну умовно небезпечної системи TN-C у 1930-х була розроблена система TN-S (фр. Terre-Neutre-Separe), робочий і захисний нуль в якій поділялися прямо на підстанції, а заземлювач являв собою досить складну конструкцію металевої арматури.

Таким чином, при обриві робочого нуля в середині лінії, корпуси електроустановок не отримували лінійної напруги. Пізніше така система заземлення дозволила розробити диференціальні автомати та спрацьовують на витік струму автомати, здатні відчувати незначний струм. Їх робота і по сей день ґрунтується на законах Кіргхофа, згідно з якими поточний по фазного проводу струм повинен бути чисельно рівним поточному по робочому нулю току.

Також можна спостерігати систему TN-CS, де розділень нулів відбувається в середині лінії, проте в разі обриву нульового проводу до точки розділення корпусу опиняться під лінійною напругою, що буде представляти загрозу для життя при торканні.

Якщо опустити вступ "біблії електрика" (ПУЕ), то для розуміння технології заземлення потрібно звернутися (для початку) до Глави 1.7, яка так і називається "Заземлення і захисні заходи електробезпеки".

У ПУЕ сказано:

Електроустановки у відношенні заходів електробезпеки поділяються на:

- 1) електроустановки вище 1 кВ в мережах з ефективно заземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю);
- 2) електроустановки вище 1 кВ в мережах з ізолюваною нейтраллю (з малими струмами замикання на землю);
- 3) електроустановки до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю;

4) електроустановки до 1 кВ з ізольованою нейтраллю.

У переважній більшості житлових і офісних будинків Росії використовується глухозаземленою нейтраллю.

Пункт 1.7.4. говорить:

Глухозаземленою нейтраллю називається нейтраль трансформатора або генератора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатори струму).

Термін не зовсім зрозумілий на перший погляд - нейтраль і заземлюючий пристрій на кожному кроці в науково-популярній пресі не зустрічаються. Тому, нижче всі незрозумілі місця будуть поступово пояснені.

Введемо трохи термінів - так можна буде принаймні говорити на одній мові. Можливо, пункти будуть здаватися "витягненими з контексту". Але ПУЕ не художня література, і таке роздільне використання повинно бути цілком обгрунтовано - як застосування окремих статей КК. Втім, оригінал ПУЕ цілком доступний як у книгарнях, так і в мережі - завжди можна звернутися до першоджерела.

1.7.6. *Заземленням* будь-якої частини електроустановки або іншої установки називається *навмисне електричне з'єднання цієї частини із заземлювальним пристроєм*.

1.7.7. *Захисним заземленням* називається заземлення частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки.

1.7.8. *Робочим заземленням* називається заземлення небудь точки струмоведучих частин електроустановки, необхідне для забезпечення роботи електроустановки.

1.7.9. *Зануленням в електроустановках напругою до 1 кВ* називається навмисне з'єднання частин електроустановки, нормально не знаходяться під напругою, з глухозаземленою нейтраллю генератора або трансформатора в мережах трифазного струму, з глухозаземленою виводом джерела однофазного струму, з глухозаземленою середньою точкою джерела в мережах постійного струму.

1.7.12. *Заземлювачем* називається провідник (електрод) чи сукупність металевих з'єднаних між собою провідників (електродів), що знаходяться в зіткненні з землею.

1.7.16. *Заземлювальним провідником* називається провідник, що з'єднує заземлюються частини з заземлювачем.

1.7.17. *Захисним провідником (PE)* в електроустановках називається провідник, який застосовується для захисту від ураження людей і тварин електричним струмом. В електроустановках до 1 кВ захисний провідник, з'єднаний з глухозаземленою нейтраллю генератора або трансформатора, називається нульовим захисним провідником.

1.7.18. *Нульовим робочим провідником (N)* в електроустановках до 1 кВ називається провідник, що використовується для живлення електроприймачів, з'єднаний з глухозаземленою нейтраллю генератора або трансформатора в мережах трифазного струму, з глухозаземленою виводом джерела однофазного струму, з глухозаземленою точкою джерела в трипровідних мережах постійного струму. Поєднаним нульовим захисним і нульовим робочим провідником (PEN) в

електроустановках до 1 кВ називається провідник, що поєднує функції нульового захисного і нульового робочого провідників. В електроустановках до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю нульовий робочий провідник може виконувати функції нульового захисного провідника.

Отже, прямо з термінів ПУЕ випливає простий висновок. Відмінності між "землею" і "нулем" дуже невеликі ... На перший погляд (скільки списів зламано на цьому місці). Принаймні, вони обов'язково повинні бути з'єднані (або навіть можуть бути виконані "в одному флаконі"). Питання тільки, де і як це зроблено. Принагідно зауважимо п. 1.7.33.

Заземлення або занулення електроустановок слід виконувати:

- 1) при напрузі 380 В і вище змінного струму і 440 В і вище постійного струму - у всіх електроустановках (див. також 1.7.44 і 1.7.48);
- 2) при номінальних напругах вище 42 В, але нижче 380 В змінного струму і вище 110 В, але нижче 440 В постійного струму - тільки в приміщеннях з підвищеною небезпекою, особливо небезпечних і в зовнішніх установках.

Інакше кажучи, заземляти або занулювати пристрій, підключений до напруги 220 вольт змінного струму зовсім не обов'язково. І в цьому немає нічого особливо дивного - третього проводу в звичайних радянських розетках реально не спостерігається. Можна сказати, що вступає на практиці в свої права Євростандарт (або близька до нього нова редакція ПУЕ) краще, надійніше, і безпечніше. Але по старому ПУЕ у нас в країні жили десятки років ... І що особливо важливо, будинки будували цілими містами.

Однак, коли мова йде про заземлення, справа не тільки в напрузі живлення. Хороша ілюстрація цього - ВСН 59-88 (Держкомархітектури) "Електроукомплектування житлових і суспільних будівель. Норми проектування" Витяг з глави 15. Заземлення (занулення) і захисні заходи безпеки:

15.4. Для заземлення (занулення) металевих корпусів побутових кондиціонерів повітря, стаціонарних і переносних побутових приладів класу I (що не мають подвійний або посиленої ізоляції), побутових електроприладів потужністю св. 1,3 кВт, корпусів трифазних і однофазних електроплит, варильних котлів та іншого теплового обладнання, а також металевих неструмоведучих частин технологічного обладнання приміщень з мокрими процесами слід застосовувати окремий провідник перетином, рівним фазному, що прокладається від щита або щитка, до якого підключений даний електроприймач, а в лініях живлять медичну апаратуру, - від ВРП або ГРЩ будівлі. Цей провідник приєднується до нульового провідника живильної мережі. Використання для цієї мети робочого нульового провідника забороняється.

Виходить нормативний парадокс. Одним з видимих на побутовому рівні результатів стало комплектування пральних машин "Вятка-автомат" моточків одножильного алюмінієвого проводу з вимогою виконати заземлення (руками сертифікованого фахівця).

І ще один цікавий момент: 1.7.39. В електроустановках до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю або глухозаземленою виводом джерела однофазного струму, а також з глухозаземленою середньою точкою в трипровідних мережах постійного струму має бути виконано занулення. Застосування в таких

електроустановках заземлення корпусів електроприймачів без їх занулення не допускається.

Практично це означає - хочеш "заземлити" - спочатку "занулити". До речі, це має пряме відношення до знаменитого питання "забатарейвання" - яке по совершенно незрозумілої причини помилково вважається краще занулення (заземлення).

Параметри заземлення

Наступний аспект, які необхідно розглянути - *числові параметри заземлення*. Так як фізично це не більше ніж провідник (або безліч провідників), то головною його характеристикою буде опір.

1.7.62. Опір заземлювального пристрою, до якого приєднані нейтралі генераторів або трансформаторів або висновки джерела однофазного струму, в будь-який час року має бути не більше 2, 4 і 8 Ом відповідно при лінійних напругах 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Це опір повинне бути забезпечене з урахуванням використання природних заземлювачів, а також заземлювачів повторних заземлень нульового проводу ПЛ до 1 кВ при кількості ліній, що відходять не менше двох. При цьому опір заземлювача, розташованого в безпосередній близькості від нейтралі генератора або трансформатора або виведення джерела однофазного струму, має бути не більше: 15, 30 і 60 Ом відповідно при лінійних напругах 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму.

Для меншої напруги допустимо більший опір. Це цілком зрозуміло - перша мета заземлення - забезпечити безпеку людини в класичному випадку потрапляння "фази" на корпус електроустановки. Чим менше опір, тим менша частина потенціалу може виявитися "на корпусі" в разі аварії. Отже, в першу чергу потрібно знижувати небезпеку для більш високої напруги.

Додатково потрібно враховувати, що заземлення служить і для нормальної роботи запобіжників. Для цього необхідно, щоб лінія при пробі "на корпус" істотно змінювала властивості (насамперед опір), інакше спрацювання не відбудеться. Чим більше потужність електроустановки (і споживане напруга), тим нижче її робочий опір, і відповідно має бути нижче опір заземлення (інакше при аварії запобіжники не спрацюють від незначної зміни сумарного опору кола).

Наступний нормований параметр - перетин провідників.

Для неізолюваних мідних мінімальний перетин становить 4 кв. мм, для алюмінієвих - 6 кв. мм. Для ізолюваних, відповідно, 1,5 кв. мм і 2,5 кв. мм. Якщо заземлюючі провідники йдуть в одному кабелі з силовою проводкою, їх перетин може становити 1 кв. мм для міді, і 2,5 кв. мм для алюмінію.

Заземлення в житловому будинку

У звичайній "побутової" ситуації користувачі електромережі (тобто мешканці) мають справу тільки з Груповий мережею (7.1.12 ПУЕ. Групова мережа - мережа від щитків і розподільних пунктів до світильників, штепсельних розеток та інших електроприймачів). Хоча в старих будинках, де щитки встановлені прямо в квартирах, їм доводиться стикатися з частиною розподільчої мережі (7.1.11 ПУЕ. Розподільна мережа - мережа від ВП, ВРП, ГРЩ до розподільних пристроїв та

щитків). Це бажано добре розуміти, адже часто "нуль" і "земля" відрізняються тільки місцем з'єднання з основними комунікаціями.

З цього в ПУЕ сформульовано перше правило заземлення:

У всіх будівлях лінії групової мережі, що прокладаються від групових, поверхових і квартирних щитків до світильників загального освітлення, штепсельних розеток і стаціонарних електроприймачів, повинні виконуватися трипровідними (фазний - L, нульовий робочий - N і нульовий захисний - РЕ провідники). Не допускається об'єднання нульових робочих і нульових захисних провідників різних групових ліній. Нульовий робочий і нульовий захисний провідники не допускається підключати на щитках під спільний контактний затискач.

Тобто від поверхового, квартирною або групового щитка потрібно прокласти 3 (три) дроти, один з яких захисний нуль (зовсім не земля). Що, втім, зовсім не заважає використовувати її для заземлення комп'ютера, екрану кабелю, або "хвостика" грозозахисту. Начебто все просто, і не зовсім зрозуміло, навіщо заглиблюватися в такі складності.

Можна подивитися на свою домашню розетку. І з вірогідністю близько 80% не побачити там третього контакту. Чим відрізняється нульовий робочий та нульовий захисний провідники? В щитку вони з'єднуються на одній шині (нехай не в одній точці). Що буде, якщо використовувати в даній ситуації робочий нуль в якості захисного?

Припускати, що недбайливий електрик переплутає в щитку фазу і нуль, складно. Хоч цим постійно лякають користувачів, але помилитися неможливо в будь-якому стані (хоча бувають унікальні випадки). Однак "робочий нуль" йде по численних штробах, ймовірно проходить через кілька розподільних коробочок (зазвичай невеликі, круглі, змонтовані в стіні недалеко від стелі).

Переплутати фазу з нулем там вже набагато простіше (сам це робив не раз). А в результаті на корпусі неправильно "заземлення" пристрою виявиться 220 вольт. Або ще простіше - отгоріт десь в ланцюзі контакт - і майже ті ж 220 пройдуть на корпус через навантаження електроспоживачів (якщо це електроплита на 2-3 кВт, то мало не здасться).

Для функції захисту людини - прямо скажемо, нікуди не годна ситуація. Але для підключення заземлення грозозахисту типу АРС не фатальна, так як там встановлена високовольтна розв'язка. Втім, рекомендувати такий спосіб було б однозначно неправильно з точки зору безпеки. Хоча треба визнати, що порушується ця норма дуже часто (і як правило без жодних несприятливих наслідків).

Треба відзначити, що грозозахисні можливості робочого і захисного нуля приблизно рівні. Опір (до сполучної шини) відрізняється незначно, а це, мабуть, головний чинник, що впливає на стікання атмосферних наведень.

З подальшого тексту ПУЕ можна помітити, що *до нульового захисного провідника потрібно приєднувати буквально все, що є в будинку:*

У всіх приміщеннях необхідно приєднувати відкриті провідні частини світильників загального освітлення і стаціонарних електроприймачів (електричних плит, кип'ятильників, побутових кондиціонерів, електрорушників тощо) до нульового захисного провідника.

Картина задоволена незвичайна (для побутового сприйняття). Буквально все, що є в будинку, повинно бути заземлено на спеціальну шину. Тому може виникнути питання - адже жили без цього десятки років, і всі живі-здорові (і слава Богу)? Навіщо все так серйозно мінати? Відповідь проста - споживачів електрики стає більше, і вони все потужніше. Відповідно, ризики ураження виростають.

Але *залежність безпеки і вартості величина статистична*, і економію ніхто не відміняв. Тому сліпо класти по периметру квартири мідну смугу пристойного перетину (замість плінтуса), заводячи на неї все, аж до металевих ніжок стільця, не варто. Як не варто ходити в шубі влітку, і постійно носити мотоциклетний шолом. Це вже питання адекватності.

Так само в область ненаукового підходу варто віднести самостійне копання траншей під захисний контур (у міському будинку крім проблем це явно нічого не принесе). А для бажаючих все ж випробувати всі принади життя - в першій главі ПУЕ є нормативи на виготовлення цього фундаментального споруди (в вчинено прямому сенсі цього слова).

Підводячи підсумки вищесказаного, можна зробити такі практичні висновки:

Якщо Групова мережа виконана трьома проводами, для заземлення / занулення можна використовувати захисний нуль. Він, власне, для того і придуманий.

Якщо Групова мережа виконана двома проводами, бажано завести захисний нульовий провід від найближчого щитка. Перетин дроту повинно бути більше, ніж фазного (точніше можна впоратися в ПУЕ).

Самостійна робота №32

Тема: Випробування ізоляції високовольтного електроустаткування і високовольтних мереж

Мета: Опанувати методику випробувань ізоляції високовольтного устаткування і високовольтних мереж

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

1 Призначення ізоляції.

2 Методика випробування ізоляції високовольтного устаткування і високовольтних мереж.

Література:

1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.

3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати призначення ізоляції.
- 2 Описати методику випробування ізоляції.

Основні вимоги. Передача великих потужностей на значні відстані але лініях електропередачі пов'язана з використанням високих напруг, що дозволяє знизити струм в електричних мережах, зменшити перетин проводів і втрати в лініях. Однак застосування високої напруги викликає подорожчання і ускладнення апаратури, трансформаторів підстанцій та розподільчих пристроїв системи електропостачання.

Збільшення вартості електроустановок та ліній передачі високих напруг визначається в основному подорожчанням ізоляції. Напруга, що впливає на ізоляцію в робочому режимі, характеризується номінальною напругою електроустановок і мереж. Однак при різких змінах робочого режиму (короткі замикання, відключення ліній та ін.), А також при розрядах блискавки в напруго провідні частини на ізоляцію електроустановок і мереж впливають напруги, що значно перевищують номінальні напруги. Щоб ізоляція могла надійно працювати при виникненні таких підвищених напруг (перенапруг), вона повинна бути виготовлена на напруги більш високі, ніж номінальні. Ці напруги називаються випробувальними напруженнями ізоляції і визначають електричну міцність, або рівень ізоляції.

Рівень ізоляції установок високої напруги вибирають, виходячи з можливих величин атмосферних і комутаційних перенапруг. Основними вихідними даними при іспиту ізоляції є номінальні і найбільші робочі напруги промислової частоти за ГОСТ 1516.1 76 [28].

Ізоляцію високовольного обладнання випробовують в спеціальних лабораторіях високої напруги,

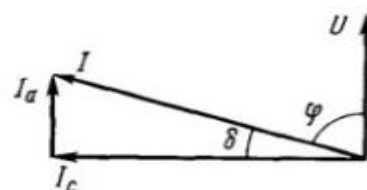
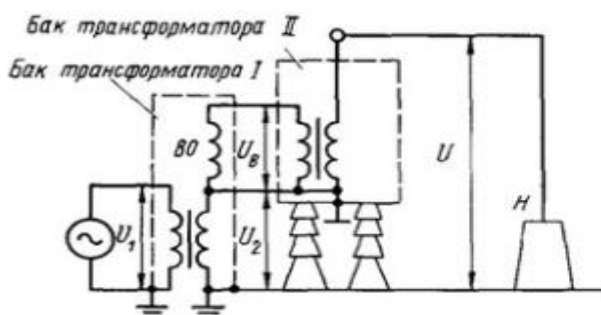


Рис. 10.1 Схематичне зображення каскадного ТР напруг в ізоляції

обладнаних випробувальними установками високої напруги промислової частоти, високої частоти, постійного струму високої напруги та ін. Потужності і напруги випробувальних установок вибирають залежно від потужності і напруги випробуваної ізоляції. У відповідності з ПУЕ дозволяється проводити випробування на постійному струмі, якщо напруга постійного струму одно амплітудному значенню змінного струму. Джерелами випробувальної напруги промислової частоти є високовольтні випробувальні трансформатори на напругу 100- 1000 кВ. Застосовується каскадне включення цих трансформаторів (рис. 10.1) для отримання напруги вище 1000 кВ.

По конструктивному виконанню випробувальні трансформатори можуть бути з масляною або сухий ізоляцією, при цьому перші мають більше застосування, так як мають підвищену електричну міцність.

Трансформатори живляться від синхронних генераторів, які мають спеціальні обмотки для підтримки синусоїдальної форми напруги, необхідної при випробуванні ізоляції електроустановок. При цьому використовують одно- і триполюсні генератори з потужністю приблизно 1 кВА на 1 кВ. Генератори повинні мати потужність, більшу порівняно з потужністю трансформаторів, так як в цьому випадку індуктивність генераторів менше, що забезпечує більш стійку роботу і обмежує можливі перенапруги при проведенні випробувань.

Вимірювання діелектричних втрат. Як відомо, потужність, що втрачається в діелектрику при змінному струмі,
 $P=c//ctg\delta = c\omega O/2tg\delta$. (10.1)

Отже, діелектричні втрати пропорційні, а кут називається кутом діелектричних втрат.

З (10.1) випливає, що для визначення діелектричних втрат необхідно знати величину ємності C випробується діелектрика при напрузі V і тангенс кута втрат δ . Ця величина, як видно з рис. 10.2, дорівнює відношенню активного струму витоку до ємнісному току:

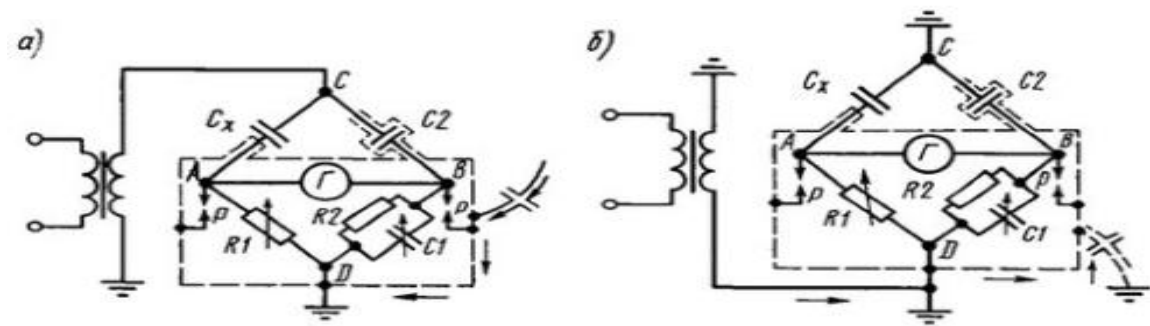


Рис. 10.3 Схеми вимірювання діелектричних втрат

Виміром діелектричних втрат $tg\delta$ перевіряють надійність ізоляції по відношенню до теплового пробою (теплову стійкість) і загальне старіння або зволоження ізоляції.

$$tg\delta = I_a / I_c \tag{10.2}$$

Величину $\text{tg}\delta$ вимірюють високоволиним мостом (рис. 10.3, а). Міст складається з еталонного конденсатора C_2 , практично не має втрат, змінного резистора Y , постійного резистора змінної ємності C_7 і нульового індикатора Γ . Випробовуваний об'єкт зображений конденсатором C_x . Вага частини мосту захищені екраном (показаний стрілками) і розрядником P . Показником рівноваги моста є нульове значення індикатора Γ . Значення δ визначають за формулами:

$$\text{tg}\delta = 0,1 C_1 \text{ при } R_2 = 1000/\pi;$$

$$\text{tg}\delta = C_1 \text{ при } R_2 = 10\,000/\pi.$$

Рис. 10.3 та 10.4

Наведена схема зазвичай служить для лабораторних досліджень. Цю ж схему застосовують для вимірювання міжфазної ізоляції машин і кабелів.

Щоб отримати ізоляційні характеристики встановленого обладнання, де в більшості випадків один з елементів заземлений, використовують перевернуту вимірювальну схему (рис. 10.3, б). Висока напруга подають до точки A , а точку C заземлюють. У цій схемі екран відводить від вимірювальної частини схеми паразитні ємнісні струми (показано стрілками).

Застосування перевернутої схеми ємнісного моста дозволяє виробляти випробування без зняття встановлених вводів з трансформаторів і генераторів. Кут діелектричних втрат обмоток вимірюють між кожною з обмоток і корпусом при заземлених інших обмотках.

Випробування окремих вилок високовольтного обладнання. При випробуванні ізоляції високовольтного устаткування необхідно:

1) провести огляд випробуваного об'єкта. Якщо в результаті огляду будуть виявлені дефекти обладнання, то випробування слід проводити тільки після усунення зазначених дефектів;

2) вимірювання проводити при температурі не нижче $+5^\circ\text{C}$.

Ізоляція вважається витримала випробування, якщо не сталося пробою або перекриття ізоляції, а також не відзначено за показниками приладів або за спостереженнями пошкодження ізоляції.

Обсяг і норми випробувань електроустаткування повинні відповідати керівним вказівкам, наведеним у [30].

Вимірювальні трансформатори струму. У обсяг випробувань, проведених для трансформаторів струму, зазвичай входять вимірювання опору ізоляції та випробування по висині напругою промислової частоти.

Вимірювання опору ізоляції первинних обмоток трансформаторів струму виробляється мегаомметром на 2500 В. Величина опору зазвичай становить кілька тисяч МОм.

Для вимірювання опору ізоляції вторинних обмоток трансформаторів струму застосовують мегаомметр на 500-1000 В. Величина опору ізоляції обмоток разом з приєднаними до них вторинними ланцюгами повинна бути не менше 1 МОм.

Опір ізоляції вимірюють у кожній обмотки по відношенню до корпусу і до інших обмоток. Обсяг випробувань вимірювальних трансформаторів струму доповнюють виміром діелектричних втрат δ (рис. 10.3), значення яких не повинні перевищувати граничні значення δ (8%) трансформаторів струму при температурі $+2^\circ\text{C}$ (див. табл. 10.1).

При випробуванні підвищеною напругою промислової частоти його величина не повинна перевищувати найбільшого напруження за вказаною ГОСТ 1516.1-76.

Таблиця 10.1

Вид випробування	При ізоляції на напругу, кВ				
	3 – 15	20 – 35	60 – 110	150 – 220	500

Бакелитовая изоляция

При вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта В эксплуатации	3 12	2,5 7	2 5	—	—
--	---------	----------	--------	---	---

Бумажно-масляная изоляция

При вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта В эксплуатации	—	2,5 4,5	2 3,5	1,5 2,5	1 1,5
--	---	------------	----------	------------	----------

Таблиця 10.1

При випробуванні ізоляції підвищеною напругою необхідно: відтворити умови роботи ізоляції, близькі до реальних: видалити з електричного поля сторонні предмети; правильно вибрати параметри випробувальної установки.

Випробуванню підвищеною напругою піддаються первинні обмотки трансформаторів струму з номінальною напругою до 35 кВ, а також вторинні обмотки.

Випробувальна напруга по чергово прикладається до обмотці вищої напруги і до кожної обмотці нижчої напруги. При цьому інші (вільні) обмотки заземляються. Тривалість прикладення випробувальної напруги для трансформаторів струму з керамічною ізоляцією становить 1 хв. для маслонаіолнених трансформаторів струму з твердою органічною ізоляцією або з кабельною масою 5 хв.

Масляні вимикачі. При зовнішньому огляді вимикачів перевіряють чистоту і цілісність ізоляції, рівень масла в баках, відсутність течі масла, правильність приєднання ошиновки та ін.

Опору ізоляції рухомих і направляючих частин, виконаних з органічних матеріалів, вимірюють мс-Гаомі-метром на 2500 В. Перший вимір виробляють при вимкненому положенні масляного вимикача. При цьому вимірюється сумарний опір ізоляції введів, рухомих і направляючих частин вимикача. Другий вимір виробляється при відключеному вимикачі і замкнутих накоротко вводах кожного полюса. При цьому вимірюється опір рухомих і направляючих частин, величина якого для напруг до 10 кВ не повинна бути нижче 1000 МОм.

Випробування ізоляції підвищеною напругою проводиться шляхом підключення напруги: до струмоведучих і заземленим елементам вимикача, а також струмоведучих частин сусідніх полюсів; до розімкненим контактам одного і того ж полюса при відключеному положенні вимикача.

Випробувальні напруги для масляних вимикачів наведено в табл. 10.2.

Класс напряжения	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Класс напряжения	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Испытательное напряжение, кВ
3	3,6	24	110	126	250
6	7,2	32	150	172	320
10	12	42	220	252	470
15	17,5	55	330	363	600
20	24	65	500	525	800
35	40,5	95			

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Минимальное допустимое значение сопротивления изоляции МОм
Катушки контакторов, магнитных пускателей, автоматов переменного тока	500—1000	0,5
Вторичные цепи управления, защиты, измерения и т.п.	500—1000	1,0
Силовые электропроводки при отключенных электроприемниках, приборах и аппаратах	1000	0,5

Роз'єднувачі, віддільники і короткозамикателі. При зовнішньому огляді зазначених апаратів визначають видимі пошкодження встановлених на них ізоляторів, а також стан рухомих і нерухомих контактів.

Значення опорів ізоляції апаратів вторинних ланцюгів і електропроводки на напругу до 1000 В повинні відповідати допустимим значенням, наведеним у табл. 10.3.

Ізолятори. Обсяг і норми випробувань для опорних ізоляторів, що встановлюються на високовольтних апаратах, були наведені вище. Для випробування підвісних та штирьових ізоляторів (рис. 10.4) застосовують спеціальні пружні захвати, що накладаються на елементи випробовуваних ізоляторів у вигляді «гребінки». У кожному з таких захоплень розміщують іскрові проміжки з зазором 2-3 мм.

У іскрових проміжках при випробуваннях підвищеною напругою горить дуга ємнісного струму - блакитного кольору при справних елементах. При пробі елемента колір дуги змінюється на червоний за рахунок проходження в ланцюзі активного струму. Пробій елемента ланцюжка ізоляторів відзначається також але приладам випробувальної установки.

Ізолятор вважається витримав випробування підвищеною напругою промислової частоти (див. Табл. 10.2), якщо не відбувалося перекриття його поверхні, пробою порцеляни або освіти корони.

Випробування високовольтних ліній. Заміри розподілу потенціалу на гірлянді ізоляторів. Своєчасне виявлення пошкоджених ізоляторів забезпечує нормальну експлуатацію повітряних високовольтних ліній. Пошкодження можуть бути виявлені з розподілу потенціалу на гірлянді ізоляторів. У нормальних умовах розподіл потенціалу нерівномірне. Під найбільшим напругою знаходиться ізолятор у дроту, до середини гірлянди напруга, що припадає на кожен ізолятор, падає, а до траверси починає зростати, що пояснюється різними значеннями ємностей окремих ізоляторів по відношенню до землі (C_г) і до дроту (C_д) - рис. 10.5.

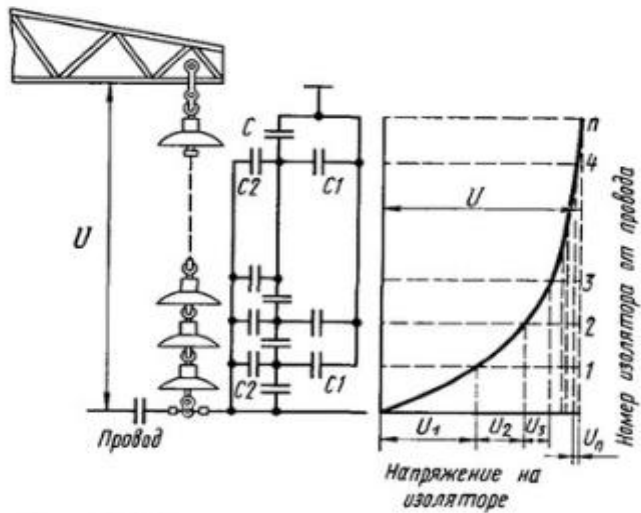


Рис. 10.5 Розподіл напружень на гірлянді ізоляторів

Принципова схема для виміру напруги, що припадає на ізолятор, представлена на рис. 10.6. При зменшенні відстані між електродами розрядника Р проскакує іскра з характерним тріском.

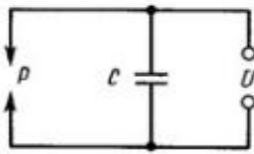


Рис. 10.6 Принципова схема вимірювання напруг на ізоляторі

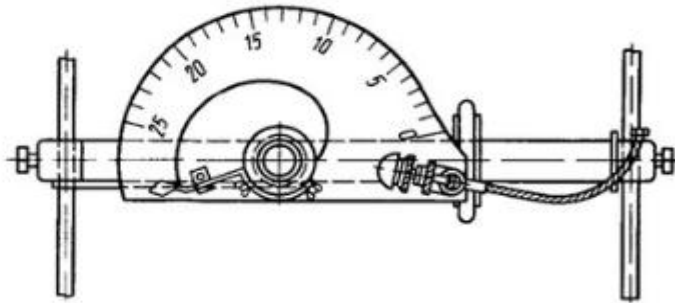
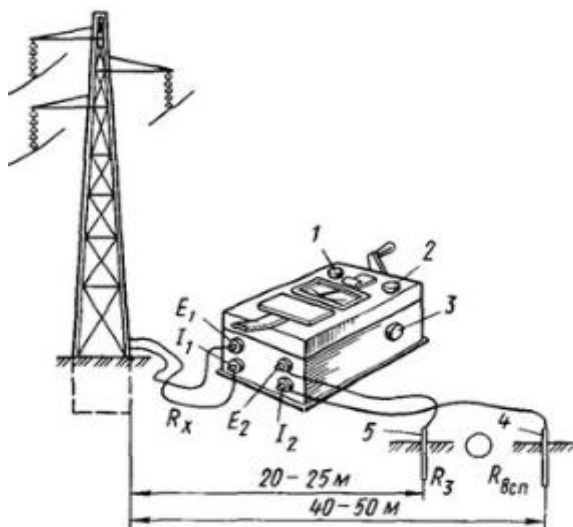


Рис. 10.7 Головка штанги для контролю ізоляторів

Величину напруги, що припадає на випробовуваний ізолятор у момент виникнення іскри, визначають за допомогою вимірювальних штанг зі шкалою, програмованої в



кіловольт.

Рис. 10.8 Схема вимірювання опору заземлення опор

Вимірювальна головка зі змінним іскровим проміжком, нагвинчується на ізолюючу частину вимірювальної штанги, наведена на Мал. 10.7. Отримане випробувальну напругу порівнюють з припустимими значеннями для нормальних і дефектних ізоляторів.

Заміри опору заземлення опор і тросів. Такі виміри проводяться після перших дев'яти років експлуатації; надалі періодично - не рідше одного разу на шість років. Необхідність такої перевірки обумовлена можливими ушкодженнями заземлюючих пристроїв та можливою зміною питомого опору ґрунту.

Вимірювання опору заземлення. Ці виміри виробляються спеціальним приладом - вимірником заземлення типів МС-07. МС-08. Принцип дії приладу заснований на порівнянні падіння напруги на випробуваному заземленні R_x з падінням напруги на регульованому відомому опорі R , яке відградує в омах і нанесено на шкалі приладу [31].

Схема вимірювання опору заземлення опор показана на рис. 10.8. Випробний заземлення опори R_x з'єднують з зажимами приладів $1X$ і двома проводами перетином 4--6 мм², що виключає похибки, що вносяться опорами сполучних проводів і контактів. Вимірювач заземлення мають в безпосередній близькості від випробуваного заземлювача і встановлюють горизонтально на твердій основі. В якості зонда і допоміжного заземлювача $Явсп$, що підключаються до приладу зажимами $E_г$ та / 2. використовують сталеві стрижні або труби діаметром до 50 мм. Глибина їх занурення в ґрунт повинна бути не менше 0,5 м. Допоміжний електрод забивають на відстані 40-50 м від випробуваного заземлення.

Відповідно до питомим опором ґрунту ρ опір заземлюючого пристрою $r_з$ повинно бути:

ρ , Омм до 100 від 100 до 500 від 500 до 1000 от +1000
до 5000
 r "Ом 10 15 20 30

Випробування кабельних ліній. Для цієї мети застосовують стаціонарні та пересувні установки. Стаціонарні випробувальні установки призначені для електростанцій і підстанцій, що мають розподільні пристрої з великим числом приєднаних кабельних ліній. Широко застосовують випробувальні установки, змонтовані на автомашині (рис. 10.9). Установка дозволяє випрямленою струмом випробувати ізоляцію кабельних ліній, а змінним струмом - обладнання розподільчих пристроїв.

Установка складається з пересувного пульта управління, розміщеного на колесах трансформатора і кенотронних випрямної приставки. У комплект апарату входить штанга, використовується для заземлення.

Для випробування постійним струмом кенотронних приставку встановлюють на відкидних дверцятах пульта управління, куди подають напругу. За допомогою регулятора напруги піднімають напругу протягом 5 хв до випробувальної величини, що становить (5 6) 6; "ом кВ, і вимірюють струм витоків, який не повинен перевищувати 300 мкл.

На автомашині змонтовані спеціальний барабан із шланговим проводом завдовжки 30 м. За допомогою якого установка приєднується до мережі; барабан з проводом типу «магнето» для приєднання випробуваного об'єкта до установки і барабан з голим мідним дротом для заземлення самої машини і випробуваного

об'єкта. У комплект автомашини входять ізолюючі стійки для кріплення проводу типу «магнето» і каната, огорожувальні машину при випробуваннях.

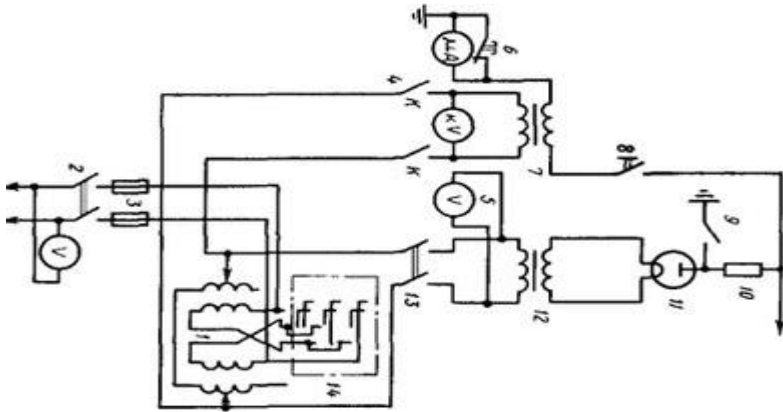


Рис. 10.9 Схема установки для іспиту кабелю

Самостійна робота №33

Тема: Перенапруги і захист від перенапруг. Захист підземних споруд від електрокорозії

Мета:

- 1.1 Опанувати види перенапруг і захист від перенапруг
- 1.2 Зрозуміти методи захисту підземних споруд від корозії

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Види перенапруг і захист від перенапруг.
- 2 Зрозуміти методи захисту підземних споруд від корозії

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати види перенапруг і захист від них.
- 2 Описати методику захисту підземних споруд від корозії.

Перенапруженням називається всяке підвищення напруги до величини, небезпечної для ізоляції електроустановки, розрахованої на робочу напругу.

Перенапруги в електричних установках підрозділяють на внутрішні і атмосферні.

Внутрішні перенапруження. До них відносяться режимні, комутаційні і дугові перенапруження.

Режимні перенапруги виникають в електроустановках при змінах їх режиму роботи, наприклад при відключенні короткого замикання, різких змінах навантаження та ін., Що супроводжується виділенням запасеної в установці енергії. Ця енергія визначає кратність перенапруги, що представляє собою відношення влічін амплітуд перенапруги і робочої напруги.

Комутаційні перенапруги викликаються розривом кола змінного струму, що містить індуктивності і ємності, наприклад при відключенні струмів холостого ходу трансформаторів, асинхронних двигунів, ліній електропередачі та ін.

Дугові перенапруження можуть виникнути в установках вище 1000 В, при однофазних замиканнях на землю; їх величина перевищує в 4-4,5 рази номінальну напругу.

Атмосферні перенапруги. Вони виникають внаслідок впливу на електроустановки грозових розрядів. На відміну від комутаційних вони не залежать від величини робочої напруги електроустановки. Атмосферні перенапруги

підрозділяють на індуковані перенапруження і перенапруження від прямого удару блискавки.

Індуковані перенапруги виникають при грозовому розряді, поблизу електроустановки і лінії електропередачі за рахунок індуктивних впливів.

При індукованих перенапруженнях в електроустановках, що використовують троси, амплітуда перенапруги не перевершує 300400 кВ. Тому вони небезпечні для електроустановок з робочою напругою до 35 кВ і не небезпечні для установок ПМКВ і вище.

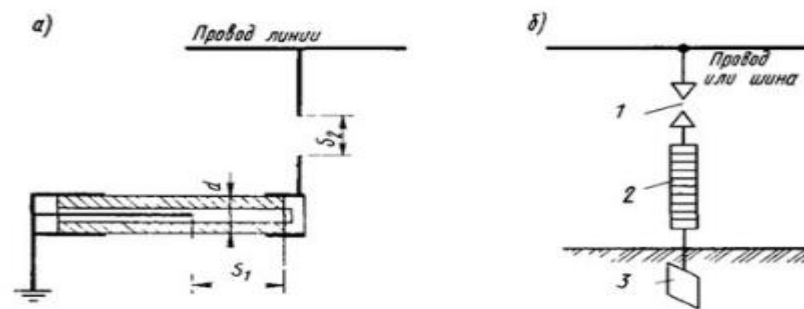


Рис. 10.12 Схема підключення у лінію трубчастого(а) та вентильного(б) розрядників.

Перенапруги від прямого удару блискавки найбільш небезпечні. Вимірювання показують, що струми блискавки змінюються в межах 10-250 кА, найчастіше складають 25 кл. Швидкість зміни струму блискавки (крутизна) різна. Зазвичай для розрахунків беруть 50 кА / мкс при амплітуді струму 200 кА.

Для захисту електроустановок від атмосферних перенапруг застосовують громовідводи, захисні троси, розрядники і захисні проміжки.

Блискавковідвід захищає споруду від прямих ударів блискавки. Стрижневий блискавковідвід являє собою високий стовп з прокладеним вздовж нього сталевим дротом, сполученим із заземлювачем. Тросовий блискавковідвід - заземлений в декількох точках провід, розташований над проводами лінії електропередачі.

Розрядник розряджає хвилю перенапруги на землю з наступним негайним відновленням нормальної ізоляції мережі по відношенню до землі. Розрядники підрозділяють на трубчасті і вентильні (див. Гл. 5).

Трубчасті розрядники застосовують на лініях передачі для захисту лінійної ізоляції від атмосферних перенапруг. Вони складаються з послідовно з'єднаних зовнішнього S1 і внутрішнього S2, іскрових проміжків (рис. 10.12, а).

Зовнішній іскровий проміжок служить для того, щоб трубка розрядника не перебувала під напругою, інакше струми витоку викликають обвуглювання, а з плином часу - і згоряння трубки.

Коли напруга на розряднику в результаті розряду блискавки перевищує встановлене значення, іскрові проміжки пробиваються і через розрядник проходить струм грозового розряду до заземлювача. При цьому величина перенапруги зменшується. Одночасно через розрядник проходить струм короткого замикання робочої частоти, що викликає утворення в трубці електричної дуги. Під дією високої температури дуги стінки трубки бурхливо виділяють велику кількість газів. Гази вириваються з трубки під тиском 100-150 ат і видувають дугу. Дуга гаситься протягом 1-2 періодів, після чого установка знову може працювати.

На рис. 10.12,б приведено підключення вентильного розрядника для захисту від атмосферних перенапруг. При певному значенні перенапруги іскрові проміжки 1 пробиваються і напруга хвилі знижується. Пробій зазвичай відбувається на всіх гріх фазах і при спрацьовуванні розрядника слідом за імпульсним струмом протікає супроводжуваний струм робочої частоти. Оскільки напруга мережі значно менше величини перенапруги, опір філітових дисків 2 різко збільшується, струм зменшується до невеликої величини і в перший же період при переході через нульове значення припиняється. Через хвилі перенапруги опір філітових дисків при спрацьовуванні розрядника значно знижується і тому не перешкоджає проходженню струму блискавки в землю через заземлювач 3.

Для захисту підстанційної ізоляції від хвиль атмосферних перенапруг на збірних шинах розподільних пристроїв, а також у трансформаторів, приєднаних до ЛЕП з допомогою тросового захисту, передбачається установка комплектів вентильних розрядників.

Для обмеження хвилі перенапруги важливо попередити можливість удару блискавки в безпосередній близькості від підстанції. Для цього на ЛЕП без тросової захисту на підході за 1-2 км до підстанції передбачаються захисні троси з

установкою комплекту трубчастих розрядників на початку підходу ЛЕП до підстанції.

Захист від перенапруг комплектних та інших підстанцій напругою 35 і ЮкВ. підключених отпайку до лінії електропередачі без вимикачів на стороні вищої напруги, при відстані між вентиляними розрядниками і захищеним обладнанням не більше 10 м може бути виконана з наступними спрощеннями.

На лініях електропередачі з дерев'яними опорами при отпайку довжиною в кілька десятків метрів на відстані 150-200 м в обидва боки від неї встановлюють по комплекту трубчастих розрядників з опором заземлення не більше 5 Ом. Якщо відведення виконують на металевих і залізобетонних опорах, що приєднуються до лінії, захищеної тросом але всій довжині і живильної відповідальних споживачів, то він повинен бути також захищений тросом по всій довжині.

Ділянка лінії відводу між підстанцією і трубчастими розрядниками повинен бути захищений від прямих ударів блискавки стрижневими або тросовими громовідводи.

Електрообладнання розподільних пристроїв напругою 6-10-20 кВ, встановлюване на знижувальних йод-станціях, захищається вентиляними розрядниками, розміщеними на шинах підстанції, і трубчастими розрядниками, розміщеними на відстані 100-200 м від підстанції. При цьому якщо яка-небудь з ліній 6-10-20 кВ має двостороннє живлення, то на вводі цієї лінії на підстанцію встановлюється другий комплект трубчастих розрядників. Схеми захисту підходів ЛЕП до РУ см. В [13].

Особливістю генераторів та інших обертових машин є те, що междувіткова ізоляція у них значно слабкіше, ніж у трансформаторів. Тому при захисті генераторів від атмосферних перенапруг повинні бути передбачені не тільки елементи захисту, що знижують амплітуду набігаючих хвиль перенапруги, але й елементи, що не допускають до машини хвилі з крутим фронтом. Найбільш ефективним заходом захисту генераторів, що працюють на повітряну мережу, є приєднання їх до мережі через трансформатор.

У разі безпосереднього зв'язку генераторів з повітряною мережею або через кабельну вставку захист від перенапруг забезпечується спільною дією захисних

апаратів на лінії і вентиляльних розрядників з поліпшеними характеристиками з магнітним гасінням (РВМ), встановленими на шинах електростанції.

Захист повітряних ліній (ПЛ) напругою вище 1000 В від атмосферних перенапруг може бути виконана або по всій довжині або на окремих ділянках, наприклад на ділянках перетину ліній між собою, спеціальних переходах через водні простори і ущелини (при довжині прольоту більше 200 м), на лініях з ослабленою ізоляцією та ін.

2) Основною причиною електрокорозії металевих споруд, що стикаються з ґрунтом (трубопроводів, кабелів з металевою оболонкою та ін.), є блукаючі струми.

Блукаючі струми - це струми в землі, відгалужується від рейок електрифікованих залізниць, трамваїв, метро та інших видів електротранспорту, що працюють на постійному струмі і використовують як зворотний провід рейки. Блукаючі струми виникають також і в інших електричних установках постійного струму, що використовують як зворотного проводу землю (телеграф, установки постійного струму для живлення підсилювальних пунктів кабельних ліній зв'язку).

Блукаючі струми, зустрічаючи на своєму шляху металеві спорудження (кабелі, газові, водопровідні, теплові та інші трубопроводи), проходять по них і повертаються але землі до джерела постійного струму. Одна частина металевого підземної споруди, з якого постійний електричний струм виходить в землю по напрямку до рейках, є анодом, а інша частина споруди, в яку входить блукаючий струм, катодом. При проходженні струму по вологій землі відбувається електроліз і на провіднику, що є анодом, виділяється кисень, який окисляє і розідає метал (електролітична корозія). При постачанні електроенергією трамвая та електрифікованих залізниць зазвичай позитивний полюс джерела постійного струму приєднується до контактного проводу, а негативний полюс - до рейок (рис. 10.14).

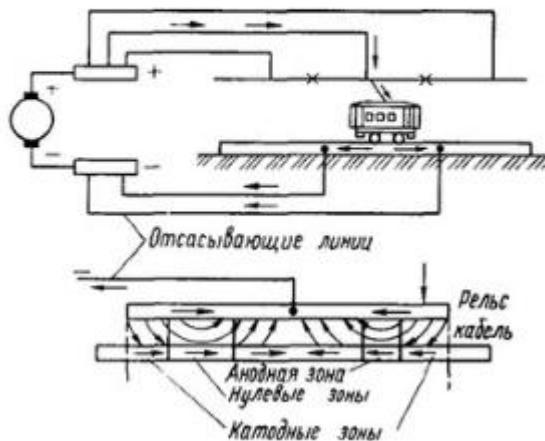


Рис. 10.14 Схема утворення корозійних зон захисту від блукаючими струмами.

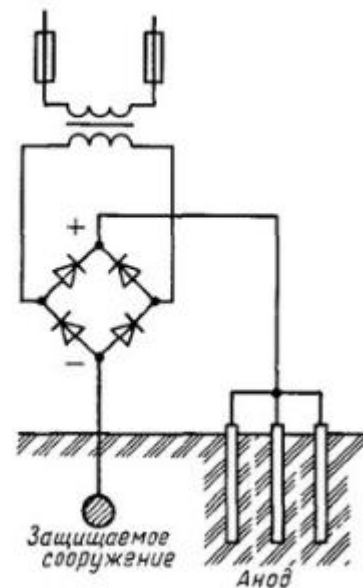


Рис. 10.15 Схема катодного блукаючих струмів.

Ділянка підземного металеві споруди, в який входять блукаючі струми, називається катодного зоною. У катодній зоні потенціал металеві споруди щодо землі негативний і споруда не піддається електрокорозії. Ділянка того ж металеві споруди, в межах якого блукаючі струми виходять в землю, називається анодної зоною.

Блукаючий струм в 1 А, поточний по металевому спорудженню, протягом року розкладає в анодних зонах близько 36 кг свинцю або близько 9 кг заліза. Блукаючі струми на деяких спорудах досягають іноді 40 Л. Найбільш сильною корозії піддаються голі освинцьовані і броньовані кабелі.

Основними засобами боротьби з корозією, викликаній блукаючими струмами в підземних металевих спорудах, є електричні захисту.

Вельми важливим заходом захисту підземних споруд від електрокорозії є також обмеження опору рейкової мережі. Блукаючі струми залежать від електричного опору рейкової і відсисаючої мереж, тому за їх станом ведеться систематичне спостереження.

Усі підземні металеві споруди, розташовані поблизу електрифікованих колій, захищаються від корозії, викликаній блукаючими струмами (протикорозійними покриттями, укладанням металевих споруд в неметалеві труби,

блоки, канали, тунелі), а також при необхідності додатково електричним захистом з поляризацією металоконструкцій щодо землі.

Катодний захист.

Як позитивних електродів застосовують стрижні з кремнію або кременистого чавуну, які прокладають в траншеї на глибині близько 1,2 м в коксової засипці, на відстані до 200 м від захищається споруди і приєднують до «катодного станції». Як джерело енергії такої станції застосовують тиристорні перетворювачі на номінальні струми 100 А і номінальну напругу 24 В, що забезпечує підтримку на захищається споруді (зі сталі) потрібного потенціалу в межах 0,5-1,2 В.

Протекторний захист. Як електроди, що утворюють з об'єктом, що захищається гальванічну пару, застосовують електроди у вигляді циліндрів з магнію, цинку або алюмінію. Такий протектор або групу протекторів часто поміщають в пробурений отвір, заповнене тістоподібна або порошкоподібною активизатором (наприклад, ПП-5) на відстані до 4,5 м від захищається споруди і з'єднують з ним за допомогою ізольованого провідника.

Електродренажний захист

Її застосовують, коли захищаються споруди розташовані на близькій відстані від джерела блукаючих струмів, що забезпечує вихід блукаючого струму з захищається споруди / через провідник 2 в рейку 3.

Застосовують три види електродренажного захисту: неполяризовану (просту), поляризовану і посилену (відсмоктувальну) електродренажного захисту. Прості захисту застосовують рідко і при постійному напрямку блукаючих струмів; поляризована захист вимагає установки діода, що пропускає струм в одному напрямку; посилена - вимагає установки джерела постійного струму.

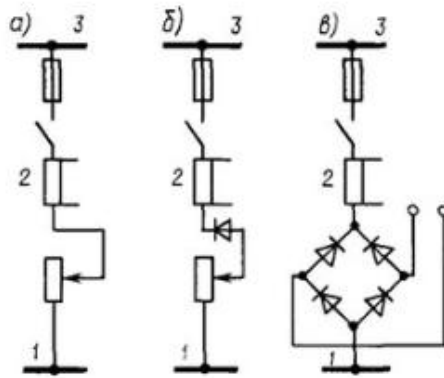


Рис. 10.16 Схема електродренажного захисту від блукаючих струмів.

Самостійна робота №34

Тема: Блискавкозахист будівель і споруд

Мета:

- 1.1 Опанувати поняття блискавко захист будівель і споруд
- 1.2 Зрозуміти методику розрахунку блискавкозахисту

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Блискавкозахист будівель і споруд.
- 2 Методика розрахунку блискавкозахисту.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Элетроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати призначення блискавкозахисту.
- 2 Зрозуміти методику розрахунку блискавкозахисту.

Всі будівлі та споруди підрозділяються на три категорії:

I - виробничі будівлі і споруди з вибухонебезпечними приміщеннями класів В-I і В-II ПБЕ; будівлі електростанцій і підстанцій;

II інші будівлі і споруди з вибухонебезпечними приміщеннями, що не відносяться до I категорії;

III - всі інші будівлі та споруди, в тому числі I пожежонебезпечні приміщення.

Блискавкозахист будівель і споруд категорії виконується: а) від прямих ударів блискавок окремо стоять стрижневими і тросовими громовідводи, що забезпечують необхідну зону захисту від електростатичного індукції - заземленням всіх металіческих корпусів, обладнання та апаратів, встановлених в захищуваних будівлях через спеціальні заземлювачі з опором розтіканню струму не більше 10 Ом; в) від електромагнітної індукції-для протяжних металевих предметів (трубопроводів, оболонок кабелів, каркасів споруд). У місцях зближення з джерелом індукції і через 20 м довжини на паралельних трасах кабелів і трубопроводів ставлять металеві перемички, що дозволяють уникнути появи розімкнутих металевих контурів.

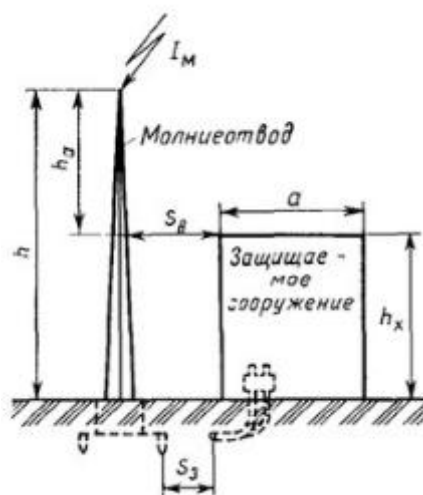


Рис. 10.13 - Розміщення блискавковідводу і споруду яку він захищає.

Блискавкозахист будівель і споруд II категорії від прямих ударів блискавки виконується одним з таких способів: а) окремо стоять або встановленими на

будівлях неізолюваними стрижневими або тросовими громовідводи, що забезпечують захисну зону;

б) молнієприємної заземленою металевую сіткою розмірами вічок 6х6 м, що накладається на неметалеву покрівлю;

в) заземленням металеві покрівлі.

Захист від зарядів статичної електрики і від лейстпія магнітного нуля виконується аналогічно захисту споруд I категорії.

Захист будівель III категорії виконується, як і для II категорії, але при цьому блискавкопри сітка має осередки розміром 12х12 або 6х24 м, а величина опору заземлення-літеля прямих ударів блискавки може підвищуватися до 20 Ом.

При розрахунку блискавковідводів враховується необхідність отримання певної зони захисту, яка представляє собою простір, захищено від прямих ударів блискавки (див. Рис. 10.13).

Розрахункова зона захисту одиночного стрижневого відводу висотою до 150 м являє собою конус з і радіусом на рівні землі відповідно:

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,85h, \\ r_0 &= (1,1 \div 0,002h)h. \end{aligned}$$

10.5 і 10.6

Зона захисту одиночного тросового блискавковідводу з висотою над землею в точці найбільшого провисання, рівної $h/7$, являє собою протяжну горизонтальну тригранну призму з висотою $h_0 = 0,85h/7$ і з підставою на одну сторону на рівні землі

$$r_0 = (1,35 \div 0,0025h)h.$$

10.7

Допустима відстань по повітря при прямому ударі блискавки в блискавковідвід визначається імпульсною напругою $U_{\text{имп}}$ в точці, розташованій від землі на висоті l :

$$U_{\text{имп}} = i_{\text{м}} R_{\text{имп}} + L di/dt,$$

10.8

де $i_{\text{м}}$ миттєве значення струму блискавки; $R_{\text{имп}}$ - імпульсний опір заземлювача; L - індуктивність ділянки токо-відводу довжиною l від заземлювача

до розглянутої точки, рівного висоті споруди I. Якщо струм блискавки / м > 150кА, то $wL = l = h$ і амплітудне імпульсна напруга

$$U_{\max} = (I_M/2)(R_{\text{имп}} + \sqrt{R_{\text{имп}}^2 + h^2}).$$

10.9

У цьому випадку мінімальна відстань по повітря і в землі

$$S_B = r_{\text{мин.в}} = U_{\max}/E_3; \quad S_3 = r_{\text{мин.з}} = I_M R_M / E_3.$$

10.10

Для розрахунків приймають напруженість електричного поля

Приклад Визначити захисну зону одиночного стрижневого блискавковідводу і його висоту при ударі блискавки, якщо $I_M = 150$ Кл, імпульсний опір заземлювача $R_{\text{имп}} = 10$ Ом, висота захищається споруди $h_x = 10$ м, розміри споруди $a \times b = 6 \times 6$ м.

Розв'язання. По (11.16) знаходимо $U_{\max} = (150 / 2)(10 + \sqrt{100 + 100}) = 1810$ кВ.

Відстань по повітря по (11.17) повинно ойти не менше $S_B = 1810/500 = 3.62$ м. Відстань у землі $S_3 = 150 \times 10/300 = 5$ м. При цих відстанях не відбудеться пробоя між блискавковідводом і захищається спорудою. Висота блискавковідводу повинна бути обрана такою, щоб захищане спорудження знаходилося в захисній зоні громовідводу. Для цього при одиночному блискавковідвід необхідно, щоб радіус кінця захисної зони над спорудженням був $r_0 = S_3 + a = 5 + 6 = 11$ м, де $a = b$ м - розмір сторони, що захищається. Визначаємо значення r_0 , задаючись висотою блискавковідводу $h_M = 20$ м, тоді по (11.7) $r_0 = 11h - 0.02h^2 = 1,1 \cdot 20 - 0,02 \cdot 400 = 14$ м.

Отже, $r_0 = 14$ м більше $S_3 + a = 11$ м і захищане спорудження при висоті блискавковідводу $h_M = 20$ м буде знаходитися в захисній зоні.

Самостійна робота №35

Тема: Максимально-струмовий захист

Мета:

- 1.1 Опанувати поняття максимальний-струмовий захист
- 1.2 Зрозуміти застосування максимального-струмового захисту

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Призначення максимального-струмового захисту.
- 2 Застосування максимального-струмового захисту.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати призначення максимального-струмового захисту.
- 2 Зрозуміти застосування максимального-струмового захисту.

Максимально-струмовий захист, є найбільш постим і тому широко застосовується для захисту трансформаторів, електродвигунів і ліній електропередач з одностороннім живленням.

Струм, що виникає в аварійних режимах, на відміну від струму, який має місце в нормальному режимі, називається сверхструмом. При виникненні короткого замикання діє максимально-струмовий захист.

При використанні реле струму типу РТ-40 і реле часу типу ЕВ захист називається максимально-струмовим з незалежною характеристикою часу зпрацювання. При використанні індукційно-струмових реле типу РТ-80 і реле часу типу РТВ захист називається максимально-струмовим з залежною характеристикою часу зпрацювання.

На рис.31.1 наведено схеми максимального-струмового захисту, виконаного за допомогою реле прямої дії типу РТВ, які вбудовуються безпосередньо в приводи вимикача. Захист такого типу широко використовується в мережах напругою до 35 кВ включно на вимикачах, обладнаних ручними, вантажними і пружинними

автоматичними приводами (ПРБА, ПГ-10, УПГП, ПГМ-10, ППМ-10, ПП-61, ПП-67, ППК-63, КППМ) з вбудованими реле.

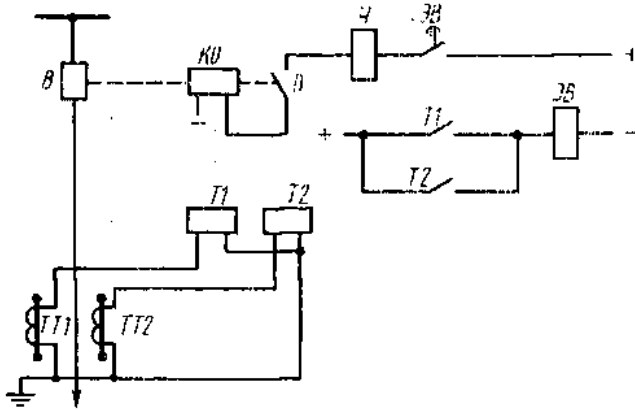


Рис.31.1- Схема максимально-струмового захисту на постійному оперативному струмі.

На рис.31.2 наведена схема максимально-струмового захисту з незалежною характеристикою часу зпрацювання на постійному оперативному струмі, що використовується для захисту ліній і трансформаторів у мережах 3-35 кВ. Схема включає в себе два реле струму миттєвої дії Т1, Т2 типу РТ-40, одне реле часу типу ЕВ і одне вказівне реле У.

При спрацюванні будь-якого струмового реле подається «+» оперативного струму на обмотку реле часу. Реле часу, запрацювавши з встановленою на ньому витримкою, подає своїм контактом «+» оперативного струму на вимикачу котушку КО приводу вимикача через вказівний реле і блокувальний контакт В, пов'язаний з приводом. Вказівний реле фіксує запрацювання захисту, що супроводжується випаданням сигнального прапорця. Блокувальний контакт призначений для запобігання пошкодження контактів реле часу при поверненні захисту після відключення вимикача і розмикання ланцюга КО, для захисту його при тривалому проходженні струму.

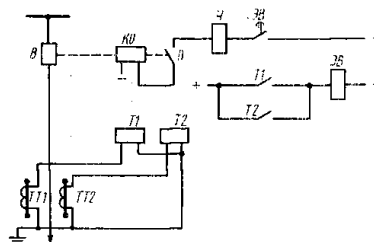


Рис.31.2 - Схема максимально-струмового захисту на постійному оперативному струмі.

На рис. 31.3 наведено схеми максимально-струмового захисту, виконані на змінному оперативному струмі. Схеми включають в себе струмові реле миттєвої дії Т1 і Т2 типу РТ-40, діючі в струмових колах відключення захисту (рис.31.3,а),

ланцюга реле часу (рис.31.3,б) і ланцюга випрямленого струму , в яку включені вказівний реле і проміжні реле П1 і П2 типу РП-341 (рис.31.3,в).

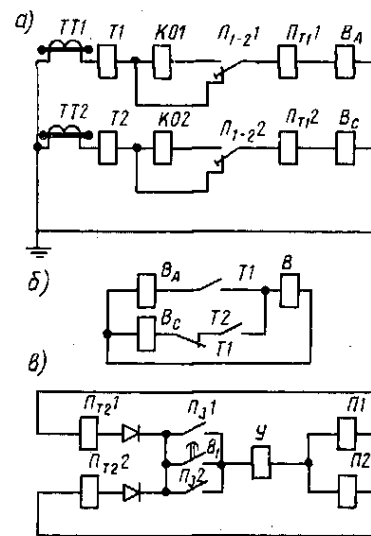


Рис.31.3-Схеми максимально-струмового захисту на змінному оперативному струмі.

Струмові реле при спрацьовуванні замикають ланцюг вторинних обмоток проміжних трансформаторів реле часу В_а, В_с на обмотку електродвигуна реле часу В. Реле часу, спрацювавши, своїм контактом В1 замикає ланцюга вторинних обмоток проміжних трансформаторів П₁¹, П₁² на обмотки проміжних реле П1, П2. Проміжні реле, спрацювавши, виробляють наступні дії: потужними перемикаючими контактами П₁₋₂¹ і П₁₋₂² включають відповідні вимикаючі котушки К01 , К02 в ланцюг трансформаторів струму, а контактами П₃¹, П₃² шунтують контакт реле часу В1 Шунтування контактів реле часу необхідно тому, що після включення вимикаючих котушок струм від трансформаторів струму може знизитися настільки, що пускові струмові реле і реле часу розімкнений свої контакти і відбудеться передчасне повернення проміжних реле. Шунтування контактів реле часу забезпечує в цих випадках надійне дію захисту незалежно від стану контактів пускових струмових реле і реле часу.

На рис.31.4 наведено двофазні схеми максимального струмового захисту з залежною характеристикою часу спрацьовування. У схемі на рис.31.4(а) на постійному оперативному струмі використовуються реле типу РТ-81 або РТ-82, а в схемі на рис.31.4(б) на змінному оперативному струмі — реле типу РТ-85 або РТ-86 з потужними перемикаючими контактами для дешунтування вимикаючих котушок.

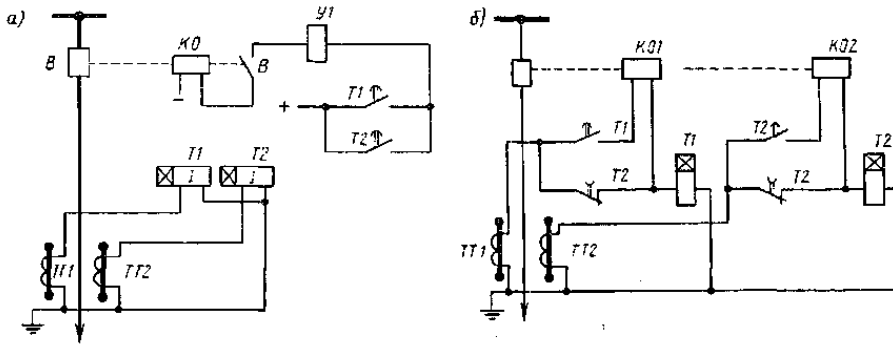


Рис.31.4-Схеми максимально-струмового захисту з залежною характеристикою на постійному (а) і змінному (б) оперативному струмі.

Вибір струмів і часу спрацювання максимально-струмового захисту. Струм спрацювання пускових струмових реле вибирається таким, щоб забезпечити виконання наступних умов:

- 1) захист не повинен приходити в дію при проходженні по захищених елементу максимального струму навантаження;
- 2) захист повинна надійно діяти при к. з. на закритому ділянці і мати коефіцієнт чутливості не менше 1,5;
- 3) захист, як правило, повинна діяти і при к. з. на суміжній ділянці і мати коефіцієнт чутливості в кінці цієї ділянки не менше 1,2.

Для виконання першої умови струм спрацювання реле максимально-струмового захисту повинен становити:

$$I_{\text{ср. защ}} = (k_{\text{над}} k_{\text{сз}} / k_{\text{взв}}) I_{\text{н. макс}} \quad (31.1)$$

де $k_{\text{над}}$ - коефіцієнт надійності, приймається рівним 1,1 -1,25; $k_{\text{сз}} = 2 \div 3$ - коефіцієнт само запуску, враховує збільшення струму навантаження при само запуску електродвигунів; $k_{\text{взв}} = I_{\text{взв}} / I_{\text{ср}} = 0,8 \div 0,85$ - коефіцієнт повернення ($I_{\text{взв}}$, $I_{\text{ср}}$ - струми повернення і спрацювання реле); $I_{\text{н. макс}}$ - максимальний струм навантаження.

Коли $k_{\text{сз}}$ невідомий, рекомендується приймати струм спрацювання:

$$I_{\text{ср. з}} = 4I_{\text{ном}} \quad (31.2)$$

Де $I_{\text{ном}}$ - номінальний струм захисного обладнання.

Струм спрацювання, тобто з встановлення пускових струмових реле.

$$I_{\text{ср. р}} = (k_{\text{над}} k_{\text{сз}} k_{\text{сх}} / k_{\text{взв}}) \cdot (I_{\text{н. макс}} / k_{\text{т. т}}) \quad (31.3)$$

Де $k_{\text{сх}}$ - коефіцієнт схеми, який визначається схемою з'єднання трансформаторів струму (рис.31.5); $k_{\text{т. т}}$ - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

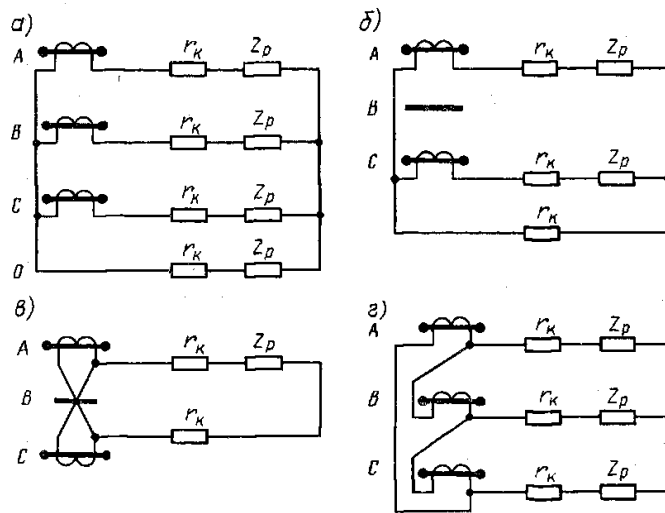


Рис.31.5-Схеми з'єднань трансформаторів струму і реле.

Виконання другого і третього умов при виборі струму спрацювання максимально-струмового захисту перевіряють за коефіцієнтом чутливості в режимі , коли струми короткого замикання мінімальні.

Витримки часу максимально-струмового захисту з залежною і незалежною характеристиками часу спрацювання вибирають по ступінчастому принципом , при якому кожна наступна захист а напрямку до джерела живлення має витримку більше попередньої.

Струмовою відсічкою називається максимально-струмовий захист , виконана з миттєвим дією або з витримкою часу. Для забезпечення селективності в межах зони дії струмова відсічка відбудовується від струмів короткого замикання на нижчій стороні трансформатора, від пускових струмів електродвигунів, від струму короткого замикання в кінці лінії або на початку наступного ділянки. Характер зміни струму короткого замикання при видаленні місця короткого замикання від джерела живлення показаний на рис.31.6.

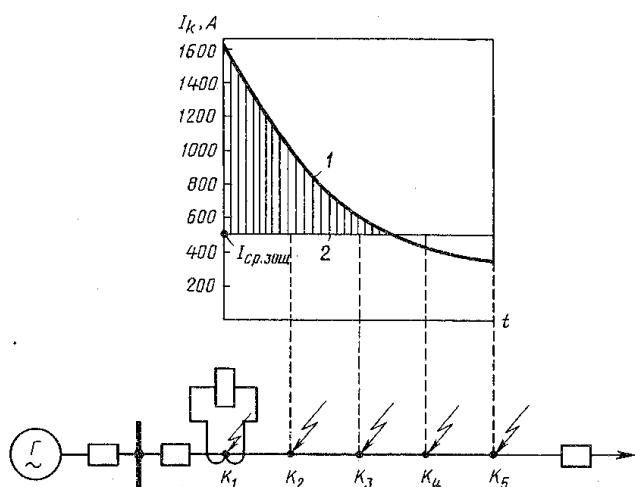


Рис.31.6- Струмова відсічка.

Струмова відсічка зазвичай захищає тільки частина лінії, тому вона застосовується як додатковий захист. Використання струмового відсічення дає можливість прискорити відключення пошкоджень, що супроводжуються найбільшими значеннями струмів короткого, і знизити витримки часу максимально-струмового захисту.

При поєднанні струмового відсічення з максимально-струмового захисту виходить ступінчаста за часом струмова захисту. При цьому перша ступінь (відсічення) діє миттєво, наступні шаблі - з витримкою часу. В реле РТ-80 з залежною характеристикою часу, де є вбудований електромагнітний елемент відсічення, така ступінчастість забезпечується без установки додаткових реле.

Самостійна робота №36

Тема: Захист генераторів, захист електродвигунів, захист електропічних установок

Мета:

- 1.1 Опанувати засоби захисту генераторів, двигунів
- 1.2 Опанувати засоби захисту електропічних установок

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Засоби захисту генераторів, двигунів.
- 2 Засоби захисту електропічних установок.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати засоби захисту генераторів, двигунів.
- 2 Охарактеризувати засоби захисту електропічних установок.

Захист силових трансформаторів. Захист, що встановлюється на силовому трансформаторі, повинна або забезпечувати його відключення при міжфазних і виткових коротких замиканнях, а також при замиканнях на землю, або подавати сигнал про ненормальний режим роботи трансформатора (перевантаження трансформатора, підвищенні температури масла і тощо).

Види захистів, що встановлюються на трансформаторі, визначають потужністю трансформатора, його призначенням, місцем установки та іншими вимогами, що пред'являються до режиму його експлуатації. В умовах електропостачання промислових підприємств силові трансформатори встановлюють:

На ГПП з первинною напругою 220, 110, 35 кВ і вторинною напругою 6, 10, 20, 35 кВ при потужності одного трансформатора від 1000 до 63 000 кВ·А;

- на ЦП з первинною напругою 6, 10, 20, 35 кВ і вторинною напругою 0,23; 0,4; 0,69 кВ при одиничній потужності від 100 до 2500 кВ·А;

- на спеціальних установках (електропічних, випрямних та ін.).

Захист трансформаторів ГПП. На рис. 8.21 наведена схема захисту понижувального трансформатора з первинним напругою 110 -35 кВ і вторинною напругою 6 -10 кВ, потужністю 6300 кВ А. На виводах вищої напруги трансформатора встановлюють короткозамикач і відокремлювач.

При спрацьовуванні захисту пошкодженого трансформатора подається імпульс на включення короткозамикача за допомогою спеціального приводу типу ШПК. Короткозамикач включається і створює на виводах вищої напруги трансформатора штучне коротке замикання, під дією якого захисту, встановлені на живильній підстанції, спрацьовують і відключають лінію. Після відключення лінії відокремлювач пошкодженого трансформатора відключається, від'єднуючи трансформатор від лінії. Слідом за цим лінія може бути включена знову пристроєм АПВ.

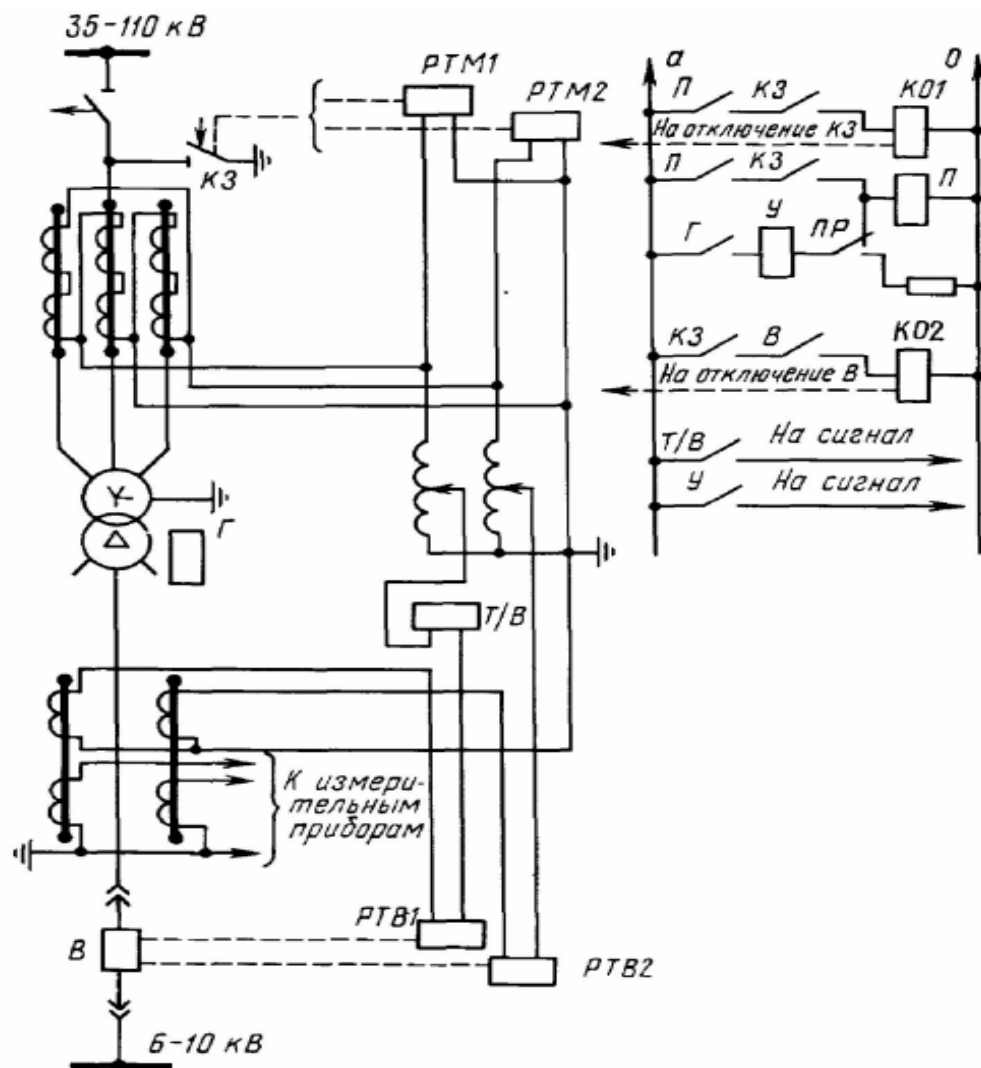


Рис 8.21. Схема защиты трансформатора напряжением 110—35/6—10 кВ и мощностью 6300 кВ·А, подключенного к линии отделителем и короткозамыкателем

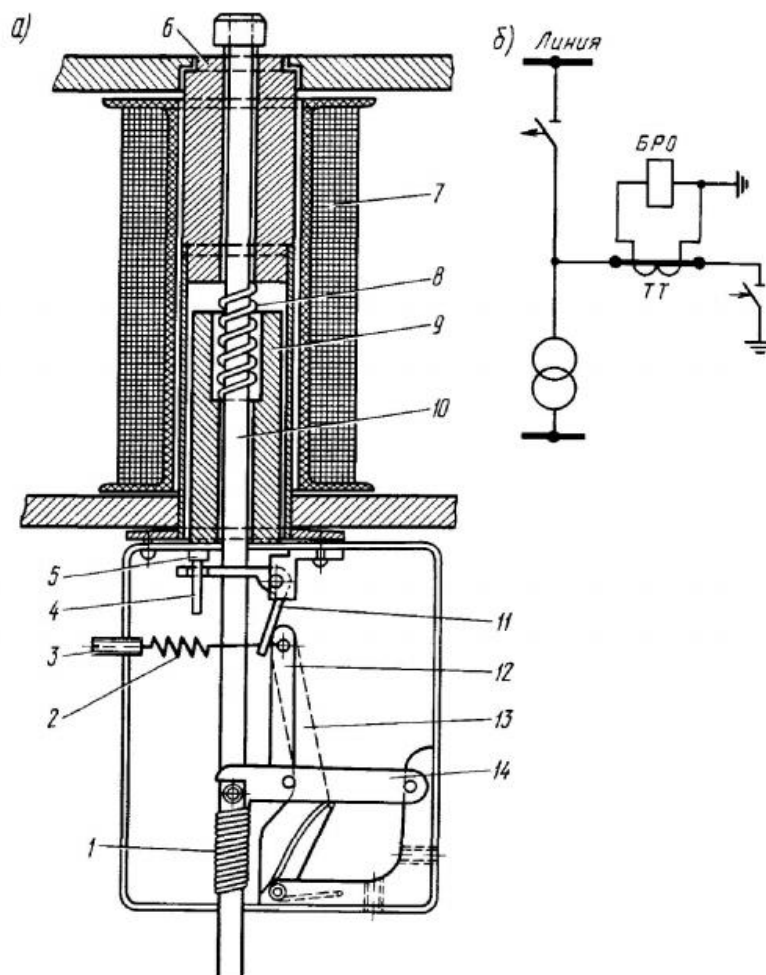


Рис. 8.22. Блокирующее реле отделителя типа BRO:
 а—конструкция, б—схема включения

Відключення віддільника здійснюється за допомогою спеціального блокуючого реле віддільника типу BRO, вбудованого в привід відокремлювача (рис. 8.22, а). При включенні відокремлювача відключає пружина 1 стискається і утримується в такому положенні системою ламких важелів 12-14. При цьому сердечник 9, всередині якого поміщена пружина 8, знаходиться в нижньому положенні. У нижній частині сердечника є палець 4 з основою 5, що проходить через отвір у важелі 11. Пружина 8 і сердечник прагнуть повернути важіль проти годинникової стрілки. Однак цьому перешкоджає поворотна пружина 2, натяг якої регулюється гвинтом 3. Таким чином, під дією пружин 8 і 2 сердечник знаходиться в рівновазі. Обмотка 7 реле BRO підключена до трансформатора струму ТТ, встановленому в ланцюзі короткозамикача (рис.8.22, б). При включенні короткозамикача реле спрацьовує, його сердечник притягається до стопу б і стискає пружину 8.

Після відключення лінії проходження струму в ланцюзі короткозамикача припиниться, сердечник реле звільниться і під дією пружини і власної ваги опуститься вниз. Палець 4 з Підставою 5 при цьому вдарить по важелю 11. Важіль звільнить систему ламких важелів 12 - 14, які, в свою чергу, звільнять відключає пружину 1. Пружина виштовхне вгору бойок 10, який зробить відключення.

За допомогою BRO забезпечується відключення віддільника тільки в безструмову паузу, після того як припиниться проходження струму короткого

замикання, оскільки відокремлювач, як і звичайний роз'єднувач, не може відключати струм короткого замикання і струми навантаження.

Встановлена на трансформаторі захист виконана на оперативному змінному струмі із застосуванням реле прямої дії типів РТМ і РТВ, реле непрямої дії типу РТ-80, газового реле ПГЗ-22, вказівних реле типу РУ-21 і проміжного реле типу РП-341.

Розглянемо дії захистів, встановлених на трансформаторі: диференціальної поздовжньої; від внутрішніх пошкоджень; від надструмів; від перевантаження.

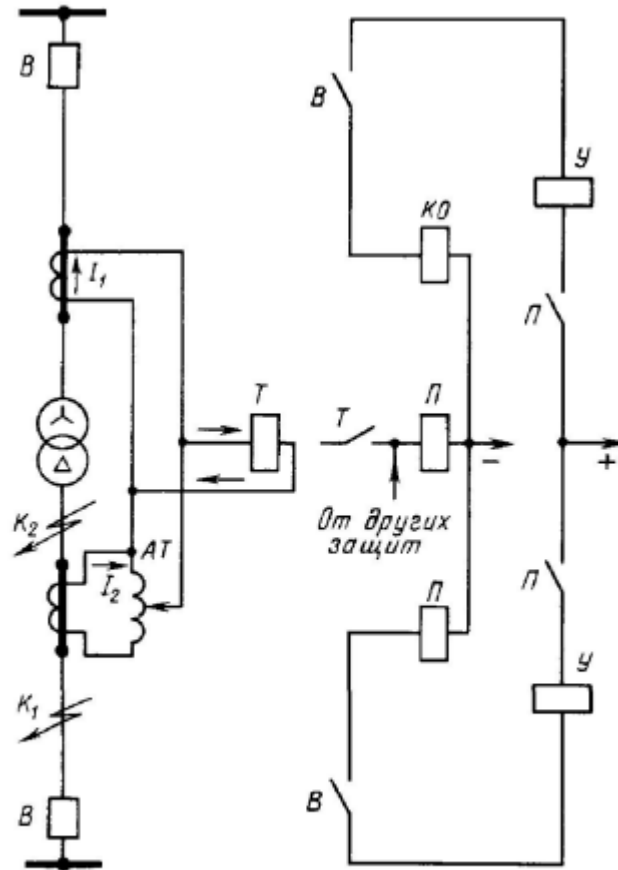


Рис. 8.23. Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты

Диференціальний поздовжній захист (рис. 8.23). Такий захист заснована на принципі порівняння струмів на початку і наприкінці ділянки, що захищається, наприклад на початку і наприкінці обмоток силового трансформатора, генератора, двигуна. Так, ділянку між трансформаторами струму, встановленими на вищій і нижчій сторонах силового трансформатора, вважається захищається зоною. Якщо характеристики трансформаторів струму будуть однакові, то в нормальному режимі, а також при зовнішньому короткому замиканні (точка K_1 за трансформатором) струми у вторинних обмотках трансформаторів струму будуть рівні, їх різниця буде дорівнює нулю, тому струм через обмотку токового TP і проміжного $П$ реле протікати не буде, а отже, захист при таких умовах діяти не буде.

При короткому замиканні в захищається зоні (точка K_2 всередині трансформатора) по обмотці реле буде протікати струм, і якщо величина його буде дорівнює току спрацьовування реле або більше його, то реле спрацює і через

проміжне реле справить двостороннє відключення пошкодженої ділянки. Тому подовжній диференціальний захист діє при міжфазних коротких замиканнях і міжвиткових замиканнях.

Диференціальний захист надійна, має високу чутливість і є швидкодіючою, так як за умовами селективності для неї не потрібно витримка часу. Однак вона не забезпечує захисту при зовнішніх коротких замиканнях і може давати неправдиві відключення при обриві в сполучних проводах вторинної ланцюга. Умовою надійної роботи диференційного захисту є відбудування струму небалансу, що виникає через деякого відмінності в характеристиках трансформаторів струму.

При установці диференціального захисту на трансформаторах необхідно враховувати наступне: первинні і вторинні обмотки силових трансформаторів мають різні схеми з'єднання (Y / Δ, Δ / Y та ін.), Тому їх струми мають зсув по фазі. Для його компенсації вторинні обмотки трансформаторів струму повинні мати схему з'єднання, зворотну схемою з'єднання обмоток трансформатора.

Через неоднаковості коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму в первинної та вторинної ланцюгах виникає струм небалансу, для компенсації якого додатково встановлюють регулює автотрансформатор (АТ) в ланцюзі сполучних проводів захисту. Струм спрацьовування захисту відбудовується від кидків що намагнічує струму при включенні трансформатора, а також від струмів при зовнішніх коротких замиканнях, що досягається при

$$I_{\text{ср. заш}} \geq (3 - 4) I_{\text{ном.}} \quad (8.11)$$

Чутливість захисту може бути підвищена застосуванням реле типу РНТ-565, що мають швидконаситні трансформатори і зрівняльні обмотки з регулюючими резисторами. За допомогою резисторів можна відбудовувати дії захисту тільки від періодичної складової струму намагнічування, тому струм спрацьовування захисту може бути зменшений до величини $I_{\text{ср. заш}} = (1,4 \div 2) I_{\text{ном.}}$

Слід зазначити, що для трансформаторів потужністю 1000 - 6300 кВ • А захист від міжфазних і виткових замикань допускається виконувати струмового відсіченням, установлюваної з боку харчування. При цьому з урахуванням (8.10) і (8.8)

$$I_{\text{ср. р}} = k_{\text{над}} k_{\text{сх}} I_{K_2} / k_{\text{т. т}}; \quad (8.12)$$

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} I_{K_1} / (I_{\text{ср}} k_{\text{т. т}}), \quad (8.13)$$

де, I_{K_1} , I_{K_2} - відповідно струми короткого замикання в точках до і за трансформатором.

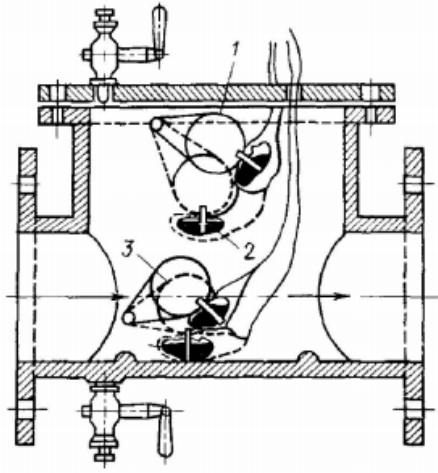


Рис. 8.24. Устройство газового реле поплавкового типа ПГ-22

Захист внутрішніх пошкоджень в трансформаторі. Цей захист здійснюється газовим реле ПГ-22 (рис. 8.24). Пошкодження всередині трансформатора, викликані витковими і міжфазними замиканнями, супроводжуються виділенням газу і зниженням рівня масла. При всіх видах ушкоджень газу, що утворилися в результаті розкладання масла й ізоляції проводів, направляються через реле, встановлене на трубопроводі, яка з'єднує бак трансформатора з розширювачем, і витісняють масло з камери реле в розширювач. В результаті цього рівень масла в газовому реле знижується, встановлені в реле поплавці 1 опускаються, а прикріплені до них колбочки 3 з ртутними контактами повертаються. При цьому діє застережливий сигнал.

При бурхливому газоутворення, що супроводжується плинном струменя масла під тиском, повертаються поплавки і колбочка з контактами 2. Останні, замикаючись, діють через вказівні та проміжні реле на відключення.

У газових реле типу РГЗ-61 використовують ртутні контакти, впаяні в колбу і в початковому положенні не дотичні з ртуттю, що усуває вібрацію контактів. У чашкових реле замість поплавців використовують відкриті металеві чашки, замість ртутних контактів-звичайні відкриті контакти, що працюють безпосередньо в маслі.

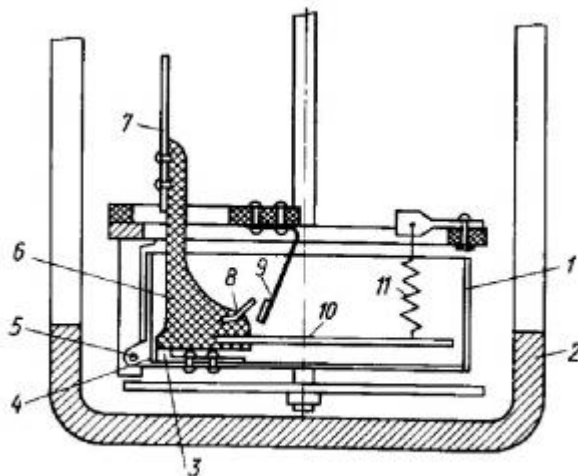


Рис 8.25 Устройство газового реле чашечного типа РГЧЗ

На рис. 8.25 показаний принцип дії відключаючого елемента чашкового реле типу РГЧЗ-66. Відкрита чашка 1 з вушком 4 і екраном 3 може повертатися на осі 5. З чашкою пов'язана колодка 6, на якій укріплені рухливий контактний місток 8, лопать 7 і пластина 10, скріплена з нижнім кінцем пружини 11. Верхній кінець пружини 11 і нерухомі контакти 9 укріплені на нерухомій частині газового реле. Сигнальний і відключають елементи поміщені в корпус 2. Екран 3 призначений для забезпечення надійності роботи реле.

У нормальному стані, коли чашка корпусу реле повністю заповнена маслом, верхня і нижня чашки теж заповнені маслом і утримуються в початковому положенні пружинами 11. При зниженні рівня масла в корпусі реле (внаслідок скупчення газу в його верхній частині) верхня чашка під впливом моменту, який створюється масою масла, що знаходиться в чашці і перевищує момент пружини, повертається на осі 5. При цьому контактний місток 8 замикає нерухомі контакти 9 в ланцюзі попереджувальної сигналізації.

При пошкодженнях усередині бака трансформатора, що супроводжуються бурхливим газоутворенням, потік масла спрямовується в розширювач через газове реле, впливає на лопать 7 вимикаючого елемента нижньої чашки і контактний місток 8 замикає нерухомі контакти лопаті в ланцюзі відключення пошкодженої трансформатора.

Для трансформаторів потужністю 6300 кВ·А і вище, а також для трансформаторів 400 кВ А і вище, встановлюваних всередині цеху, газовий захист обов'язковий; для трансформаторів потужністю 1000-4000 Кв·А - обов'язкова тільки при відсутності диференціальної або максимально-струмового захисту е витримкою часу 0,5 - 1с.

Максимально-струмовий захист від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях. Такий захист здійснюється двома реле прямої дії типу РТВ. Струм спрацьовування максимально-струмового захисту відбувається від максимального струму навантаження в найбільш важкому режимі роботи трансформатора (при самозапуску електродвигунів, допустимої аварійної перевантаження та ін.):

$$I_{\text{ср.р}} = [k_{\text{сз}} k_{\text{над}} k_{\text{сх}} / (k_{\text{взв}} k_{\text{т.т}})] I_{\text{макс}} \quad (8.14)$$

де $k_{\text{сз}}$ - коефіцієнт самозапуску; $k_{\text{над}} = 1,3 \div 1,5$.

У схемах захисту трансформаторів великої потужності, в яких при зовнішніх коротких замиканнях напруги не бувають нижче допустимих (0,9-0,95 від номінальної напруги), максимально-струмовий захист може виконуватися з блокуванням мінімальної напруги. У цьому випадку після спрацьовування реле мінімальної напруги при напрузі, що нижче допустимого, дає імпульс на включення максимально-струмового захисту. Застосування блокування мінімальної напруги дає можливість виключити дії максимально-струмового захисту при короткочасних зниженнях напруги.

Захист від перевантаження. Такий захист здійснюють одним реле РТ-80 (Т/В) з обмеженою залежною характеристикою. Струм спрацьовування захисту реле

$$I_{\text{ср.р}} = [k_{\text{над}} k_{\text{сх}} / (k_{\text{взв}} k_{\text{т.т}})] I_{\text{ном}} \quad (8.15)$$

Захист діє на сигнал або відключення з витримкою часу, яка на щабель більше витримки часу максимально-струмового захисту, що застосовується від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях.

Захист трансформаторів цехових підстанцій. На цехових підстанціях встановлюють зазвичай силові трансформатори потужністю до $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. На них встановлюють максимально-струмовий захист, захист від однофазних замикань на землю на стороні нижчої напруги; газовий захист-для трансформаторів внутрішньоцехових підстанцій потужністю від $400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ і вище.

Вказані захисту застосовують залежно від типу апаратів, встановлених на стороні вищої напруги: високовольтний вимикач, вимикач навантаження або запобіжники. Застосування останніх значно здешевлює установку і спрощує захист.

Захист запобіжниками і вимикачами навантаження виконують для трансформаторів потужністю до $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ напругою до 10 кВ з запобіжниками ПК на 100 А і потужністю не більше $2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ напругою 35 кВ з запобіжниками ПК-35Н на 40 А ; відключається потужність короткого замикання не повинна перевищувати $200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Високовольтні запобіжники типу ПК при установці на них відповідних плавких вставок забезпечують захист трансформатора від внутрішніх пошкоджень і міжфазних коротких замиканнях на висновках.

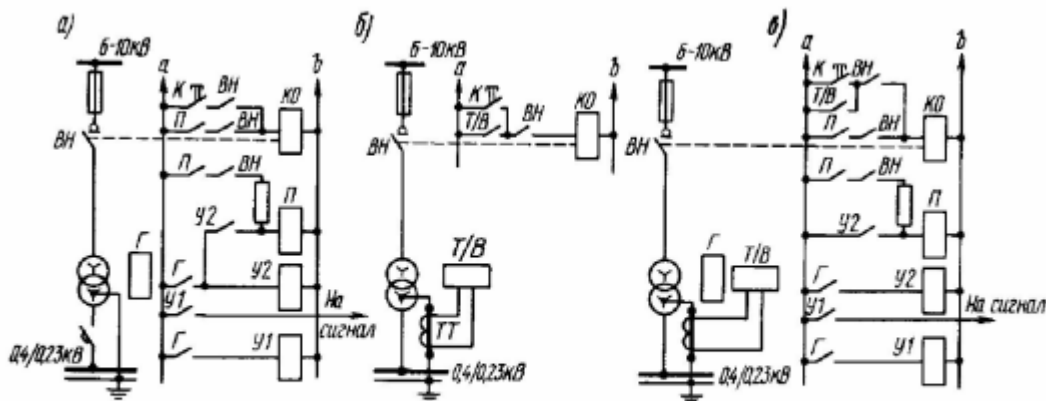


Рис. 8.26. Схеми захисту цехових трансформаторів с выключателями нагрузки и предохранителями

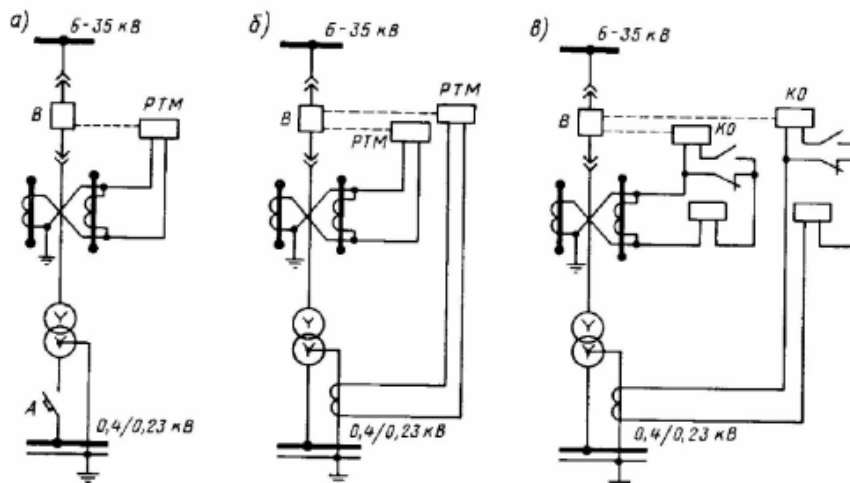


Рис 8.27. Схеми захисту трансформаторів с выключателями

Захист від однофазних замикань на землю здійснюють автоматичним вимикачем з максимальним розчіплювачем, встановленим на стороні нижчої напруги (рис. 8.26, а), або трансформатором струму ТТ на нульовому проводі при прямому приєднанні трансформатора з глухозаземленою нейтраллю до шинопроводи (рис. 8.26, б). Газовий захист з дією на сигнал і на відключення наведена на рис. 8.26, в (трансформатор встановлений безпосередньо в цеху).

На рис. 8.27 наведені схеми захисту цехових трансформаторів при установці на стороні вищої напруги високовольтних вимикачів. Схема реле прямої дії типу РТМ (рис. 8.27, а, б) забезпечує максимально-струмовий захист і захист від однофазних замикань. У схемі на рис. 8.27, б захист виконана з реле непрямої дії типу РТ-80 з залежною від струму характеристикою.

Захист трансформаторів, що живлять спеціальні установки. На трансформаторах, що живлять електропечі установки, встановлюють в основному ті ж захисту, що і на трансформаторах, що живлять силові та освітлювальні установки (див. Рис. 8.26). При цьому враховують особливості роботи дугових електричних печей в режимі короткого замикання (період розплавлення металу), а також наявність в пічних установках пристрою автоматичного регулювання, при якому встановлена захист не повинна діяти. У цьому випадку струм спрацьовування захисту $I_{\text{ср зах}} = (2,5 \div 4) I_{\text{ном}}$.

Захист повітряних і кабельних ліній. Повітряні і кабельні лінії електропередачі, маючи велику протяжність, схильні до різних видів ушкоджень. Повітряні лінії можуть пошкоджуватися від грозових розрядів, ожеледі, сильного вітру, забруднення ізоляторів і т. П. Кабельні лінії, прокладені у землі, можуть пошкоджуватися через погіршення умов охолодження, корозії оболонки кабелю, опади ґрунту при земляних роботах.

Зазначені причини пошкоджень повітряних і кабельних ліній можуть викликати міжфазні короткі замикання або замикання окремих фаз на землю. Для швидкого відключення пошкоджені ліній потрібно, обладнати пристроями релейного захисту.

В електричних мережах, що працюють з заземленими нульовими точками трансформаторів, захист повинен діяти на відключення при міжфазних і однофазних коротких замикань. У мережі, що працює з ізольованими нульовими точками трансформаторів, замикання на землю однієї фази не викликає порушення роботи споживачів електричної енергії. Тому в таких мережах захист від замикань на землю діє не на відключення, а на сигнал.

Захисту ліній відрізняються великим різноманіттям і їх вибір залежить від схеми і напруги, мережі, а також від категорій споживачів. Для електропостачання промислових підприємств застосовують лінії з одностороннім харчуванням, де використовується максимально-струмовий захист, струмова відсічення, струмова поперечна диференційний захист паралельних ліній, а також захисту від замикань на землю.

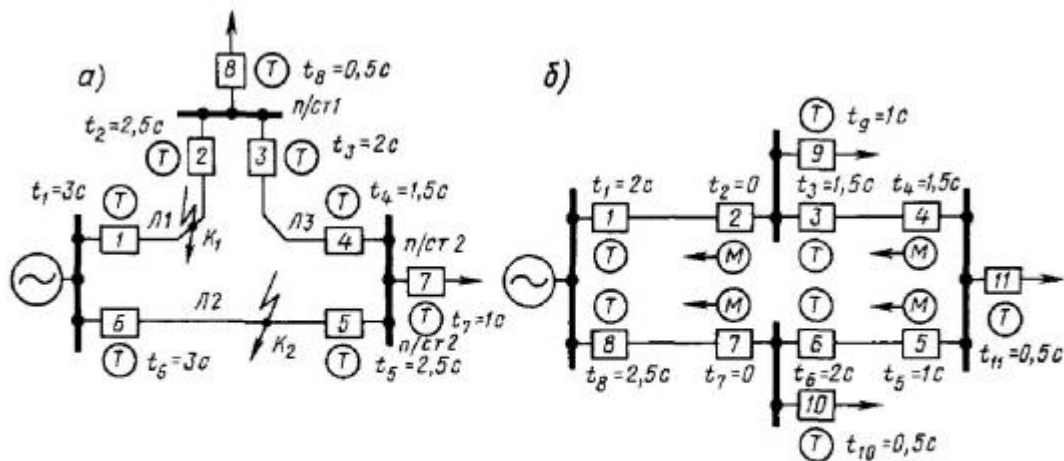


Рис. 8.28. Схема защиты в кольцевой сети:

а — максимально-токовая, б — максимально-направленная. Т — реле тока, М — реле мощности

Максимально-струмовий захист застосовується головним чином для захисту радіальних ліній з одностороннім харчуванням. Вона зазвичай не забезпечує селективного ступеневої дії в кільцевій мережі, так як зміною витягів часу максимальних струмових захистів (рис. 8.28, а) отримати її селективну дію неможливо. Так, при короткому замиканні на лінії $\Pi1$ (точка K_1) повинні відключитися вимикачі 1 і 2, але так як захист на вимикачі 4 має витримку часу 1,5 с, то цей вимикач відключиться раніше, ніж вимикач 2, і приймальня підстанція $n/cr1$ залишиться без харчування. Аналогічно, при пошкодженні на лінії $\Pi2$ (точка K_2) раніше відключиться вимикач 4 і підстанція $n/cr2$ залишиться без харчування. Для селективного відключення пошкоджень в такій мережі необхідно, щоб захист на вимикачах 2-5 «розрізняла», на якій з ліній сталося коротке замикання. Таку властивість має максимально-спрямований захист, встановлений в тих же точках.

При установці максимально-спрямованого захисту (рис. 8.28, б) спочатку вибирають витримки часу захистів, що мають непарні номери і найбільш віддалені від джерела живлення. Таким захистом є захист 7 з витримкою часу $t_7 = 0$. Тоді для захисту 5 витримка часу $t_5 = t_7 + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5$ с, або $t_5 = t_{10} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с (найбільша). Для захисту 3 витримка часу $t_3 = t_5 + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5$ с (найбільша) або $t_3 = t_{11} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с. Витримку часу захисту 1 вибирають з урахуванням найбільшою витримки часу захисту 3: $t_1 = t_3 + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2,0$ с. Аналогічно вибираються витримки часу захистів, що діють в іншу сторону кільцевої мережі (парні номери): $t_2 = 0$, $t_4 = 1,5$ с, $t_6 = 2$ с, $t_8 = 2,5$ с. Захисту 1, 8 і 3, 6, мають найбільші витримки часу, можуть бути виконані максимально-струмовими, без елемента напрямку потужності, з відключенням пошкодженої лінії.

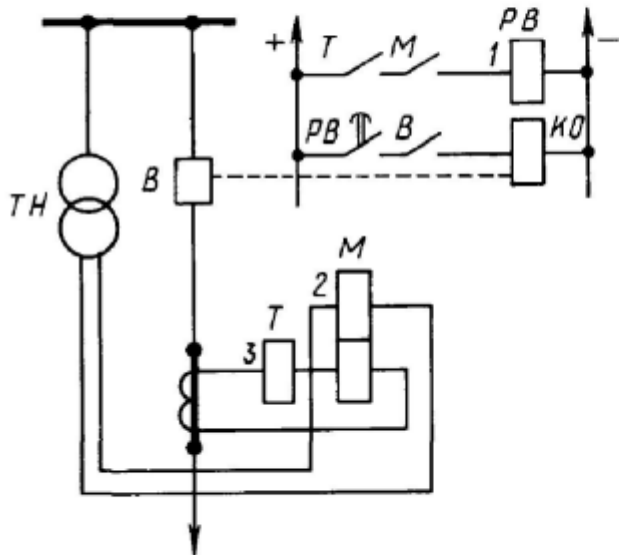


Рис. 8.29 Принципиальная схема максимально-направленной защиты

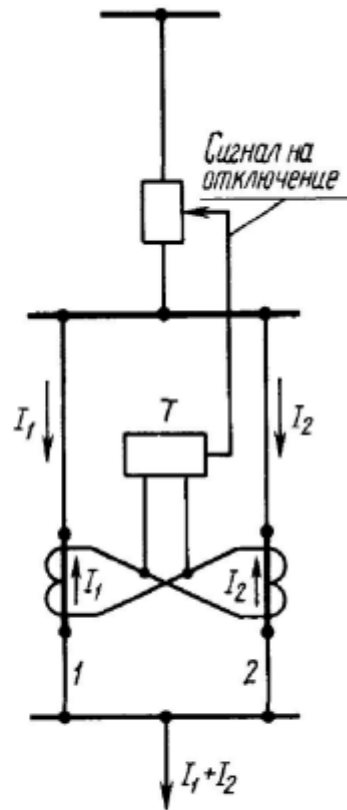


Рис. 8.30 Токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий 1 и 2

Максимально-спрямований захист, принципова схема якої наведена на рис. 8.29, складається з пускового органу 3, здійснюваного струмовими реле, реле напрямку потужності 2 та органу витримки часу 1, здійснюваного реле часу.

Наведена захист може подіяти на відключення вимикача у випадку, якщо спрацює не тільки струмове реле, Але й реле напрямку потужності, причому останнє замикає контакти при направленні потужності короткого замикання від шин підстанції в лінію.

Струм спрацьовування пускових струмових реле максимального захисту визначають за формулами (8.4) - (8.6). При цьому бажано, щоб пускові струмові реле були відбудовані від максимального струму навантаження, що проходить по лінії в напрямку дії захисту як від шин підстанції в лінію, так і до шин підстанцій. Для цього в зазначені вище формули потрібно підставляти найбільше значення $I_{н.макс}$.

Схеми максимального спрямованих захистів дуже різноманітні і відрізняються типом пускового органу (струмові реле, реле мінімальної напруги та ін.), Типом реле напрямку потужності, способом підведення напруги (постійно або в момент аварії), наявністю або відсутністю витримки часу та ін.

Струмовий поперечний диференційний захист. Такий захист застосовують для захисту паралельних ліній, приєднаних до шин підстанції через один загальний вимикач. Принцип дії цього захисту показаний на рис. 8.30

Вторинні обмотки трансформаторів струму, встановлених на кожній лінії, з'єднують проводами між собою і підключають на різницю струмів. Паралельно

вторинних обмоток трансформаторів струму включають реле струму миттєвої дії типу ЕТ-521 або РТ-40. Струм в реле дорівнює різниці вторинних струмів трансформаторів струму першої та другої лінії: $I_p = I_1 - I_2$.

Отже, в нормальних умовах і при рівних за величиною вторинних токах навантаження $I_p = 0$. При пошкодженні на одній з ліній струми I_1 та I_2 цієї статті не будуть рівні і через реле буде проходити струм, рівний їх різниці. Якщо величина цього струму (різниці) більше струму спрацювання реле, то захист подіє на відключення вимикача лінії.

Для того щоб при коротких замиканнях на шинах приймальні підстанції або на відходять від неї лініях (наскрізні короткі замикання) захист не працювала, струм спрацювання реле $I_{ср.р}$ повинен бути більше максимального струму небалансу $I_{нб.макс}$:

$$I_{ср.р} \geq k_{над} I_{нб.макс} \quad (8.16)$$

Захист мереж від замикання на землю. Мережі 35 кВ і нижче є основними мережами системи електропостачання промислових підприємств. Вони працюють з ізолюваними нейтраліями. При однофазних замиканнях на землю в таких мережах міжфазні напруги залишаються незмінними і струм замикання на землю має невелику величину. Наприклад, струм замикання на землю на кожні 100 км мережі напругою 6 кВ складає приблизно 1,5 А для повітряних і близько 80 А для кабельних ліній.

Однофазні замикання на землю в мережі з ізолюваними нейтраліями безпосередньої небезпеки для споживачів не представляють. Виняток становлять мережі, які живлять торфорозробки і пересувні механізми, коли за умовою техніки безпеки потрібне швидке відключення їх. Підвищення фазних напруг непошкоджених фаз в 1,73 рази може викликати перекриття або пробую ізоляції на іншій фазі, що призведе до дво- або трифазному короткого замикання. Контроль стану ізоляції виконують зазвичай найбільш простим способом-шляхом включення трьох вольтметрів не будь одного або трьох реле мінімальної напруги на фазні напруги (див. гл. 9). Такий спосіб застосовується на підстанціях при нерозгалуженої мережі. На електростанціях і підстанціях з великим числом ліній і розгалуженою мережею такий спосіб не забезпечує досить швидкого відшукування пошкодженої лінії. Тому окрім контролю ізоляції встановлюють захист від однофазних замикань на землю.

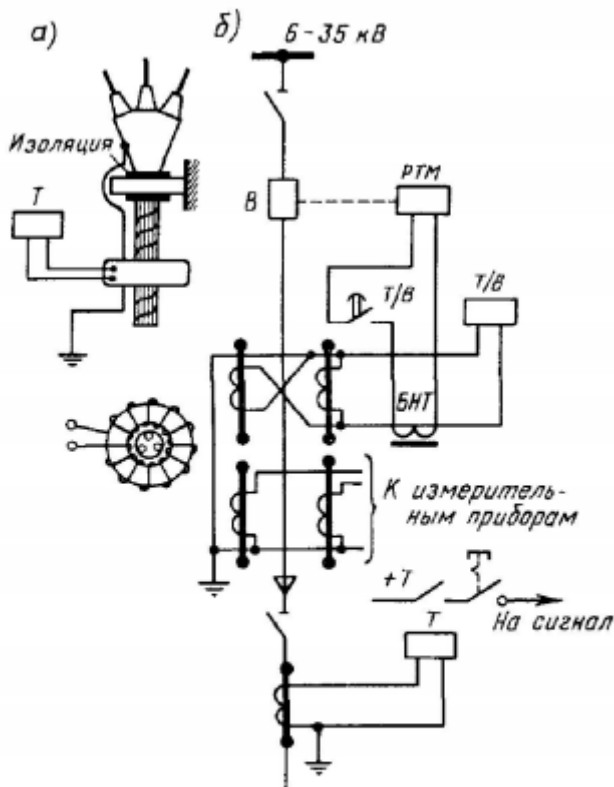


Рис. 8.31 Защита кабельных линий от замыканий на землю
 а — кабельный трансформатор тока, б — схема защиты

У кабельных сетях части захист від однофазних замикань на землю здійснюють трансформатором струму нульової послідовності. Цей трансформатор має кільцеподібну або прямокутну форму і надівається на захищається трижильний кабель, На обмотку трансформатора включається захисне реле (рис. 8.31, а).

У нормальному режимі роботи кожна фаза ліній має однакову ємністю по відношенню до землі. При міжфазних коротких замиканнях геометрична сума струмів також дорівнює нулю, тому струм в реле захисту не протікає. При замиканні на землю однієї фази через реле захисту буде протікати струм, обумовлений ємністю непошкоджених фаз. Якщо струм спрацювання захисту менше величини ємнісного струму непошкоджених фаз, то такий захист спрацює через реле Т на сигнал; при коротких замиканнях такий захист спрацює через швидконаситних трансформатор БНТ на відключення (рис. 8.31, б).

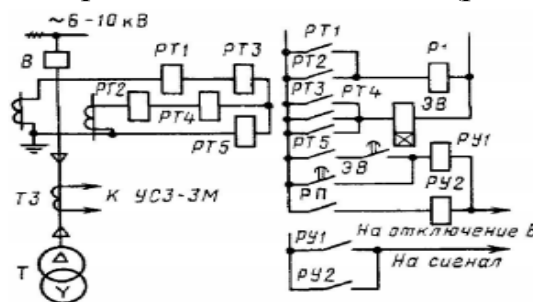


Рис. 8.32. Схема защиты линии напряжением 6 — 10 кВ, питающей трансформатор 6 — 10/0,4 — 0,23 кВ

Схема захисту кабельної лінії 6 -10 кВ, що живить трансформатор 6-10 / 0,4-0,23 кВ, наведена на рис. 8.32. У схемі передбачений захист від багатозначних

замикань в лінії з дією захисту на відключення і витримкою часу, що забезпечується струмовими реле РТ1-РТ5 тіпаРТ-40 і реле часу ЕВ типу ЕВ-122, що діють через проміжне реле Р1 РП-23 для посилення потужності контактів реле часу В.

Захист від замикань на землю виконана трансформатором струму нульової послідовності ТЗ з дією на пристрій сигналізації заземлення УСЗ-ЗМ.

Захист генераторів. Розглянемо пошкодження і ненормальні режими роботи генераторів і застосовуються у цих випадках захисту.

Пошкодження в обмотці статора. Пошкодження можуть бути викликані:

а) багатофазними короткого замикання і виникненням надструмів в обмотці статора. Застосовують подовжню диференціальну захист, діючи, як і при захисті трансформаторів, на принципі небалансу струмів між висновками і нульовою точкою генератора при виникненні струмів короткого замикання між обмотками статора; зазвичай використовують реле РНТ для підвищення чутливості захисту;

б) однофазних замикань на землю. При токах замикання до 5 А захист діє на сигнал, понад 5 А-на відключення. Захист виконують аналогічно захисту при замиканні на землю кабельних ліній (див. Рис. 8.31) з використанням трансформаторів нульової послідовності типу ТНП при кабельних висновках генератора, або трансформаторів ТНПШ при шинних висновках;

в) міжвиткове замикання в одній фазі обмотки. Застосовують поперечну диференціальну захист, діючи аналогічно **«вісімковому» захисті паралельних ліній** при наявності в обмотці статора двох паралельних гілок і більше.

Перевантаження статора. Перевантаження можуть бути викликані:

а) струмами при зовнішніх коротких замиканнях. Захист - максимально-струмовий з блокуванням за напругою з урахуванням зниження напруги на висновках обмотки статора. Захист діє з витримкою часу на одну-дві сходинки вище захистів трансформаторів і ліній генераторного напруги і відбудовується від струмів при самозапуску двигунів власних потреб ТЕЦ;

б) струмами перевантаження. Захист діє на сигнал або на відключення з витримкою часу в залежності від допустимої перевантаження: на 10% -60 хв, 15% -6 хв. Захист аналогічна максимально-струмового захисту лінії і трансформаторів;

в) струмами зовнішніх несиметричних коротких замикань, що супроводжуються виникненням струмів зворотній послідовності, вельми небезпечних для генераторів. Так як звичайна максимально-струмовий захист від цих струмів не забезпечує необхідної чутливості спрацьовування, то застосовують багатоступеневу струмовий захист зворотній послідовності, виконану спеціальними фільтр-реле РТФ-1М [19].

Так, при триступеневої захисту з відповідними витягами струму і часу для кожного ступеня виконання умов спрацьовування забезпечується спочатку дією першого ступеня захисту на відключення (АГП), вимикача генератора і далі дією другої і третьої ступенів-на відключення шиноз'єднувального та секційних вимикачів.

Пошкодження в обмотці ротора. Пошкодження можуть бути викликані:

а) замиканням на землю обмотки збудження в одній точці. Для його виявлення та періодичного контролю ізоляції обмотки збудження використовують вольтметр, один зажим якого приєднують до землі, а другий по черзі до полюсів ротора. При справній ізоляції свідчення в обох випадках рівні нулю. При замиканні обмотки ротора на землю в одній точці вольтметр виміряє напруга кожного полюса по відношенню до землі;

б) замиканням на землю обмотки збудження в двох точках. У цьому випадку застосовують спеціальну схему захисту з використанням двох поляризованих реле, що реагують на порушення балансування моста, утвореного обмоткою збудження і потенціометром, приєднаним до кілець ротора. Захист залежно від потужності генератора може діяти на сигнал або на відключення;

в) перевантаженням ротора. При перевантаженні на 10% допустиме час перевантаження-10 хв; при перевантаженні на 15% допустиме час перевантаження-6 хв. Схеми захисту від перевантаження ротора залежать від типу потужності і потужності генераторів і виконуються за допомогою реле напруги, включеного на обмотку ротора з дією на обмеження форсування, а потім на відключення.

Повна схема захисту синхронного генератора. Схема включає в себе окремі види захистів, розглянутих вище: подовжню і поперечну диференціальні захисту, захист від замикань на землю, струмові захисту - зворотній послідовності, з блокуванням мінімальної напруги, і захист від перевантаження.

Захист електродвигунів. На більшості підприємств різних галузей промисловості зазвичай застосовують асинхронні і синхронні електродвигуни різних потужностей напружень. Розглянемо особливості захисту високовольтних двигунів потужністю від 100 кВт і вище. Електродвигуни потужністю до 300 кВт, що встановлюються на невідповідальних механізмах, можуть захищатися високовольтними запобіжниками типу ПК. При кратності пускового струму, рівної 6-7 і нижче, запобіжники вибирають за кривими (рис. 8.33). По осі абсцис Відкладають струми короткого замикання I_k (А), відповідні пусковим струмів двигуна; по осі ординат - час плавлення $t_{пл}$ обраної вставки, яке повинно бути більше часу, необхідного для розгону двигуна (максимум 40-60 с). На відповідних кривих вказані номінальні струми плавких вставок запобіжників, які повинні бути більше номінального струму двигуна.

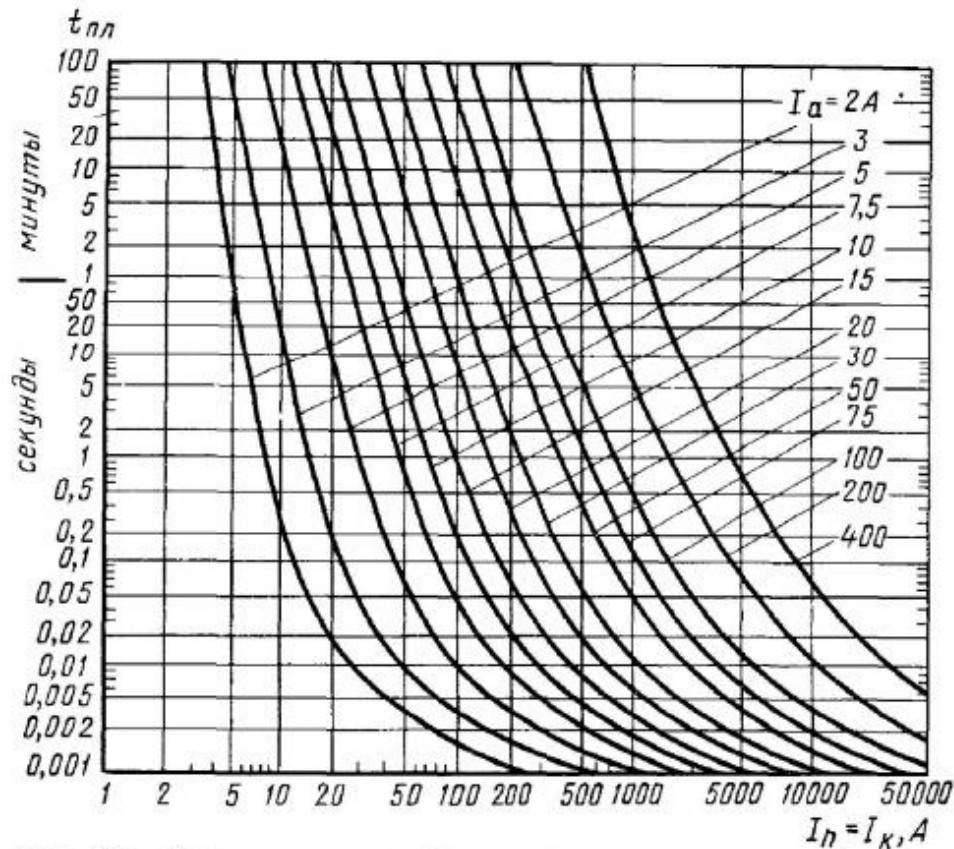


Рис. 8.33. Характеристики срабатывания плавких вставок предохранителей с кварцевым наполнением

Застосування високовольтних плавких запобіжників для захисту від струмів короткого замикання і вимикачів навантаження для захисту від перевантаження знижує надійність, оскільки перегорання запобіжника в одній фазі може призвести до перегорання запобіжників в двох інших фазах, а отже, до виходу з ладу електродвигуна що захищається.

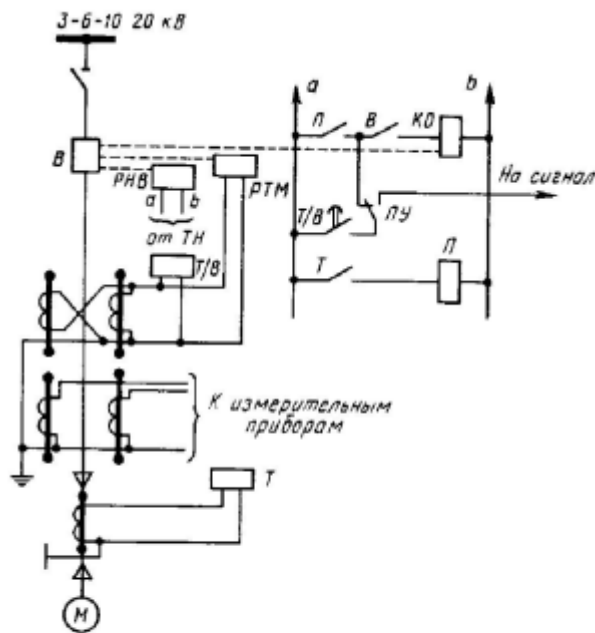


Рис 8 34 Схема защиты высоковольтного асинхронного двигателя мощностью до 2000 кВт

ЗВ схемою захисту високовольтного асинхронного двигуна до 2000 кВт (рис.8.34) застосовані наступні види захистів, виконаних на оперативному змінному струмі:

захист від міжфазних коротких замикань - струм спрацьовування захисту відбудовується від максимального значення періодичної складової пускового струму двигуна $I_{\text{пуск}}$ з введенням підвищеного коефіцієнта надійності $k_{\text{над}}$ для реле РТМ приймають $k_{\text{над}} = 1,4 \div 1,6$; для реле РТ-40- $k_{\text{над}} = 1,8 \div 2$:

$$I_{\text{ср р}} = k_{\text{над}} k_{\text{сх}} I_{\text{пуск}} / k_{\text{т т}}; \quad (8.17)$$

захист від однофазних замикань на землю - встановлюється тільки для двигунів з струмом замикання на землю вище 10 А. Здійснюється вона трансформатором струму нульової послідовності, чинним через струмове реле Т на проміжне П і далі на котушку відключення;

захист від струмів перевантаження – здійснюється реле типу РТ-80 (Т / В) з залежною від струму витримкою часу, включеним, так само як і реле максимально-струмового захисту РТМ, на різницю струмів. Захист від перевантаження діє на сигнал або на відключення в залежності від положення перемикача ПУ. Встановлюється вона на двигунах, коли можливі перевантаження з технічних причин або важкі умови пуску і самозапуску;

захист мінімальної напруги встановлюється, щоб забезпечити самозапуск найбільш відповідальних електродвигунів і відключити невідповідальні електродвигуни, відсутність яких протягом деякого часу не відіб'ється на виробничому процесі. Цим зменшується сумарний струм самозапуска і підвищується напруга на шинах, завдяки чому забезпечується самозапуск відповідальних електродвигунів.

Захист мінімальної напруги здійснюють за допомогою реле напруги типу РНВ, вбудованого в привід вимикача. Залишкова напруга на шинах повинен забезпечити самозапуск відповідальних двигунів з витримкою часу 0,5- 1 с і двигунів, які відключаються за умовами технологічного процесу або техніки безпеки, з витримкою часу 5-10 с.

Перераховані захисту застосовують як для асинхронних, так і для синхронних високовольтних двигунів. Крім того, для синхронних двигунів великої потужності застосовують додаткові види захисту і контроль:

диференціальну захист-встановлюють від внутрішніх пошкоджень в обмотках двигуна;

захист від асинхронного режиму роботи-здійснюють спеціальним реле РЧ, контролюючим частоту в ланцюзі ротора, або максимально-струмового захистом, що діє при перевантаженнях, викликаних асинхронним ходом двигуна;

захист від обривів в роторній ланцюги-здійснюють реле обриву поля (РОП або РНТ);

контроль тривалості пуску-здійснюють реле типу РТ-80, що діє при затяжному пуску і викликаній цим перевантаженні.

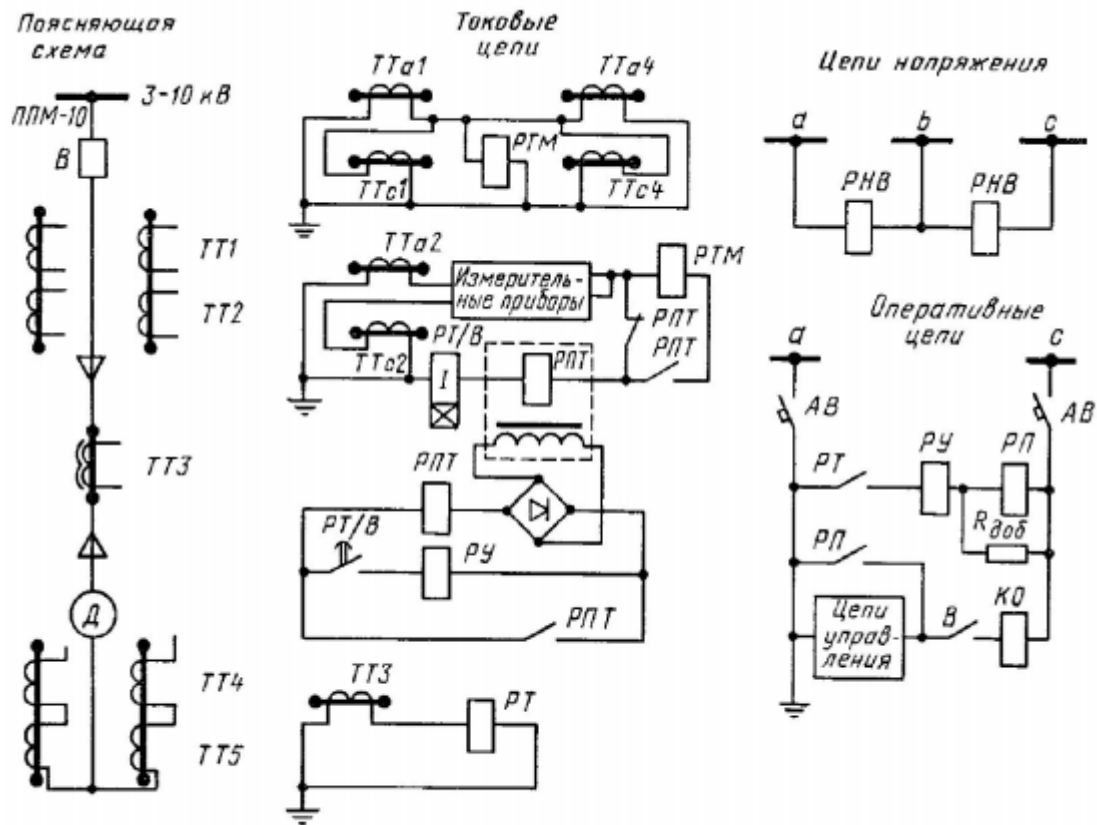


Рис. 8.35 Схема защиты синхронного двигателя мощностью более 2000 кВт

На рис. 8.35 наведена схема релейного захисту синхронного електродвигуна потужністю понад 2000 кВт. В якості захисту від міжфазних коротких замикань в даній схемі встановлена диференційний захист в однорелейному виконанні. Реле РТМ включено на різницю струмів двох фаз, що дозволяє другу струмовий котушку РТМ, що знаходиться в пружинному приводі, використовувати для захисту від асинхронного ходу.

Захист від перевантажень і від асинхронного ходу здійснює реле РТ / В (РТ-80), яке через проміжне реле РПТ дешунтірує струмовий відключає котушку реле РТМ. Таке виконання захисту підвищує надійність її дії при асинхронному ході електродвигуна, пов'язаному зі значним зниженням і коливанням напруги на шинах.

Захист мінімальної напруги і захист від однофазного замикання на землю синхронного двигуна виконані так само, як і асинхронного двигуна.

Для дистанційного відключення двигуна використовуються оперативні цінуй змінного струму, що діють через проміжні реле РП на котушку відключення КО.

Захист електропічних установок. На рис. 8.36 наведена схема захисту дугового печі і живить її трансформатора потужністю 1600 кВт А, напругою 6-10 кВ.

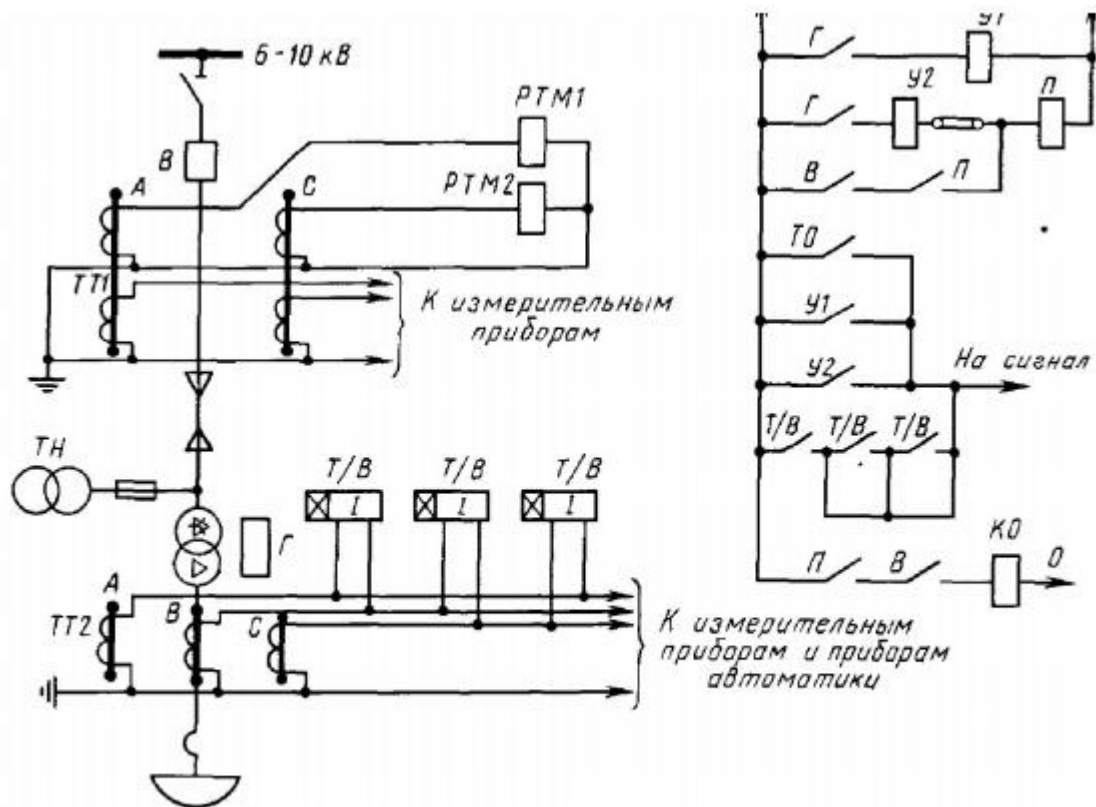


Рис. 8.36. Схема защиты трансформатора дуговой электропечи

Захисту виконані на оперативному змінному струмі:

максимально-струмовий захист без витримки часу здійснюється двома реле прямої дії-РТМ1 і РТМ2. Струм спрацьовування захисту вибирається з урахуванням відбудови від експлуатаційних коротких замикань (при розплавленні металу): $I_{\text{ср.заш}} (235 \sim 4) I_{\text{ном}}$,

газовий захист здійснюється газовим реле Г і діє через реле У1 на сигнал або через реле У2 і реле П на відключення;

максимально-струмовий захист від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях і при перевантаженні здійснюється реле типу РТ-80 (Т / В) з залежною від струму характеристикою і дією на сигнал.

Самостійна робота №37

Тема: Захист статичних конденсаторів. Комплекти захистів, модульні захисти

Мета:

- 1.1 Опанувати засоби захисту генераторів, двигунів
- 1.2 Опанувати засоби захисту електропідних установок

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Засоби захисту генераторів, двигунів.
- 2 Засоби захисту електропічних установок.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати засоби захисту генераторів, двигунів.
- 2 Охарактеризувати засоби захисту електропічних установок.

Захист статичних конденсаторів. Захист конденсаторних батарей напругою вище 1000 В може виконуватися запобіжниками типу ПК або реле миттєвої дії типу РТМ (рис. 8.37). Захист від замикань на землю здійснюється струмовим реле Т, чинним через проміжне реле П на відключення.

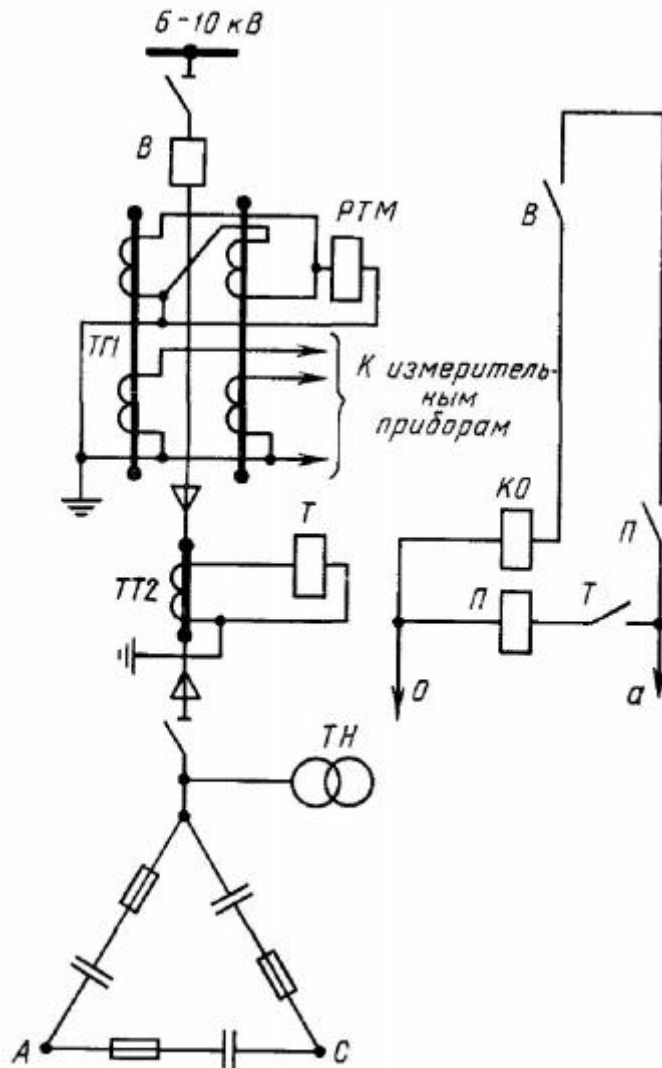


Рис 8 37 Схема защиты высоковольтных конденсаторных батарей

Номінальний струм плавкої вставки запобіжника НД і струм спрацьовування максимально-струмового захисту $I_{\text{ср.защ}}$ вибирають з урахуванням наступних умов: де $I_{\text{ном.к}}$ - номінальний струм одного конденсатора або групи; $I_{\text{ном.б}}$ - номінальний струм всієї батареї конденсаторів.

Захист конденсаторних батарей при однофазних замиканнях на землю встановлюється у двох випадках: коли струми замикання на землю вище 20 А і коли захист від міжфазних замикань не спрацьовує.

Самостійна робота №38

Тема: Контроль стану ізоляції мережі змінного і постійного струму

Мета:

- 1.1 Опанувати контроль стану ізоляції мережі змінного струму
- 1.2 Опанувати контроль стану ізоляції мережі постійного струму

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Контроль стану ізоляції мережі змінного струму.
- 2 Контроль стану ізоляції мережі постійного струму.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати контроль стану ізоляції мережі змінного струму.
- 2 Охарактеризувати контроль стану ізоляції мережі постійного струму.

Контроль стану ізоляції в мережі змінного струму. У мережах з глухозаземленими нейтраліями напругою 380/220 В, 660/380 В, 110 кВ і вище замикання однієї з фаз на землю є коротким замиканням і автоматично відключається захистом. Тому в таких мережах не передбачають пристроїв, що контролюють стан ізоляції.

Замикання на землю напруга пошкодженої фази відносно землі стає рівним нулю, а напруга непошкоджених фаз збільшується до міжфазових. Міжфазові напруги при цьому не змінюються, і робота електроприймачів не порушується. Через місце пошкодження протікає порівняно невеликий струм. При такому замиканні мережу, може деякий час (приблизно 2 год) залишатися у роботі. Тривала робота з замкнутою на землю фазою небезпечна, так як при пробі на землю ізоляції іншої фази в мережі виникає міжфазове коротке замикання з усіма витікаючими наслідками. Тому в мережах з малим струмом замикання на землю передбачають спеціальні пристрої для контролю стану ізоляції відносно землі.

На рис.34.1 наведено схеми контролю ізоляції в мережах змінного струму з використанням трансформатора типу НТМИ.

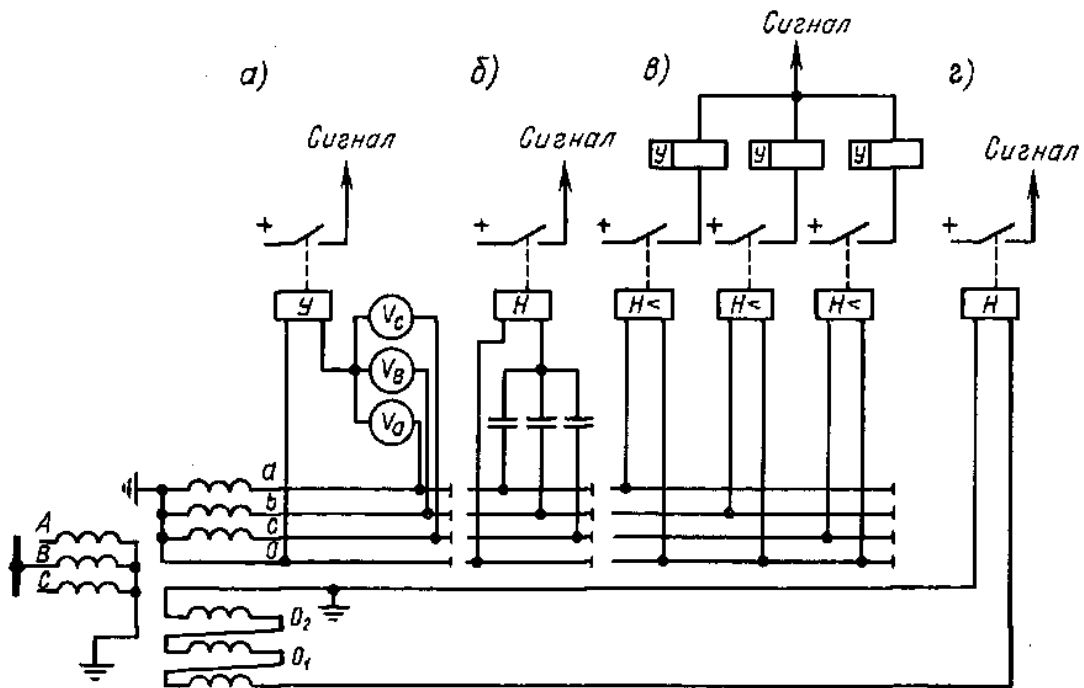


Рис.34.1 - Схема контролю ізоляції мережі змінного струму.

Найбільш простою схемою контролю є схема включення трьох вольтметрів (V_a , V_b , V_c) на фазні напруги (рис.34.1,а). У нормальному режимі вольтметри показують рівні по величині фазові напруги. При глухому (металевій) замиканні на землю однієї з фаз напруги двох інших фаз зростуть і стануть рівними міжфазному. Відповідно до цього змінюється показання вольтметрів. Якщо замикання на землю не буде глухим (а через перехідний опір), то напруга пошкодженої фази знизиться, а напруга непошкоджених фаз підвищаться в меншій мірі, ніж при глухому заземленні, що також позначиться на свідченнях вольтметрів. Для отримання звукового сигналу в провід, що з'єднує нульову точку вольтметрів з нульовим проводом трансформатора напруги, включається вказівний реле У.

На схемі, наведеній на рис.34.1,б, нульова точка створюється штучно включенням на фазні напруги трьох конденсаторів. При пошкодженні ізоляції фази через реле Н надходить сигнал.

Схема, зображена на рис.34.1,в, складається з трьох реле мінімальної напруги Н. При замиканні фази на землю реле Н, включене на напругу пошкодженої фази, спрацьовує і дає сигнал. Ушкоджена фаза визначається за випало прапорців вказівних реле У.

Схема, наведена на рис.34.1,г, складається з реле напруги Н, включеного на додаткову обмотку трансформатора напруги НТМИ, що має дві вторинні обмотки. Первинна обмотка і основна вторинна обмотка з'єднані в зірку.

При замиканні на землю в мережах 35 кВ і нижче на додатковому обмотці з'являється напруга, реле Н спрацьовує і подає загальний сигнал. Після отримання сигналу відшукується пошкоджена лінія почерговим короточасним відключенням і зворотним включенням лінії, що живляться від шин підстанції.

Контроль стану ізоляції постійного струму. Контроль стану ізоляції мережі постійного струму. Пробій ізоляції відносно землі в двох точках мережі постійного струму може призвести до утворення обхідних ланцюгів в оперативній ланцюги захисту і помилкових відключень обладнання (рис.34.2). Тому встановлення постійного струму на підстанціях обладнуються пристроями контролю стану ізоляції.

Схема контролю, наведена на рис.9.9 , складається з двох вольтметрів, включених між кожним полюсом і землею. Якщо опору ізоляції кожного полюса відносно землі однакові, то напруга кожного полюса відносно землі U_+ , U_- дорівнює половині напруги U між полюсами. Якщо один з полюсів, наприклад "+" , замкнеться на землю, то відповідно напруга U_+ стане рівним нулю, а напруга U_- зросте до величини напруги U . При зниженні опору ізоляції на одному з полюсів напруга цього полюса відносно землі знизиться, а напруга іншого полюса відносно землі підвищиться.

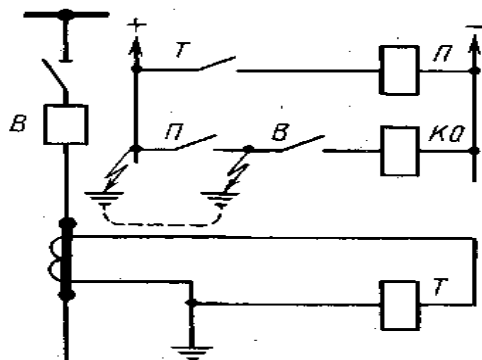


Рис 34.2 - Однополюсне замикання на землю в оперативній мережі постійного струму.

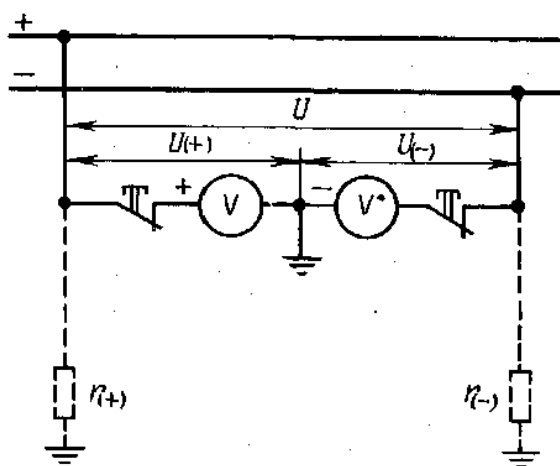


Рис.34.3 - Схема контролю ізоляції мережі постійного струму.

Самостійна робота №39

Тема: Автоматизація в системі електропостачання

Мета: Зрозуміти принципи автоматизації в системі електропостачання

Питання, що виносяться на самостійне вивчення:

- 1 Щити управління.
- 2 Диспетчерські щити.
- 3 Управління, сигналізація і контроль в електроустановках.

Література:

- 1 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техников. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 2 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : «Высшая школа», 1990 г. – 365 с.
- 3 Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. – Ленинград: «Стройиздат», 1989 г. – 351 с.

Питання для самоконтролю:

- 1 Охарактеризувати щити управління.
- 2 Охарактеризувати диспетчерські щити.
- 3 Охарактеризувати управління, сигналізацію і контроль в електроустановках.

Щити керування. Для управління і контролю за роботою електричного обладнання електростанцій і підстанцій пристрої дистанційного керування і сигналізацій, вимірювальні прилади, апарати релейного захисту та автоматики розміщують на щитах керування (ЩУ) і диспетчерських пунктах.

Щити керування розташовують у загальному (разом з іншим обладнанням) або спеціально відведеному приміщенні. На теплоелектроцентралях, районних електростанціях і великих підстанціях споруджується головний щит управління (ГЩУ). На ГЩУ розміщують апаратуру дистанційного керування та сигналізації, прилади вимірювання, апаратуру релейного захисту та автоматики, щит постійного струму і засоби зв'язку. Приміщення для ГЩУ на ТЕЦ і підстанціях знаходиться в будівлі головного розподільного пристрою, що примикає до території відкритою підстанції.

Крім ГЩУ на електростанціях встановлюють місцеві щити управління, призначені для керування двигунами, електричним і тепловим обладнанням котлів, турбін, щити автоматики.

Щити керування складаються з окремих панелей, на лицьовій стороні яких встановлені рукоятки ключів дистанційного керування, сигнальні пристрої, вимірювальні прилади і мнемонічна схема з'єднання (рис. 9.1).

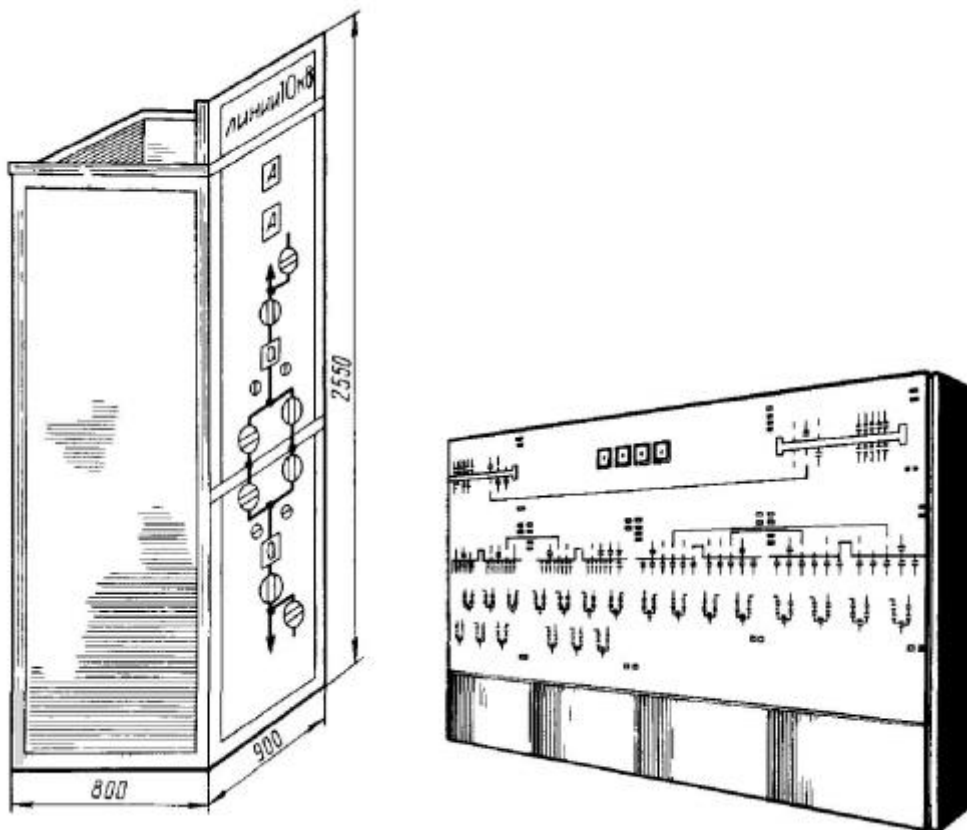


рис 9.1 9.2

З'єднання всієї апаратури, встановленої на панелі, виконують з її задньої сторони. Туди ж підводять і під'єднують кабелі ланцюгів управління, вимірювань і сигналізації, які називаються *контрольними кабелями*. Перехід від проводів до кабелів здійснюють за допомогою спеціальних клем.

На щиті групують панелі генераторів, трансформаторів, ліній механізмів власних потреб і т. д. Розташовують панелі так, щоб полегшити спостереження за встановленими приладами.

Можливими способами управління вимикачами є місцеве (ручне) - вимикачі включається або відключається на місці установки; дистанційне-вимикач включається або відключається на відстані, з щита управління.

Ручне управління в окремих випадках доповнюють пристроєм автоматичного управління і дистанційним відключенням вимикача. Зазвичай відходять лінії 6-10 кВ мають місцеве управління. Реле й вимірювальні прилади таких ліній і всі елементи, пов'язані з управлінням вимикачем, розміщуються на фасаді камери РУ.

Диспетчерські щити. Для управління системою електропостачання на диспетчерських пунктах підприємства встановлюють диспетчерські щити. На щитах розміщується мнемонічна схема, системи електропостачання або окремого її об'єкта, а також апаратура управління та сигналізації.

Диспетчерські щити бувають планшетного і мозаїчного типів. У планшетних щитах мнемонічна схема і апаратура розміщуються на спеціальних планшетах, що кріпляться на панелях. Мозаїчні щити складаються з металевих каркасних секцій, на яких укріплені перфоровані плати. В отворах плат укріплені пластмасові елементи для розміщення апаратури управління та сигналізації (рис. 9.2). Перевагою музичних щитів є можливість легкої заміни окремих їх елементів при змінах схеми контрольованого об'єкта.

Диспетчерські пульти. Для розміщення вимірювальної апаратури та апаратури управління та обладнання робочого місця диспетчера служать диспетчерські пульти. Диспетчерські пульти виконують збірними секційними. Вони складаються з тумб і стільниці, на якій може встановлюватися приладова приставка.

Управління, сигналізація і контроль в електроустановках. Розрізняють такі види управління: місцеве, автоматичне, дистанційне.

Дистанційне керування. Це управління на відстань кількох сотень метрів, проводиться оператором, що подає команду з поста або щита управління шляхом замикання спеціальним ключем ланцюга управління приводом вимикача, роз'єднувача або двигуна.

Надійність дії схеми дистанційного керування залежить від справності апаратури і ланцюги управління, які повинні знаходитися під постійним контролем. Вимикач може відключатися ключем управління з щита або захистом при аварійному режимі, тому в схемі управління повинна передбачатися сигналізація всіх видів відключення.

Для управління високовольтними вимикачами раніше застосовувалися ключі управління типу КСВФ. В даний час застосовують ключі, виготовлені заводом Електропульт у двох серіях: ПМО (перемикач малогабаритний загального застосування) і МК (малогабаритний ключ) із зниженою комутаційної здатністю.

Різновидом ключів ПМО є: ключ ПМОФ на кілька фіксованих положень і ключ ПМОВФ - на два положення з поверненням і чотири фіксованих положення.

Положення контактів при різних положеннях рукоятки ключа визначають діаграмою ключа.

Вид рукоятки и схема пакетов (спереди) в положении „отключено“							
Тип рукоятки и № пакетов	...Д120	1	3	3	6	6 ₃	10 ₂
№ контактов Положение рукоятки		2-4 1-3	5-8 6-7	9-12 10-11	14-15 13-14 13-16	18-19 17-18 17-20	22-24 21-22 21-23
Отключено	0 ←	X	-	-	-	X	X
Предварительно включено	B ₁ ↑	-	X	-	-	-	X
Включить	B ₂ ↗	-	-	X	-	-	X
Включено	B ↑	-	X	-	-	-	X
Предварительно отключено	O ₁ ←	X	-	-	-	X	X
Отключить	O ₂ ↙	-	-	X	-	X	X

Рисунок 9.2 – Диаграмма ключа управления ПМОВФ

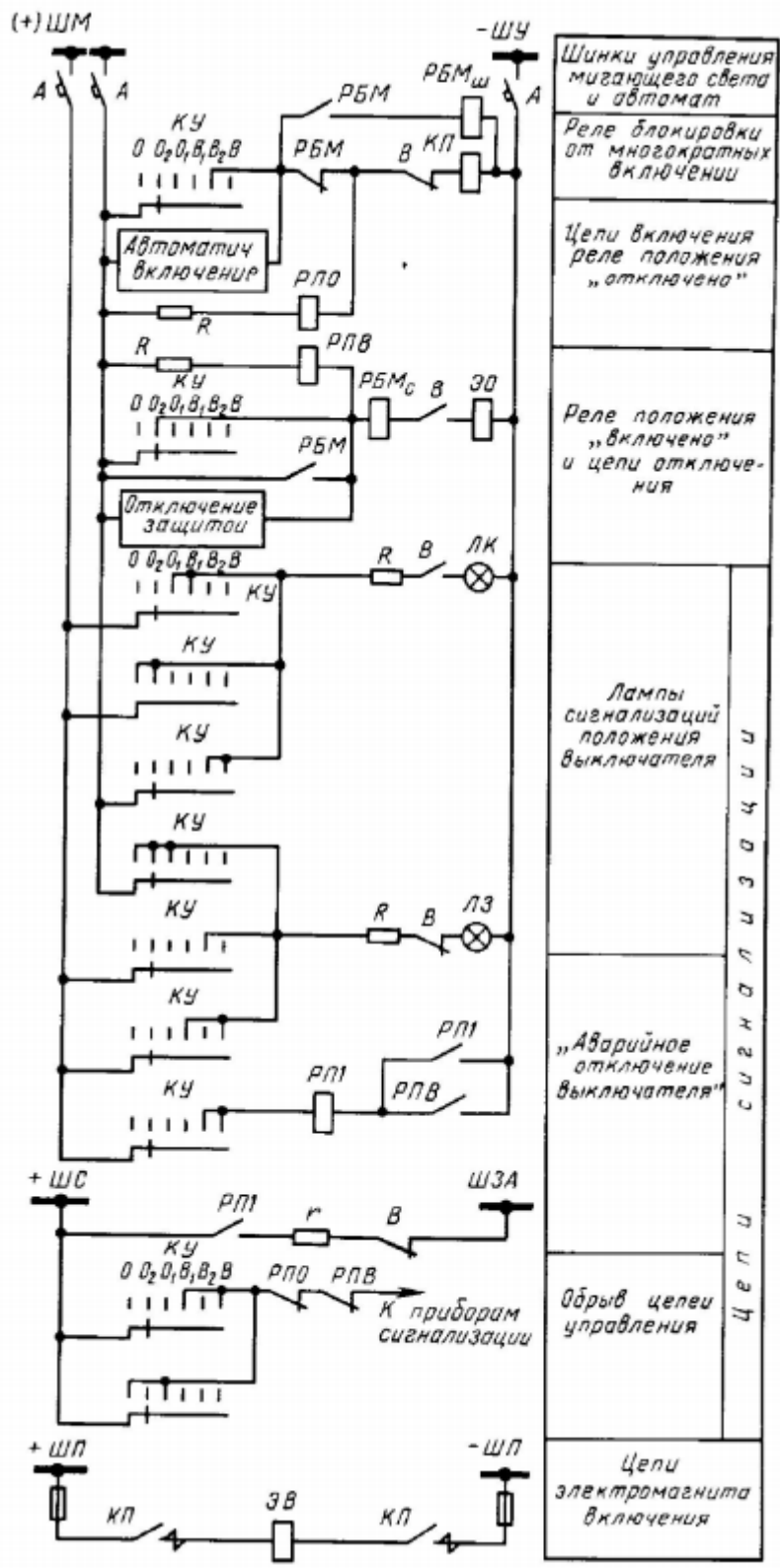


Рисунок 9.3 – Схема управління та сигналізації вимикача з використанням ключа

На рис. 9.3 наведені діаграми ключа управління ПМОВФ, а рис. 9.4 - схема управління та сигналізації вимикача з використанням цього ключа. Відзначимо деякі особливості цієї схеми управління. У ній застосована блокування від багаторазового включення на існуюче коротке замикання, з використанням спеціального проміжного реле РБМ, яке має дві обмотки-послідовну РБМ в

ланцюзі обмотки відключення ЕО і паралельну обмотку РМБ_Ш в ланцюзі управління. При включенні вимикача на коротке замикання (дистанційно або автоматикою) спрацьовує релейний захист на відключення. Одночасно створюється ланцюг «невідповідності» - ключ управління включений, а вимикач вимкнений: плюс + ШУ реле захисту - котушки РБМ_С - обмотка ЕО блок-контакти вимикача В-ШУ. Відбувається відключення вимикача і спрацьовування реле РБМ, одна пара контактів якого розмикає ланцюг контактора включення КП, а друга пара контактів замикає ланцюг котушка РМБ_Ш. Цим забезпечується блокування ланцюга включення і заборона повторного включення вимикача на існуюче коротке замикання.

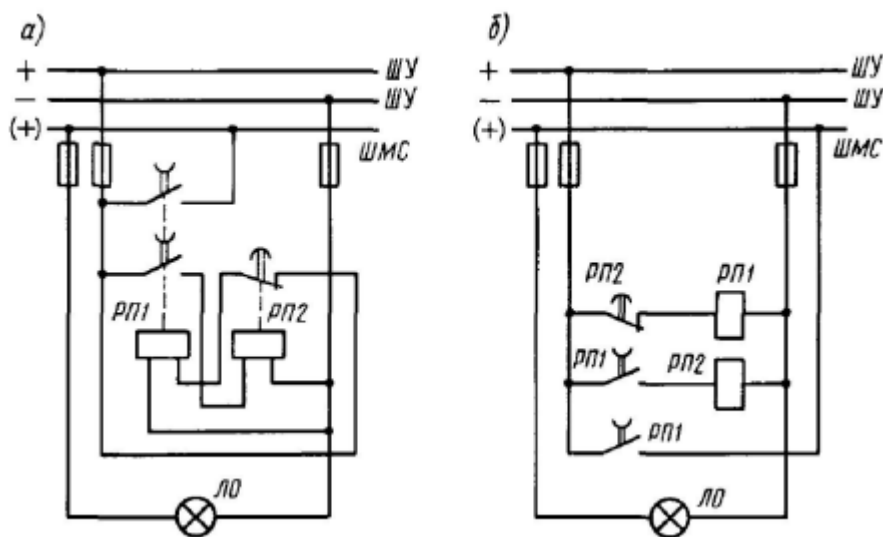


Рисунок 9.5 – Схема пульс- пари

Наявність невідповідності у схемі фіксується сигналізацією миготливим світлом. Для отримання миготливого світла використовують схему пульс-пари (рис. 9.5), що складається з двох проміжних реле РП1, РП2 з витримками часу на замикання і розмикання. Коли обмотка реле РП1 (\pm ШУ), спрацьовує, замикає ланцюг обмотки реле РП2 і одночасно подає плюс на шинку + ШМС миготливого світла, лампа ЛО горить повним напруженням. Контакти РП2 знімають напругу з реле РП1 і з розмиканням контактів РП1 плюс з шинки + ШМС знімається і лампа ЛО гасне. Після замикання контактів РП2 слід новий цикл дії схеми пульс-пари, що супроводжується миготінням лампи ЛО. Як джерело миготливого світла застосовуються також комплектні пристрої типу ІМС-5 і поляризовані реле РП-7 (див. [18]). У схемі управління і сигналізації (див. Рис. 9.4) при включеному ключі керування і відключеному вимикачі створюється ланцюг: плюс ШМС - контакти 13 -14 ключа-резистор К-блок-контакт вимикача В- лампа ЛЗ-ШУ і лампа горить миготливим світлом.

Те ж відбувається при положенні ключа на «відключення» і включеному положенні вимикача. У цьому випадку ланцюг миготливою червоною лампи ЛК підтримується через контакти 18-19 ключа (див. Рис. 9.3). Відзначимо, що блимання зеленої або червоної лампи відбувається також при наявності невідповідності у схемі при командах «попередньо включено» або «попередньо відключено».

Застосування ключа управління ПМОВФ дає можливість отримати в схемі управління застережливий сигнал про ненормальний режим роботи окремих

частин установки або про стан ланцюгів захисту та автоматики. Для цього в схему управління вводиться реле положення «включено» РПВ і реле положення «вимкнено» РПО. При справному стані ланцюгів управління обмотка одного реле, наприклад РПВ, обтикається струмом, а другого. реле РПО знеструмлена і ланцюг сигналу розімкнути. При наявності обриву в ланцюзі обмотки одного реле виявляються знеструмленими обидва реле і через їхні контакти буде поданий сигнал попереджає сигналізації.

При використанні в колах управління ключів ПМОВ, КВ і МКВ, що не мають фіксованих положень, крім нейтрального, для сигналізації положення вимикача застосовують додаткові реле фіксації команди РФК. В реле РКФ використовують двопозиційне сигнальне реле (рис. 9.6, а) з двома обмотками 1, 2 для перемикачання якоря реле 3 на два фіксованих положення 4 і 5. Застосування в реле РКФ реле струму і реле імпульсної сигналізації РИС-Е2М дає можливість отримати схему звукової аварійної сигналізації при управлінні вимикачем ключем МКВ. В реле РИС-Е2М входить поляризоване реле РС з двома обмотками управління РС1 і РС2, трансформатор напруги ТН і два транзисторних перемикача Тр1 і Тр2.

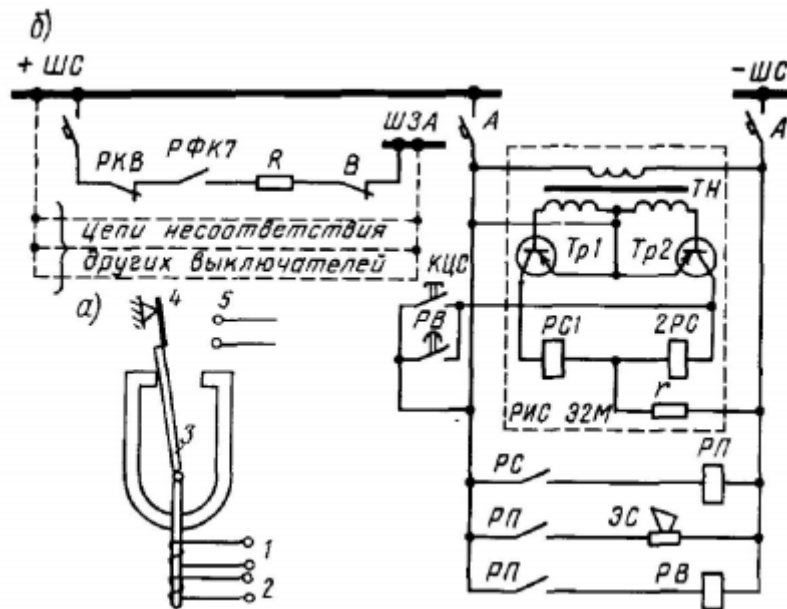


Рисунок 9.6 – Вимикач захисту

При відключенні вимикача захистом (рис. 9.6, б) замикається блок-контакт вимикача В і через що залишилися замкненими контакти РФК і введені в ланцюг невідповідності контакти реле РКВ замикається ланцюг для подачі напруги на шини ШЗА і струму в первинну обмотку ТН реле РИС-Е2М. Це створює імпульс напруги у вторинній обмотці ТН, відкривається транзистор Тр1, подається струм в обмотку РС1, яка, спрацьовує через реле РП, подає сигнал сиреною ЕС. Натисканням на кнопку або контактом реле часу РВ сигнал знімається.

Наявність контактів реле РКВ (реле контролю включення) в ланцюзі невідповідності при дії звукової сигналізації виключає її помилкову роботу при подачі команди «включити».

Контроль стану ізоляції в мережі змінного струму. У мережах з глухозаземленою нейтраллю напругою 380/220 В, 660/380 В, 110 кВ і вище замикання однієї з фаз на землю є коротким замиканням і автоматично

відключається захистом. Тому в таких мережах не передбачають пристроїв, що контролюють стан ізоляції.

У мережах з малим струмом замикання на землю, тобто з незаземленими нейтраліями або з нейтраліями, заземленими через дугогасні котушки, в нормальних умовах напруження всіх трьох фаз але стосовно землі рівні фазній напрузі. У разі металевого однофазного замикання на землю напруга пошкодженої фази щодо землі стає рівним нулю, а напруга непошкоджених фаз збільшується до міжфазного. Міжфазні напруги при цьому не змінюються, і робота електроприймачів не порушується. Через місце пошкодження протікає порівняно невеликий струм. При такому замиканні мережа може деякий час (приблизно 2 год) залишатися у роботі. Тривала робота з замкнутою на землю фазою небезпечна, оскільки при пробі на землю ізоляції іншої фази в мережі виникає міжфазове коротке замикання з усіма витікаючими наслідками. Тому в мережах з малим струмом замикання на землю передбачають спеціальні пристрої для контролю стану ізоляції відносно землі.

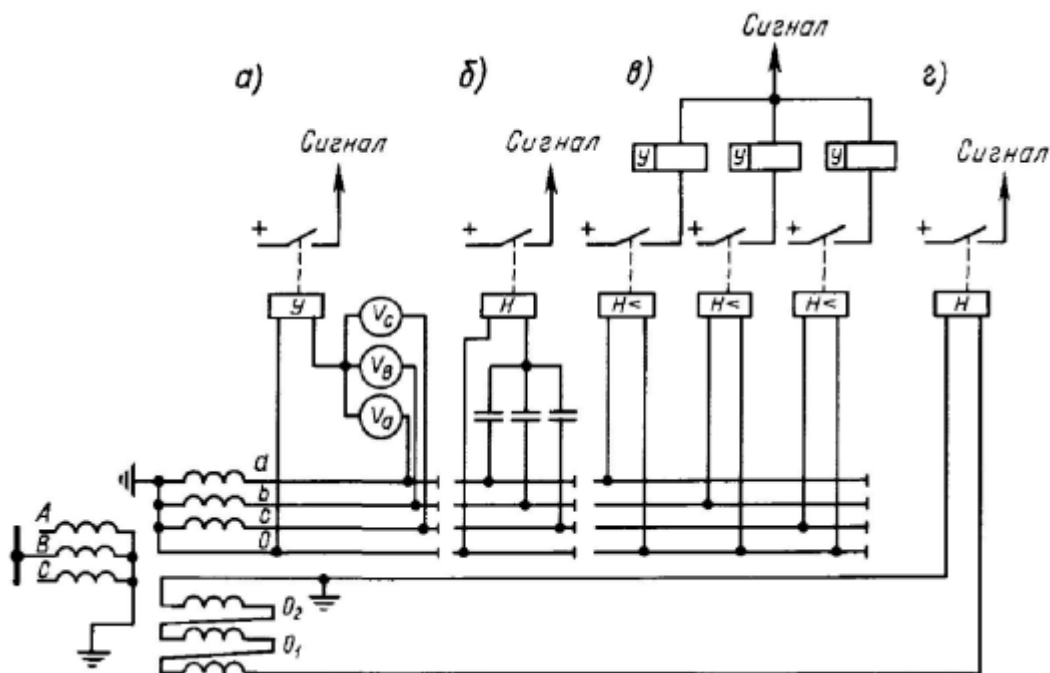


Рисунок 9.7 – Схема контролю ізоляції в мережах змінного струму

На рис. 9.7 наведені схеми контролю ізоляції в мережах змінного струму з використанням трансформатора типу НТМІ.

Найбільш простою схемою контролю є схема включення трьох вольтметрів (V_A , V_B і V_C) на фазні напруги (рис. 9.7, а). У нормальному режимі вольтметри показують рівні за величиною фазові напруги. При глухому (металевій) замиканні на землю однієї з фаз напруга цієї фази щодо землі стане рівним нулю, а напруги двох інших фаз зростуть і стануть рівними міжфазовій. Відповідно цьому зміняться показання вольтметрів. Якщо замикання на землю буде не глухим (а через перехідний опір), то напруга пошкодженої фази знизиться, а напруги непошкоджених фаз підвищаться в меншій мірі, ніж при глухому заземленні, що також позначиться на показаннях вольтметрів. Для отримання звукового сигналу в провід, що з'єднує нульову точку вольтметрів з нульовим проводом трансформатора напруги, включається вказівний реле У.

У схемі, наведеній на рис. 9.7, б, нульова точка створюється штучно включенням на фазні напруги трьох конденсаторів, При пошкодженні ізоляції фази через реле H надходить сигнал.

Схема, зображена на рис. 9.7, в, складається з трьох реле мінімальної напруги H . При замиканні фази на землю реле H , включене на напругу пошкодженої фази, спрацьовує і дає сигнал. Пошкоджена фаза визначається але випав прапорцям вказівних реле $У$.

Схема, наведена на рис. 9.7, г, складається з реле напруги H , включеного на додаткову обмотку трансформатора напруги НТМИ, що має дві вторинні обмотки. Первинна обмотка і основна вторинна обмотка з'єднані в зірку.

Додаткова вторинна обмотка включається за схемою розімкнутого трикутника.

При однофазному короткому замиканні в мережі з заземленими нульовими точками трансформаторів (мережі 110, 220 кВ і вище) фазна напруга пошкодженої фази стає рівним нулю, а геометрична сума фазних напруг двох непошкоджених фаз виявляється рівною міжфазних напруг. У мережі з ізолюваними нульовими точками трансформатора (мережі 35 кВ і нижче) при однофазних замиканнях на землю фазні напруги непошкоджених фаз стають рівними міжфазних напруг, а їх геометрична сума виявляється рівною потроєному фазній напрузі.

При замиканні на землю в мережах 35 кВ і нижче на додатковій обмотці з'являється напруга, реле H спрацьовує і подає загальний сигнал. Після отримання сигналу відшукується пошкоджена лінія почерговим короткочасним відключенням і зворотним включенням ліній, які живляться від шин підстанції.

Контроль стану ізоляції мережі постійного струму. Пробій ізоляції відносно землі в двох точках мережі постійного струму може призвести до утворення обхідних ланцюгів в оперативній ланцюга захисту і помилковим відключення устаткування (рис. 9.8). Тому установки постійного струму на підстанціях обладнуються пристроями контролю стану ізоляції.

Схема контролю, наведена на рис. 9.9, складається з двох вольтметрів, Включених Між кожним полюсом і землею. Якщо опору ізоляції кожного полюса відносно землі однакові, то напруга кожного полюса відносно землі U_+ , U_- дорівнює половині напруги U між полюсами. Якщо один з полюсів, наприклад «+», замкнеться на землю, то відповідно напруга U_+ стане рівним нулю, а напруга U_- зросте до величини напруги U . При зниженні опору ізоляції на одному з полюсів напруга цього полюса відносно землі знизиться, а напруга іншого полюса відносно землі підвищиться.

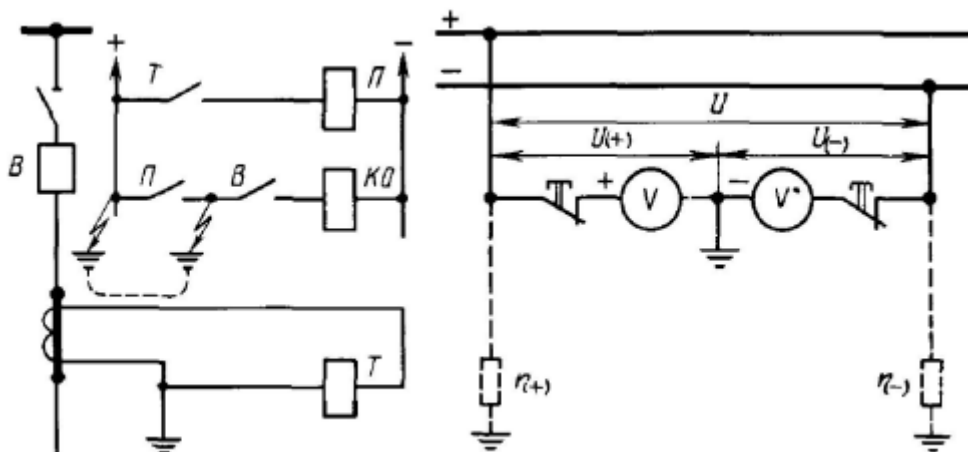


Рисунок 9.9 – Схема контролю

Автоматизація виробничих процесів тісно пов'язана з диспетчеризацією і телемеханізацією - управлінням і контролем на відстані. Впровадження автоматики і телемеханіки в електропостачання промислових підприємств підвищує ефективність управління об'єктами електропостачання, дозволяє скоротити чисельність обслуговуючого персоналу електростанцій і підстанцій, усуває можливість помилкових дій персоналу, підвищує безпеку обслуговування та надійність електроустановок.

Введення автоматики істотно змінює характер роботи обслуговуючого персоналу підприємства. Одночасно з впровадженням автоматики в електропостачанні з'явилася необхідність мати централізоване управління обладнанням електростанцій і підстанцій з одного пункту. Система централізованого управління електропостачанням промислового підприємства називається диспетчеризацією. Створення центрального диспетчерського управління електропостачання зажадало забезпечення диспетчера засобами інформації про роботу об'єктів електропостачання та засобами передачі розпоряджень керованим об'єктам. Для цього використовують телемеханіку, що дозволяє здійснювати передачу на відстань відносно великої кількості сигналів по невеликому числу ліній зв'язку. При вирішенні питання про доцільність телемеханізації диспетчерського управління енергопостачанням, а також при визначенні обсягу телемеханізації необхідно обов'язково враховувати техніко-економічний ефект, одержуваний від введення телемеханізації.

Обсяг і засоби телемеханізації. До засобів телемеханізації відносяться пристрої телеуправління, телесигналізації, телевимірювання, з них найбільш вживаним є телеуправління.

Телеуправління (ТУ) - передача на відстань сигналів управління, які впливають на виконавчі механізми установок. *Телесигналізація* (ТС) - передача на відстань сигналів про стан контрольованих установок. *Телевимірювання* (ТІ.) Передача на відстань сигналів, що характеризують режим роботи установок (напруги, струму, тиску, температури і т. П.).

Нині визначено основні обсяги телеуправління, телесигналізації і телевимірювання. На підставі цього для конкретних об'єктів телемеханізації визначають необхідний мінімум телемеханізації, що забезпечує надійність електропостачання промислових підприємств.

Обсяг телеуправління включає в себе управління: вимикачами на живильних високовольтних лініях і лініях зв'язку між підстанціями; вимикачами понижуючих трансформаторів, якщо необхідно проводити часті оперативні перемикання, що має місце при роботі підприємства або частини цехів у дві зміни, коли потрібно систематично включати і відключати певну кількість трансформаторів; автоматичними вимикачами, контакторами або пускателями- встановленими на лініях освітлення території підприємства; вимикачами автоматизованих випрямних агрегатів, що живлять розподільні шини.

Обсяг телесигналізації включає в себе сигналізацію: становища кожного телекерованого об'єкта (включений, відключений), ввідних і секційних вимикачів

ГПП і РУ, вимикачів окремих потужних споживачів (насосів, компресорів), які за характером експлуатації повинні управлятися з місця, з цеху; аварійного відключення будь-якого вимикача підстанції з подачею сигналу з контрольованого пункту; несправності телекерованого трансформатора або перетворювального агрегату при перевантаженні, перегріві, спрацьовуванні газового захисту, порушенні температурного режиму, замиканні на землю і т. д.

Якщо на контрольованому пункті не вимагається телеуправління, то телесигналізація повинна діяти при всіх видах несправностей на ньому (дія захистів трансформаторів, спрацьовування АВР). Зазвичай така сигналізація передбачається для необслуговуваних комплексних двухтрансформаторних підстанцій, обладнаних АВР на стороні НН.

На диспетчерському щиті виконується повна мнемонічна схема, що відображає всі основні елементи системи електропостачання (вимикачі, трансформаторів. Батареї конденсаторів і т. Д.). Мнемосхема щита є оперативною схемою для диспетчера.

Обсяг телевимірювань включає в себе вимірювання: струму на вводах ГПП; напруги на головних лініях або шинах системи електропостачання; струму на окремих лініях, якщо вони по режиму навантаження можуть перевантажуватися; струму на телекерованих трансформаторах і перетворювальних агрегатах для контролю режимних перемикачів.

При виконанні схем телемеханізації системи електропостачання слід враховувати, що телекеровані вимикачі повинні мати також місцеве управління, здійснюване зазвичай за допомогою перемикачів режиму або шляхом вимкнення кіл телекерування.

Враховуючи, що питання, які вирішуються засобами телемеханізації, тісно пов'язані з питаннями, які розв'язуються засобами мережевий автоматики (АВР. АПВ та ін.), Обсяг телемеханізації для кожного об'єкта слід визначати спільно з передбачуваними засобами автоматизації.

З перерахованих вище засобів автоматизації (ТУ, ТС. ТІ) в першу чергу слід застосовувати найбільш просту і дешеву з них - телесигналізацію про порушення режиму роботи:

- відключеннях вимикачів релейного захистом - загальний сигнал подається з контрольованого пункту;
- замиканнях на землю в мережі високої напруги - сигнал з кожною ГПП або РУ;
- перевантаженнях генераторів, трансформаторів, двигунів, несправності ланцюгів управління - загальний сигнал з контрольованого пункту.

Засоби телемеханізації. Будь-яка телемеханічна система включає в себе передавальний, приймальне пристрою і сполучає їх канал зв'язку. Передавальні і приймальні пристрої розташовуються на диспетчерському і контрольованому пунктах.

Диспетчерським (розпорядчим) пунктом ДП (РП) називають місце, де знаходиться диспетчер, що здійснює управління установками і контроль за їх роботою, а також розміщуються передавальні пристрої телеуправління і приймальні пристрої телесигналізації і телевимірювань.

Контрольованим (виконавчим) пунктом КП (ІП) називається пункт виконання розпоряджень, одержуваних з диспетчерського пункту, і послілки

сигналів на диспетчерський пункт. Для цього на КП розміщують передавальні пристрої телевимірювання і телесигналізації і приймальний пристрій телеуправління. В установках телеуправління і телесигналізації використовують одні й ті ж пристрої для передачі імпульсів телеуправління з ДП на КП і для передачі телесигналів з КП на ДП. звані пристроями телекерування - телесигналізації (ТУ - ТС).

Передача сигналів з КП на ДП чи наказу з ДП на КП здійснюється по каналах зв'язку. У системах електропостачання в якості каналів зв'язку можуть бути використані провідні лінії зв'язку (кабельні та повітряні), високовольтні лінії передач, радіолінії.

Основне завдання системи пристрою ТУ - ТС полягає в тому, щоб виник сигнал закодувати (зашифрувати) у формі певної комбінації імпульсів, передати його по каналу зв'язку і розшифрувати на приймальному кінці з метою виконання необхідної операції. Пристрій повинен приходити в дію лише при виникненні сигналу і зупинятися після завершення його передачі. Для цього система пристрою ТУ- ТС повинна володіти виборчої здатністю. Сутність вибіркової полягає в тому, що для передачі сигналу використовуються імпульси струму різного виду і форми, т. Е. Імпульси струму з різними імпульсними ознаками. У приймальному пристрої ТУ -ТС відповідні реле реагують тільки на ті імпульсні ознаки, на які вони налаштовані. Отже, передача сигналу з певним імпульсним ознакою може бути викликана тільки дією певного органу.

До імпульсним ознаками, застосовуваним в пристроях ТУ- ТС, відносяться частота змінного струму, напрямок струму, тривалість імпульсу, амплітуда струму, час паузи між імпульсами.

Телемеханічні пристрої діляться на системи багато- і малопроводні.

У багатопровідних системах в якості каналів зв'язку застосовують багатожильні кабелі, призначені для кожної операції телемеханізації (ТУ. ТС, ТІ). Ці системи хоч і відрізняються простотою і достатньою надійністю, але пов'язані з великою витратою провідникових матеріалів і тому застосовуються на невеликих підприємствах з малими відстанями між ДП та КП.

У малопроводних системах велика кількість шифрованих імпульсів операцій ТУ, ТС, ТІ може передаватися по одній пар проводів. Тому ця система отримала найбільше застосування на великих підприємствах з розвиненою телефонною мережею, по проводах якої можуть передаватися сигнали телемеханічних пристроїв без порушення телефонних переговорів.

Схеми управління. Розглянемо одну з схем багатоканального телемеханічного пристрою, що здійснює управління і сигналізацію двохпозиційним об'єктом (рис. 9.23. А).

В цій схемою для кожного керованого об'єкта мається однопровідна лінія зв'язку і одна спільна однопровідна лінія на весь контрольований пункт.

На контрольованому пункті встановлюють реле керування включенням Дув і реле управління відключенням ДУО. Схема побудована але принципом пропускання струму одного напрямку, для чого реле Дув і ДУО включені

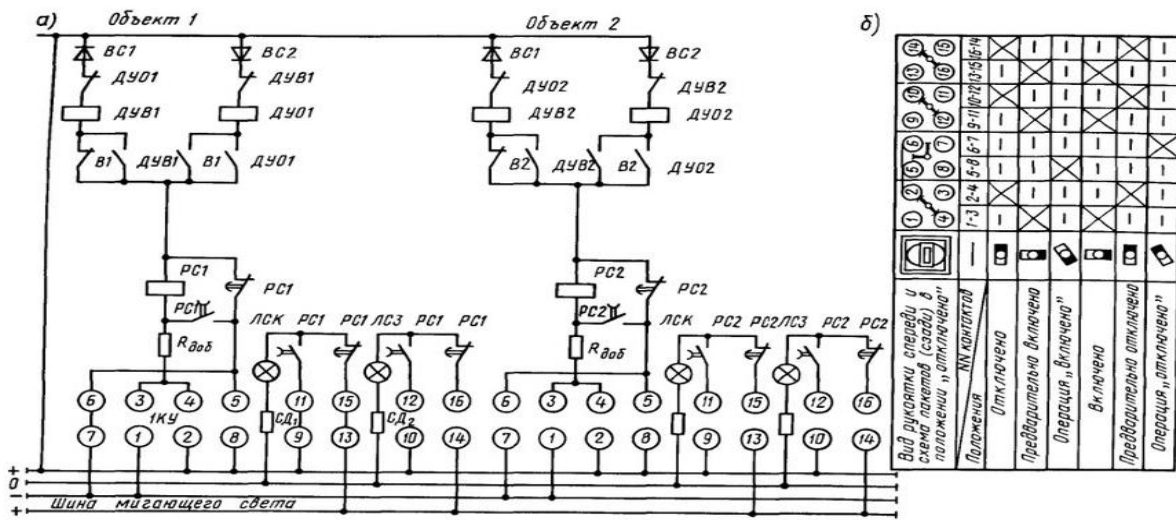


Рис. 9.23 - Схема телеуправління і телесигналізації(а), діаграма ключа управління(б)

Для кожного керованого об'єкта встановлюється спеціальний ключ керування на шість положень (рис. 9.23. Б). Розглянемо управління об'єктом /. Коли об'єкт відключений, замкнуті контакти ключа 2-горить зелена лампа ЛВЗ і включено сигнальне реле РС1. Переведемо ключ керування в положення «Включено». При цьому замикаються контакти ключа 5-8 і через блок-контакти вимикача В1 спрацьовує реле ДУВ1, яка подає імпульс на апаратуру, що включає об'єкт. Ключ управління самоповерненням встановиться в положення «Включено», реле ДУВ1 відключиться, а контактами 9 - // включить сигнальну червону лампу ЛСК. Реле РС1 при цьому продовжує бути включеним послідовно з реле ДУО1. Реле ДУО1 не спрацює через обмеження в ньому струму додатковим опором Ллоб.

Переведемо ключ керування в положення «Відключено». При цьому замикаються контакти ключа 6-7 і контактами реле РС1 шунтується додатковий опір. Струм в реле ДУО1 зростає, реле спрацює і відключить об'єкт.

При аварійному відключенні об'єкта, коли ключ керування знаходиться в положенні «Включено», сигнальне реле РС1 відключається і переводить харчування сигнальною лампи ЛСК на блимаюче світло, що показує наявність невідповідності у схемі (об'єкт відключений, а ключ керування в положенні «Включено»). Перекладом ключа в положення «Відключено» схема управління приводиться у відповідність.

Контактні телемеханічні пристрої в даний час замінюються безконтактними.

Автоматичні системи управління (АСУ). Їх застосовують на електростанціях і в системі електропостачання підприємств з великою споживаною потужністю. Надходить в ВМУ інформація обробляється і використовується для відключення і включення джерел харчування, регулювання навантажень окремих споживачів підприємства та видачі про них відповідних даних (потужності, енергії, напрузі та ін.). автоматичної реєстрації основних параметрів системи електропостачання в експлуатаційному журналі, для попереджувачим та аварійної сигналізації.

Основною перевагою обчислювальних машин управління перед системами з релейним керуванням і захистом є великий обсяг виконуваної ними інформації в

поєднанні з швидкодією, обумовленим часом у кілька мілісекунд. Останнє особливо важливо для аналізу виниклих аварій і вибору відключаються вимикачів.

Система може застосовуватися:

- а) на промислових підприємствах з приєднаною потужністю 750 кВт * А і вище, що розраховується за споживану електроенергію за двоставковим і диференційованому тарифами;
- б) на електростанціях і підстанціях при організації обліку вироблення і перетоків енергії;
- в) на підприємствах Енергонагляду при організації збору інформації про вироблення і споживанні електроенергії і введення обмежень на електроспоживання;
- г) на АСУ підприємств, об'єднань і галузі. Основні елементи ПСЕЗ (рис. 9.24, «).

Обчислювальний пристрій (ВУ), в яке входять станції змінними блоками (модулями) різних призначень. Кожен блок займає одну, дві станції і більше. Відповідно до призначення кожного з блоків (модулів) ВУ виконує безпосередній прийом та обробку інформації модулем (пеньки), отриману від 16 датчиків витрати електроенергії. При прийомі сигналів від 64 датчиків через пристрій збору даних (УСД) прийом і обробка інформації виробляються модулем ПУМ.

Розрахункові параметри реєструються модулем термопечь-танучого пристрої (ТПУЩ). Перетворення цифрової інформації та його видача на восьми самописних міліамперметр виробляються модулем ПК А (перетворювач код - аналог):

- 1) автономний контролер крейта (АКК) - обчислювач, виконаний на базі мікропроцесорного набору, призначений для обробки, зберігання і представлення вимірювальної інформації. Під крейти розуміється вентильований каркас для установки і підключення модулів;
- 2) модуль СПО призначений для зв'язку між АКК і пультом оператора (ПО), а також для зв'язку АКК з пристроєм введення програм (УВП).

Пристрій формування імпульсів Е440, вбудовується в трифазні індукційні лічильники типів СА3У, СА4У, СР4У, дає можливість використовувати такі лічильники в якості датчиків замість електронних лічильників.

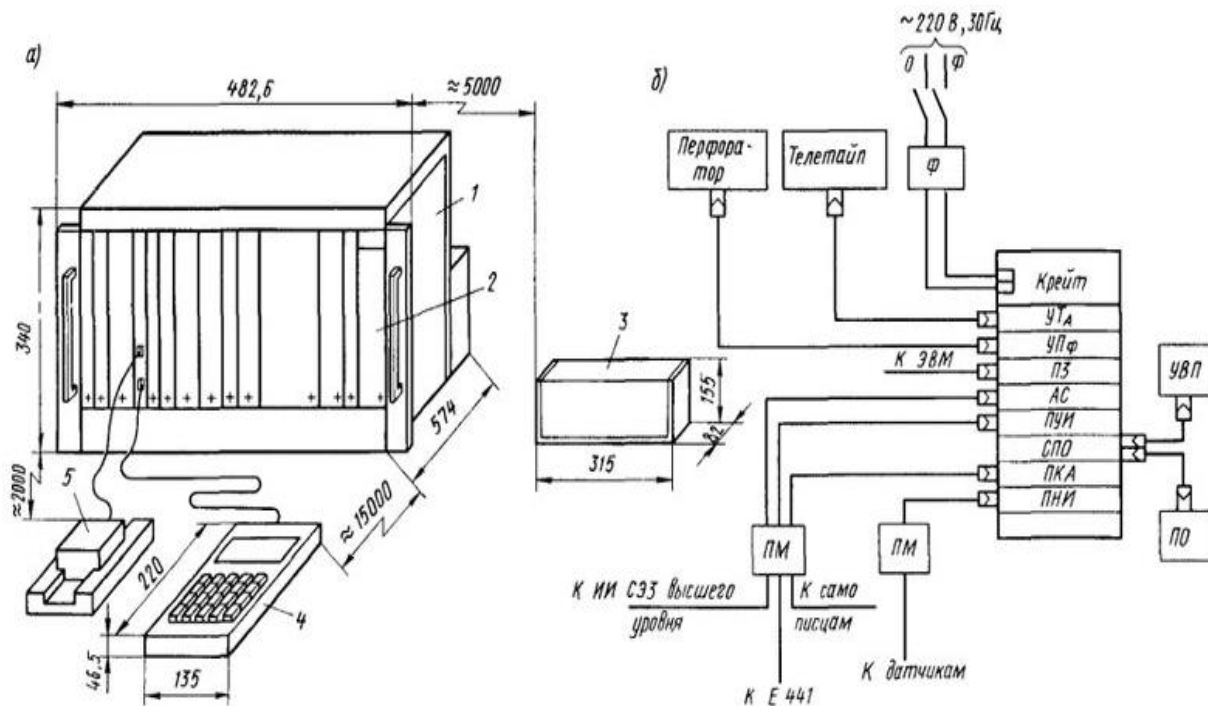


Рис. 9.24 обчислювальний пристрій(а) і схема підключення живлення і вихідних пристроїв(б) інформаційно-вимірювальної системи ІВСЕЗ.

Пристрій збору даних (УСД) Е441 служить для збору інформації від лічильників-датчиків та кодування її до модулів ПУИ ВУ.

Пристрій введення програм (УВИ) Е443 призначене для запису в оперативну пам'ять АКК змінної частини програми, заданої споживачем

Панель монтажна (ПМ) призначена для комутації ліній зв'язку від зовнішніх пристроїв і модулів ВУ. Панель являє собою металеву підставу зі складальною колодкою і контактами для кріплення проводів

Пульт оператора (ПО) служить для ручною виводь інформації на друк і перфорацію

Інформація від датчиків до ВУ або УСД передається двопровідними лініями з рекомендованим відстанню до 250 м, а від УСД до ВУ (модуль ПУИ) - двухпроводной лінією з відстанню до 30 км.

Живлення ВУ і УСД виконується від їсть однофазного змінного струму напругою 220 В через мережевий фільтр Ф. призначений для захисту від перешкод. Споживана потужність становить 200 Вт

Прив'язка системи ПСЕ до конкретної схеми електропостачання споживача виконується програмним способом Для цього ПСЕ забезпечується програмними засобами, що дозволяють готувати змінні дані споживача (змінні константи) на ЕОМ типу СМ-3 і СМ-4. Перфолента, що містить змінні константи, вводь гея в оперативну пам'ять АКК ВУ за допомогою пристрою УВИ. Сполучення ВУ з ЕОМ проводиться через один з модулів- плату замовника ПЗ. Для зв'язку між ВУ суміжних рівнів при побудові багаторівневих систем передбачається модуль АС
Схема підключення ланцюгів живлення і вихідних пристроїв системи ПСЕ наведена на рис. 9.24, б. Система фіксує кінцеві результати обробки на цифровому

табло пульта оператора ПЗ. автоматично реєструє результати розрахунку згідно заданою програмою споживача або за викликом з ПЗ, записує графіки основних параметрів споживача. Так, при режимі автоматичного виходу друком наприкінці півгодинних інтервалів в години «пік» енергосистеми друкується значення енергії, спожите за попередні півгодини, якщо відбулося перевищення лімітованої потужності для даної групи споживачів; в нуль годин автоматично вдається добова відомість, в якій по групах споживачів вказуються дата, час, максимальна потужність у години «пік», енергія за добу, енергія за тарифними зонами доби, середня потужність за нічні зміни, витрата енергії за зміну протягом доби.