

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2021 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
освітньої програми «Системи забезпечення споживачів електричною
енергією»

на тему: «Компенсація ємнісних струмів в кабельних мережах системи
електропостачання міста

Виконав:

студент IV курсу, групи ОЕ-71

Перфілов Б.М _____

Керівник:

к.т.н., доц. Федосенко М.М. _____

Консультанти:

Охорона праці _____

(назва розділу)

д.т.н., проф.Третьякова Л.Д _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль _____

(назва розділу)

ас. Прокопенко І.Д. _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2021 року

Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Перфілов Богдан Миколайович

1. Тема проекту «Компенсація ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста»,

керівник проекту к.т.н., доц. Федосенко М.М., затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р. №1353-с

2. Термін здачі студентом закінченого проекту “16” червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту: Схема електропостачання міста, дані про навантаження повітряних ліній, дані про навантаження об’єктів району міста, довжини кабельних ліній.

4. Перелік розділів, які мають бути розроблені

а) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання.

б) релейний захист: - Вибір елементів захисту електричної мережі.

в) спеціальна частина: - Компенсація ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста.

г) охорона праці: - Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу засобів силової електроніки у ТП.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Генплан розміщення об'єктів району міста
2. Однолінійна схема підстанції 110/10 кВ.
3. Коенсація ємнісних струмів. Схема підключення.
4. Коенсація ємнісних струмів. Схема керування.

6. Консультанти розділів проекту

<i>Релейний захист та автоматика</i>	<i>к.т.н., доц. Калінчик В.П.</i>
<i>Розрахунки струмів к.з.</i>	<i>доц. Несен Л.І.</i>
<i>Охорона праці</i>	<i>д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.</i>
<i>Нормоконтроль</i>	<i>ас. Прокопенко І.Д.</i>

7. Дата видачі завдання 25 січня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК виконання дипломного проекту

студентом Перфілова Б.М
(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розроблення першого розділу дипломного проекту	20.05.-25.05.21	
2	Розрахунок електричної частини	25.05.-01.06.21	
3	Розрахунок струмів короткого замикання	01.06.-04.06.21	
4	Розрахунок релейної частини	04.06.-06.06.21	
5	Розроблення спеціальної частини проекту за темою «Компенсація ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста»	06.06.-09.06.21	
6	Розроблення заходів з охорони праці	09.06.-11.06.21	
7	Підготовка графічного матеріалу	12.06.-15.06.21	
8	Захист дисертації	16.06.21	

Студент

Керівник проекту

Б.М. Перфілов

М.М. Федосенко

РЕФЕРАТ

Тема дипломної роботи «Компенсація ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста» зі спеціальним питанням «Аналіз компенсації ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста» складається з 124 сторінок основного матеріалу, налічує 20 рисунків, 32 таблиці, 22 бібліографічних найменування за переліком посилань, 4 креслення.

Під час виконання дипломного проекту було проведено розрахунок навантажень повітряних, кабельних ліній та житлового комплексу. Вибрано живлячі мережі до 1 кВ та вище 1 кВ, силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання

Ключові слова: РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, ПОВІТРЯНІ ЛІНІЇ, КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ, СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ДГР, КОМПЕНСАЦІЯ ЄМНІСНИХ СТРУМІВ.

ABSTRACT

Thesis topic "Compensation of capacitive currents in the cable networks of the city power supply system" with a special question "Analysis of capacitive currents in the cable networks of the city power supply system" consists of 124 pages of basic material, has 20 figures, 32 tables, 22 bibliographic titles on the list of links and 4 drawings.

During the implementation of the diploma project, the loads of overhead, cable lines and residential complex were calculated. Supply networks up to 1 kV and above 1 kV, power transformers, protection devices and automation are selected. The calculation of short-circuit currents is carried out.

Key words: DISTRIBUTION NETWORKS, AIR LINES, SWITCHING DEVICES, SHORT CIRCUIT CURRENT, DHR, CAPACITY CURRENT COMPENSATION.

ЗМІСТ

ВСТУП	10
1 Загальні відомості про об'єкт дослідження.....	10
1.1 Загальні відомості про розподільні мережі	10
1.2 Питання компенсації ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста 6 - 10 кВ.	Ошибка! Закладка не определена.
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА.....	13
2.1 Умови проектування	13
2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування.....	13
2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів	16
2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування.....	19
2.1.4 Характеристика джерела живлення	19
2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі	20
2.1.6 Пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР	21
2.2 Розрахунок електричних навантажень об'єкту	21
2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку.....	21
2.2.2 Вихідні дані та характеристики для проведення розрахунку.....	22
2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 0,4 кВ	23
2.2.3.2 Розрахунок навантажень будинків.....	25
2.2.4 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 10 кВ	Ошибка! Закладка не определена.
2.2.5 Розрахунок електричних навантажень житлових та суспільних будинків.....	31
2.2.5.1 Розрахунок допоміжних приміщень об'єкту проектування.....	34
2.2.5.2 Зовнішнє освітлення	41
2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності	Ошибка! Закладка не определена.

2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції **Ошибка! Закладка не определена.**

2.3.2 Вибір повітряної лінії на напрузі до 1000 В..... 40

2.3.3 Обґрунтування виду виконання та компенсації підстанції 40

2.4 Визначення центра навантаження об'єкта проектування..... 41

2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж **Ошибка! Закладка не определена.**

2.5.1 Вибір схеми розподільчої мережі..... 41

2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги
..... 42

2.5.3 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 10 кВ 42

2.5.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 0,4 кВ у тому числі і для
освітлювальних установок 47

2.5.5 Перевірка електричних мереж на відповідальність вимогам до
показників якості електричної енергії 53

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі..... 53

2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі..... 53

2.6.2 Вибір апаратури розподільчої мережі 54

2.6.3 Вибір трансформаторів струму і напруг..... 55

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних
комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикань
..... 57

2.7.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1
кВ 58

2.7.1.1 Розрахунок трифазного короткого замикання 58

2.7.1.2 Розрахунок однофазного короткого замикання 64

2.7.1.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів у мережі 110, 10 кВ.... 65

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче
1 кВ 67

2.7.2.1 Розрахунок трифазного та однофазного короткого замикання 67

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.7.2.2 Перевірка струмопровідних частин на термічну та електродинамічну стійкість.....	69
2.8 Релейний захист та автоматика	71
2.8.1. Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0,4 кВ	71
2.8.1.2 Захист трансформаторів ГПП 110/10 кВ	72
2.8.1.3 Захист збірних шин напругою 110 і 10 кВ ГПП	73
2.8.1.4 Захист кабельних ліній напругою 10 кВ.....	73
2.8.2 Вибір елементів РЗА.....	74
2.8.3 Перевірка селективності елементів РЗА.....	79
2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту	79
2.8.3.2 Автоматичне включення резервного живлення (АВР)	80
2.8.3.3 Автоматичне частотне розвантаження (АЧР).....	81
2.8.3.4 Автоматичне повторне включення (АПВ)	81
3 ВИРІШЕННЯ ПРИКЛАДНИХ ЗАДАЧ ЩОДО ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗА ТЕМОЮ «КОМПЕНСАЦІЯ ЄМНІСНИХ СТРУМІВ В КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 10 кВ»	83
3.1 Загальні положення.....	83
3.1.1 Режими роботи мереж 6-35 кВ	83
3.1.2 Виконавчі органи адаптивних систем компенсації (АСК) реактивних струмів ОЗЗ	85
3.1.3 Вимоги до АСК ємнісних струмів ОЗЗ у високовольтних мережах ..	86
3.2 Дугогасні реактори, їхнє призначення і технічні характеристики	90
3.3 Вибір місць установки і потужності дугогасних реакторів.....	93
3.3.1 Вибір місця установки дугогасного реактора	93
3.3.2 Вибір схеми відключення до мережі дугогасного трансформатора...	93
3.3.3 Вибір потужності дугогасного реактора.....	94
3.4 Заходи безпеки при експлуатації дугогасних реакторів	102
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 10 кВ	103
4.1 Кабельні лінії напругою 10 кВ.....	103

4.2 Монтаж кабелів	105
4.3 Перелік робіт та склад бригади під час монтажу кабельної лінії 10 кВ	106
4.4 Прокладка кабелів в траншеях.....	107
4.5 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів	114
4.6 Заходи безпеки при експлуатації кабельних ліній	114
4.7 Маркування кабелів	115
4.8 Пожежна безпека.....	116
4.9 Вибір організаційної структури електромережі	118
ВИСНОВКИ.....	120
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	121

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Система електропостачання міста являє собою сукупність усіх напруг, розташованих на території міста і призначених для електропостачання його споживачів. Розміщують електропостачальні мережі напругою 35-110 кВ і вище, а також розподільчі мережі напругою 0,38, 6, 10 кВ.

Забудова міст обумовлює необхідність відповідного розвитку розподільних електричних мереж. Займаючи проміжне положення між центрами харчування і споживачами, вони призначені для передачі і розподілу електричної енергії серед усіх споживачів, розташованих на території міста.

За допомогою розподільчих мереж здійснюється електропостачання житлових будинків, суспільне - комунальних установ, дрібних, середніх, а іноді і великих промислових споживачів. Через міські розподільні мережі, у даний час передається до 40% і виробленої енергії.

Одним із споживачів у розглянутій системі електропостачання є житлові будинки, що відносяться до споживачів другої категорії. Основне і резервне живлення електроприймачів другої категорії може здійснюватися від одного джерела. При цьому допускається перерва в електропостачанні на час, необхідне для включення резервного живлення. Якість напруги відповідно до ДСТУ:EN 50160-2014 нормується за відхиленнями напруги від номінального, за коливаннями, несиметрією і несинусоїдальністю напруги.

Допустима величина втрат напруги в лініях від шин ТП до вводу в будинок знаходиться в межах 5-6,5%.

В електричній частині проекту проводяться розрахунки: навантаження житлових та комунально-побутових будинків; навантаження ЦЖ; вуличне освітлення; розподільчих мереж 10кВ та 0,4 кВ; струмів короткого замикання; розрахунок електричних апаратів; електропостачання житлового будинку, якість електроенергії.

В спеціальній частині проекту розглядається питання проектування систем автономних джерел живлення. Основна увага приділяється питанню

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

про підключення ДГР до нульової точки первинної обмотки спеціального приєднувального трансформатора

В розділі релейний захист розглядаються різні схеми захисту синхронного генератора напругою до 1000 В, а також розглянуті питання автоматики для цього генератора. В розділі також розглянуті питання релейного захисту силових трансформаторів ЦП типу ТРДН-25000/110, захист шин, захист повітряних і кабельних ліній, захист трансформаторів 10/0,4 кВ, захист елементів системи електропостачання напругою до 1 кВ.

Розділ монтажу та експлуатації розглядає питання монтажу та експлуатації кабельних ліній 10 кВ. В розділі приведені практичні рекомендації з встановлення ДГУ а також приведена технологічна карта монтажу.

У розділі охорони праці розглянуті основні заходи, спрямовані на захист життя і здоров'я обслуговуючого персоналу при монтажі кабельних ліній 10 кВ, а також розглянуті питання пожежної безпеки.

Дипломний проект показаний на 124 листах машинописного тексту та 4 листах графічної частини.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ОБ'ЄКТ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Загальні відомості про розподільні мережі

Розподільна мережа - це частина енергетичної системи, яка призначена для розподілу електроенергії. Розподільні електричні мережі (РЕМ) виконують функцію розподілу електроенергії від підстанцій системоутворюючої мережі до центрів харчування промислових, міських і сільських електроспоживачів. Призначення розподільних мереж - доставка електроенергії з номінальним напругою 0,38-10 кВ безпосередньо споживачам, розподіл електроенергії 6-110 / 0,38-35 кВ між підстанціями району електроспоживання; збір потужності, виробленої невеликими станціями.

Розподільні мережі можуть виконуватися роз'єднаними і замкнутими. Перевагами розімкнутих мереж є проста конфігурація схеми, відносно низька вартість, мінімальні витрати провідникового металу і обладнання, можливість приєднання підстанцій по найпростішим схемами. Перевагами замкнутих схем є незалежність потокорозподілу від потоків мережі високої напруги, відсутність вплив струмів коротких замикань в прилеглих мережах, висока надійність електропостачання. Замкнені мережі дорожче радіально-магістральних, і їх використання вигідно тільки при великій вартості перерв електропостачання, наприклад, в системах електропостачання великих міст. Розрахунок, аналіз режимів, захист і автоматика замкнутих мереж, управління ними - завдання більш складні, ніж для розімкнутих мереж.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Загальні відомості про об'єкт дослідження			Літ.	Арк.	Акрушів	
Розроб.		Перфілов Б.М									
Перевір.		Федосенко М.М							12		
Реценз.								ІЕЕ, ОЕ-71			
Н. Контр..		Прокопенко І. Д									
Затверд.											

1.2 Питання компенсації ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста 6 - 10 кВ.

Економічність роботи енергоємних підприємств у великій мірі залежить від надійності розвинених кабельних мереж. Однофазні замикання на землю є переважаючим видом пошкоджень в розподільних мережах промислових підприємств з ізолюваною нейтраллю. При замкненні на землю виникають ємнісні струми, які визначаються електричною ємністю всієї електрично пов'язаної мережі C_S .

$$I_C = 3\omega C_S U$$

Вплив на електричну ємність в першу чергу надають кабельні лінії. При великому числі трансформаторів, високовольтних двигунів, шинних конструкцій, комутаційних апаратів, розподільних пунктів і інших елементів в мережах енергоємних підприємств, їх ємність може бути порівнянна з ємністю розподільної мережі, що не враховується в сучасній практиці розрахунків і немає оцінок реальної частки цих елементів в загальному струмі замикання на землю. Занижене розрахункове значення струму може привести до неправильного вибору дугогасного реактору і резонансною перенапругою при недокомпенсації і режимним переключенням в мережі. Компенсація ємнісних струмів потребує істотних витрат, що повинно враховуватися в техніко-економічних розрахунках.

Сучасні спрощені підходи оцінки ємнісного струму не враховують реальних струмів замикання на землю і орієнтовані на малі перетини кабелів. Термічно стійкі перетини кабельних ліній в даний час досягають 240 мм². Це вимагає нових підходів до розрахунків струмів замикання на землю і оцінки похибки.

Компенсація застосовується для зменшення струму замикання на землю в цілях безпеки, створення умов для згасання дуги і, як наслідок, зменшення перенапруг, що особливо важливо для чутливих до напружених кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Відповідно до «Типової інструкції по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ», дугогасний реактор (ДГР) повинен вибиратися на реактивну потужність компенсації за значенням ємності мережі з урахуванням її розвитку в найближчі 10 років .

Включення ДГР повинно проводитися в нейтраль спеціальних трансформаторів, додатково установлюють на ДПП.

Сучасна практика оцінки величини і розрахунку ємнісного струму орієнтована на застосування застарілої формули для кабельної лінії,

$$I_c = \frac{U l_{\Sigma}}{10},$$

де U - номінальна напруга мережі; l_{Σ} - сумарна довжина електрично пов'язаних ліній.

Також в розрахунках не враховується вплив приєднань. Сучасні енергоємні об'єкти мають перетин кабелів до 240 кв.мм, а кабелі із зшитого поліетилену до 800 кв.мм, виходячи з вимог навантаження і термічної стійкості.

Щодо заземлення нейтралі батарей статичних конденсаторів і силових резонансних фільтрів в мережі с ізольованою нейтраллю, то це вважається неприпустимим, тому що приводить до значного збільшення струму замкнення на землю і збільшення дугових перенапруг.

Висновки до розділу 1

В першому розділі було розглянуто загальну інформацію щодо відомостей про розподільні мережі. Також визначено питання компенсації ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста 6 - 10 кВ.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						14
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика та особливості об'єкту проектування

У даному проекті розглянута система електропостачання району міста загальною кількістю населення приблизно 50 000 осіб.

Територія району, з огляду на рівнинний рельєф місцевості, забудована рівномірно. Основну частину забудови складають житлові будинки з поверховістю 9, 12, 16.

Крім того, на території району розташовані різні комунально-побутові і суспільні будинки, серед них навчальні заклади, дитячі дошкільні установи, медичні установи, пункти побутового обслуговування населення, підприємства суспільного живлення, продовольчі і промтоварні магазини. Усі перераховані вище об'єкти забудови розташовані з урахуванням рівномірності електричних навантажень і комфортного обслуговування населення.

Ґрунт, на якому розташовується забудова, являє собою суглинок, що є сприятливим, тому що не має властивості осідання і не зволожується ґрунтовими водами за їхньої відсутності.

Генеральний план проектованого району з вказівкою порядкових номерів розміщених на території об'єктів представлений на листі 1 графічної частини.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Розробка загальної схеми електропостачання житлово-промислового району міста	Літ.	Арк.	Аркушів			
Розроб.		Перфілов Б.М									
Перевір.		Федосенко М.М.					15				
Перевір.		Несен Л.І.				ІЕЕ, ОЕ-71					
Перевір.		Калінчик В.П.									
Н. Контр..		Прокопенко І. Д									

2.1.2 Класифікація і загальна характеристика електроприймачів

Споживачами електроенергії на території проектного району є електроприймачі житлових будинків, комунально-побутових і суспільних будинків, система вуличного освітлення. Характеристика житлових будинків і комунально-побутових будинків як споживачів електроенергії наведена в табл. 2.1 і 2.2 відповідно.

Проектом передбачається зовнішнє освітлення території району, внутрідворових проїздів, службово-господарських площадок, пішохідних бульварів, шкіл, дитсадків, автостоянок.

На території проектного району розташовуються споживачі I, II і III категорії щодо надійності електропостачання.

Електроприймачі I категорії щодо надійності повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, перерва електропостачання яких при порушенні електропостачання від одного джерела живлення може бути допущений лише на час автоматичного, відновлення живлення. Для електропостачання особливої групи споживачів, повинне передбачатися додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення. У якості третього незалежного джерела живлення для електроприймачів особливої групи й у якості другого незалежного джерела живлення для інших споживачів I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистеми (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї, дизельні електростанції.

У даному проекті прикладом споживача особливої групи може служити районна АТС, де в якості третього незалежного джерела живлення використовується дизельна електростанція. Безперебійне електропостачання АТС розглянуто нижче.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідної безперервності технологічного процесу чи якщо таке резервування

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

економічно недоцільне, то повинне здійснюватися технологічне резервування, наприклад, шляхом встановлення взаємнорезервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, що діють при порушенні електропостачання.

У житлових будинках до цієї категорії відносяться пожежні насоси, пристрої димозахисту, ліфти, евакуаційне й аварійне освітлення будинків висотою 17 поверхів і більше. Крім того, електроприймачі окремих центральних теплових пунктів; (ЦТП), що постачають теплом житлові будинки і гуртожитки висотою 17 поверхів і більше, відносяться до першої категорії.

У суспільних будинках до I категорії відносяться електродвигуни пожежних насосів, систем пожежної й охоронної сигналізації, ліфти організацій і установ управління і громадських організацій, проектних і конструкторських організацій, установ фінансування, кредитування і державного страхування, архівів і т.п. при висоті будинків 17 поверхів і більше. Також незалежно від поверховості:

- організації з кількісно працюючих 2000 осіб і більше;
- бібліотеки й архіви на I млн. одиниці, збереження і вище;
- навчальні заклади кількістю понад 1000 учнів;
- підприємства торгівлі загальною площею торгових залів 2000 м і більше;
- їдальні, кафе і ресторани кількістю місць понад 500;
- готелю при числі місці, понад 1000;
- музеї і виставкові зали державного значення.

Крім перерахованих вище до I категорії відносяться електроприймачі операційних, відділень реанімації, родильних, невідкладної допомоги й інших аналогічних приміщень лікарень. До цієї ж категорії відносяться комплекси електроприймачів міжміських телефонних станцій, центральних телеграфів, міських АТС, ЕОМ обчислювальних центрів, що вирішують комплекс народногосподарських проблем і задачі управління окремими галузями.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Споживачів II категорії рекомендується забезпечувати від двох незалежних джерел живлення. Допускається живлення споживачів II категорії по одній ВЛ, у тому числі з кабельною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більший за одну добу. Кабельні вставки повинні виконуватися двома кабелями, кожний з яких вибирається по найбільшому тривалому струмі ВЛ. Допускається живлення також по одній кабельній лінії, що складається не менше ніж із двох кабелів, приєднаних до одного загального апарату.

При наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше доби допускається живлення від одного трансформатора.

При виборі незалежних взаємнорезервуючих джерел живлення, що є об'єктами енергосистеми, варто враховувати ймовірність одночасного тривалого зникнення напруги на цих джерелах живлення при важких системних аваріях [1].

До категорії відносяться ЦТП, що обслуговують житлові будинки і гуртожитки висотою 16 поверхів і менше. Електроприймачі в будинках висотою від 6 до 16 поверхів з газовими плитами, а також електроприймачі в будинках будь-якої поверховості з електроплитами й електронагрівачами, крім одно-вісьмиквартирних будинків і гуртожитків кількістю проживаючих 50 осіб і більше відносяться до II категорії.

На підприємствах побутового обслуговування до II категорії відносяться комплекси електроприемників салонів - перукарень з кількістю робочих місць 100 і більш, ательє, комбінатів з числом робочих місць 50 і більш, пралень і хімчисток продуктивністю в зміну 400 кг і більш. Електроприймачі дитячих садів і ясел відносяться II категорії.

Для електроприймачів III категорії надійності електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту чи заміни пошкодженого елемента

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

системи електропостачання, не перевищують доби. До III категорії надійності відносяться:

- організації кількістю працюючих до 50 осіб;
- бібліотеки й архіви до 100 тис. одиниць зберігання і вище;
- навчальні заклади кількістю до 200 учнів;
- магазини площею торгових залів 250 м² і менше;
- їдальні і кафе кількістю місць до 100;
- готелі кількістю місць до 200.

Відсоткове відношення електроспоживачів I, II, III категорії, щодо надійності електропостачання (на основі даних, приведених в табл. 1.1 і 1.2):

I категорія - 5% житлових будинків й 20 % комунально - побутових споживачів;

II категорія - 50% житлових будинків й 15% комунально - побутових споживачів;

III категорія- 10% комунально - побутових споживачів.

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування

Будівлі та споруди або їх частини залежно від призначення, інтенсивності грозової діяльності в районі їх розташування, а також від очікуваної кількості уражень блискавкою на рік повинні бути захищені відповідно до класифікації приміщень. Споруди ЦЖ за класифікацією є об'єктом I категорії за блискавкозахистом, захисна зона належить до типу А.

Приймаємо виконання захисту закритої підстанції металевією сіткою, розташованою на даху ЦЖ, яка з'єднується із робочим заземлювачем металевими елементами, розміщеними на фасаді споруди.

2.1.4 Характеристика джерела живлення

В умовах проектування району міста оптимальною є система напруги 110/10/0,38 кВ.

Можливе здійснення електропостачання двома способами:

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

1. Побудова нового ЦЖ, від якого буде жититися район. У цьому випадку необхідні додаткові витрати на побудову нового ЦЖ, що буде постачати електроенергією тільки проєктований район, тому що перспективи подальшого розвитку району і збільшення навантажень не передбачається. Таким чином, цей спосіб неекономічний.

2. Приєднання навантаження району до існуючого недовантаженого ЦЖ, що живить ще один однотипний район з параметрами розрахункового максимального навантаження: $P_{\max} = 28952$ кВт, $Q_{\max} = 6666,2$ квар, $S_{\max} = 30161,9$ кВА, $\cos\phi = 0,94$. На ЦЖ установлені два трансформатори потужністю по 25МВА. З урахуванням близькості розташування цього ЦЖ, приймаємо, що електропостачання району здійснюється у такий спосіб. Від підстанції 220/110 кВ ($S_{\text{кз}}=3600$ МВА) відходять повітряні ЛЕП 110 кВ до п/ст 110/10 кВ, що є центром живлення для розглянутого району. Повітряна лінія 110кВ марки АС перерізом 70 мм виконується двопровідною. Довжина ПЛ складає 10м. Від підстанції 110/10кВ до РП1 та РП2 10 кВ електропостачання здійснюється кабельними лініями: ААШвУ 3х120 довжиною 1056м та ААШвУ 3х120 довжиною 1110 м відповідно. Далі, від РП електропостачання здійснюється кабельними лініями 10 кВ до ТП 10/0,4 кВ, кількість і потужність яких визначається на підставі розрахункових навантажень району й умов електропостачання споживачів.

2.1.5 Вибір напруги розподільчої мережі

Автономні підстанції (ПС), які не підключені до загальної мережі, можуть використовуватися для постачання електроенергією промислових підприємств і приватних споживачів. Залежно від відповідальності споживачів, ТП може бути автоматизованим, тобто оснащеним пристроями для автоматичного перемикання електропостачання споживача на резервну лінію в разі аварійної відмови основної лінії.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

2.1.6 Пропозиції щодо лінійної складової приєднання до електричних мереж ОСР

Щодо пропозицій, на мою думку найкращою пропозицією щодо приєднання до електричних мереж ОСР буде нестандартне приєднання. ОСР надає послугу з нестандартного приєднання «під ключ» або нестандартного приєднання з проектуванням лінійної частини приєднання замовником відповідно до умов договору про нестандартне приєднання. Однією з істотних умов договору про нестандартне приєднання має бути визначена сторонами відповідальність за проектування лінійної частини приєднання.

2.2 Розрахунок електричних навантажень об'єкту

2.2.1 Загальна інформація щодо методики проведення розрахунку

При проектуванні системи електропостачання району міста необхідно визначити електричні навантаження елементів системи.

Розрахунок починають з визначення активного розрахункового електричного навантаження споживача, що є ймовірним максимальним навантаженням за інтервал часу 30 хвилин.

Активні і реактивні навантаження окремих споживачів залежать від багатьох змінних величин: технологічних особливостей споживачів, їхніх режимів роботи і багато чого іншого. Для житлових будинків велике значення має спосіб приготування їжі, що залежить від кількості поверхів будинку. У житлових 12-ти поверхових будинках для готування їжі передбачені газові плити. У житлових будинках більшої кількості поверхів передбачені електричні плити.

Після визначення навантажень житлових і суспільних будинків визначають навантаження районних розподільних мереж і трансформаторні; підстанцій (ТП) [2].

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

2.2.2 Вихідні дані та характеристика для проведення розрахунку

Побутові електроприлади в квартирах можна умовно розділити на наступні групи за призначенням: нагрівальні для приготування їжі, для обробки і збереження продуктів, господарські, культурно - побутові, санітарне - гігієнічні, побутові кондиціонери повітря, водонагрівачі, прилади для опалення приміщень. Житлові будинки оснащені, в основному, однофазними електроприймачами, виключення складають кондиціонери, електроводонагрівачами і прилади електроопалення, що виконуються трифазними.

У залежності від виконання технологічних операцій до силового електроустаткування комунально - побутових підприємств відносять електроприймачі механічного устаткування, електротеплового устаткування, холодильних машин, санітарно - технічних установок, зв'язку, сигналізації і пожежних пристроїв, апаратури керування й ін.

Таблиця 2.1 -Характеристика житлових будинків

Номер вводу житлового будинку	Кіл-сть поверхів	Кіл-сть квартир	Кіл-сть секцій
1,2	9	126	2
3, 88, 89	9	117	1
6, 7, 30, 31	9	117	2
8	9	163	3
9, 10	12	96	2
12	9	139	3
14, 15, 18, 37, 38, 63, 64, 68, 69, 70, 71, 79, 80, 115, 116, 129	9	108	2
16, 17, 29, 125, 126, 127, 128	9	162	3
19, 20, 23, 24, 33, 34, 51, 52, 65, 66, 76, 77, 98, 99, 100, 101, 104	9	108	3
21, 45, 46, 47, 48, 67, 78, 82, 92, 93, 113, 114	9	72	2
22, 28, 94, 95	9	180	3
35, 36	9	217	1
39	16	378	3
41, 42, 50	9	321	2
49, 72, 75	16	252	2
54, 55, 56, 57, 118, 119, 120, 121, 122	9	102	3
59, 60	9	109	3

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Продовження таблиці 2.1

83, 84	9	216	2
86, 87	9	160	3
102, 103	12	144	2
105, 106	16	126	1
109, 110	9	120	3
112	16	254	2
123	16	375	3

Таблиця 2.2 - Характеристика комунально - побутових споживачів

Номер вводу	Тип споживача	Кіл-сть поверхів	Кіл-сть розрахункових. одиниць
4	дитячий садок	2	250
11	продовольчий магазин	1	68
13	гімназія - інтернат	3	630
25	продовольчий магазин	1	100
27	універсам	2	400
32	дитячий садок	2	186
40	відділ зв'язку	1	187
43	школа	4	1250
44	школа	4	1650
53	школа	4	2032
58	продовольчий магазин	1	68
61	дитячий садок	2	190
62	школа	4	1870
74	поліклініка	4	750
81	дитячий садок	2	210
85	продовольчий магазин	1	100
90	дитячий садок	2	210
91	продовольчий магазин	1	250
96	дитячий садок	2	300
97	школа	4	1400
108	АТС	4	1120
111	дитячий садок	2	300
117	супермаркет	1	820
124	дитячий садок	2	260

2.2.3 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 0,4 кВ

Вибір числа, потужності і місця розташування ТП робимо виходячи з умов: повне розрахункове навантаження на шинах 0,4 кВ ТП повинна бути

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

близькою до потужності трансформаторів, передбачуваних до установки, з урахуванням їх коефіцієнта завантаження. Для міських розподільних мереж характерний нерівномірний графік навантаження в різні сезони року, протягом доби, незначна тривалість максимумів. Номінальна потужність кожного трансформатора повинна складати при 70% - ному завантаженню 50% сумарної розрахункової потужності споживача. Згідно ПУЕ на час ліквідації аварії, (не більше 5 діб) допускається перевантаження на 40% понад номінальну потужність на час максимумів навантаження загальною тривалістю не більш 6 г/доб. Доцільно розміщувати ТП у центрі навантажень з погляду економічності і зручності експлуатації.

При розрахунку потужності трансформаторів необхідно враховувати як технічні, так і соціально-економічні фактори (наприклад, можливе зростання рівня життя мешканців району).

При визначенні сумарного розрахункового навантаження ТП варто враховувати суміщення максимумів навантаження. Таким чином враховується не тільки величина навантаження кожного зі споживачів, але і різночасність максимумів їхнього навантаження, що здійснюється шляхом введення коефіцієнта участі споживача в максимумі навантаження.

Враховуючи нерівномірність річного графіка навантажень та незначну тривалість максимуму, допускається завантаження трансформаторів для двотрансформаторних підстанцій у нормальному режимі 90%, а в післяаварійному режимі до 180% відносно номінальної потужності.

Освітлювальне навантаження вуличного освітлення складає:

$S = 219,62 \text{ кВА}$. Це навантаження рівномірно розподілене по всіх ТП.

ТП розміщуємо в центрі потужностей з урахуванням вимог зручності експлуатації, монтажу.

Розрахункова потужність ТП визначається:

$$P_{P.TП} = P_{\max} + \sum_{i=1}^n \kappa_i \cdot P_i, \quad (2.1)$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

де κ_i - коефіцієнт участі в максимумі, котрий враховує частку електричних навантажень споруд відносно споруди з найбільшим навантаженням;

P_{\max} — найбільше навантаження, що живиться лінією (ТП).

При кількох навантаженнях, які мають рівне або близьке до рівного значення, розрахунок слід виконувати відносно того навантаження, при якому P_p виходить найбільшим.

Визначаємо розрахункове навантаження ТП1, що живити дві продовольчі магазини, дошкільний дитячий заклад, поліклініку, сім дев'ятиповерхових житлових будинків.

Визначаємо розрахунок навантаження квартир:

$$P_{\text{кв}}^{\text{заз}} = 0,61 \cdot (108 + 108 + 117 + 117 + 117 + 160 + 160) = 547,2 \text{ кВт}$$

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлових будинків визначається за формулою:

$$P_{\text{л}} = 12 + 12 + 12 + 4,75 + 4,75 + 12 + 8 = 65,5 \text{ кВт}.$$

Розрахункове навантаження житлових будинків:

$$P_{\text{ж.б}}^{\text{заз}} = 547,2 + 0,9 \cdot 65,5 = 606,15 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ж.б}}^{\text{заз}} = 547,2 \cdot 0,29 + 0,9 \cdot 65,5 \cdot 1,17 = 227,7 \text{ кВт}$$

Розрахункове навантаження громадських споруд, котрі живляться від ТП1 приведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3

№ введення	P_p , кВт	S_p , кВА
25	25	31,25
58	17	21,25
74	112,5	122,46
90	94,5	96,37

2.2.3.2 Розрахунок навантажень будинків

Визначаємо розрахункове навантаження житлових будинків:

$$P_{Ж.Б}^{ел} = 1,07 \cdot 252 = 320,04 \text{ кВт}$$

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлових будинків визначається за формулою:

$$P_{л} = 51,2 \text{ кВт}$$

Розрахункове навантаження житлових будинків:

$$P_{Ж.Б}^{ел} = 320,04 + 0,9 \cdot 51,2 = 366,12 \text{ кВт}$$

Визначаємо розрахункову потужність ТП1:

$$P_{Р.ТП} = P_{\max} + \sum_{i=1}^n \kappa_i \cdot P_i = 606,15 + 0,9 \cdot 366,12 + 0,5 \cdot 17 + 0,6 \cdot 112,5 + 0,5 \cdot 25 + 0,4 \cdot 94,5 = 1031,96 \text{ кВт}$$

Аналогічно,

$$Q_{Р.ТП} = 197,6 + 0,9 \cdot 107,9 + 0,8 \cdot 12,75 + 0,6 \cdot 22,5 + 0,5 \cdot 18,75 + 0,4 \cdot 18,9 = 335,3 \text{ квар}$$

Розрахункове навантаження на шинах ТП1:

$$S_{РТП1}^* = \sqrt{P_{РТП1}^2 + Q_{РТП1}^2} = \sqrt{1031,96^2 + 335,3^2} = 1082,99 \text{ кВА}$$

Повне навантаження на шинах ТП1:

$$S_{ТП1} = S_{осв} + S_{РТП1}^* = 1,04 \cdot 1082,99 = 1126,31 \text{ кВА}$$

де $S_{осв}$ - освітлювальне навантаження вуличного освітлення.

Таким чином вибираємо для ТП1 два трансформатори потужністю 630 кВА.

Визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора за формулою:

$$k_3 = \frac{S_{факт}}{S_{ном}}$$

де $S_{факт}$ – фактичне навантаження трансформатора, кВА;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

$$k_3 = \frac{1126,31}{2 \cdot 630} = 0,89$$

Результати розрахунку зводимо до таблиці 1.6

Таблиця 2.4- Визначення розрахункових навантажень

№ ТП	Зона дії	$P_{РТП}$, кВт	$Q_{РТП}$, кВт	$S_{ТП}^*$, кВА	$S_{ТП}$, кВА	$S_{ном}$, кВА	K_3
1	23, 24, 25, 29, 58, 72, 74, 86, 87, 88, 89, 90	1061,96	212,3	1083,0	1126,31	2х630	0,89

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				26

2	6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 22, 28	943,93	188,79	962,6	1010,75	2x630	0,802
---	--------------------------------	--------	--------	-------	---------	-------	-------

Продовження таблиці 2.4

3	1, 2, 3, 4, 13, 14, 15, 16, 17, 18	1063,58	212,72	1084,6	1138,87	2x630	0,9
4	44, 49, 50	875,09	253,8	911,1	956,71	2x630	0,76
5	19, 20, 21, 27, 37, 38, 39, 40	980,94	284,47	1021,4	1072,42	2x630	0,851
6	30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 41, 42, 43, 51, 52	915,88	183,18	934,02	980,72	2x630	0,77
7	53, 54, 55, 56, 57, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71	980,8	196,16	1000,22	1050,23	2x630	0,830
8	91, 102, 103, 104, 109, 110	915,5	265,5	953,2	1000,88	2x630	0,790
9	98, 99, 100, 101, 105, 106	885,00	256,70	921,60	967,50	2x630	0,77
10	112, 117, 123	852,94	247,35	888,08	932,45	2x630	0,74
11	83, 84, 111, 124, 125, 126, 127, 128, 129	986,40	197,28	1005,93	1056,23	2x630	0,84
12	76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 92, 93, 94, 95, 96, 97	931,20	186,24	949,60	997,10	2x630	0,79
13	62, 108, 113, 114, 115, 116, 118, 119, 120, 121, 122	836,78	167,356	853,35	896,02	2x630	0,71
14	45, 46, 47, 48, 59, 60, 61, 63, 64, 75, 85	890,90	178,20	908,50	953,97	2x630	0,76

Таблиця 2.5 Параметри трансформатора [23].

Тип	$S_{тр.мах}$ кВА	Напруга, кВ		Втрати, ΔP , кВт		$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМ 2x630	630	10	0,4	2,27	7,60	5,5	2,0

2.2.4 Розрахунок електричних навантажень струмоприймачів на нарузі 10 кВ

Розподіл електроенергії від ЦЖ чи РП до районних ТП здійснюється по розподільчих мережах 10 кВ. Для електропостачання міських споживачів у великих містах застосовують двопроточну схему розподільчої мережі. Ця схема передбачає живлення кожної ТП двома кабельними лініями (променями) від двох джерел живлення. У кожному ТП встановлюється по 2 трансформатори. При зникненні напруги 10 кВ на одному з трансформатори або виходу одного трансформатора з ладу все навантаження ТП автоматично переключиться на трансформатор, що залишився в роботі.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ		Арк.
							27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Розрахункові активні навантаження розподільних мереж 10 кВ визначаються за формулою:

$$P_{pl} = k_{mTP} \cdot \sum_{i=1}^n P_{TPi} \quad (2.2)$$

де P_{TPi} - розрахункове навантаження i -го трансформатора ТП, приєднаного до даної ділянки лінії, кВт;

k_{mTP} - коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів

Зробимо розрахунок лінії РП1-ТП4-ТП1-ТП2-ТП3:

$$P_{ТП2-ТП3} = \frac{P_{ТП3}}{2} \cdot K_{m.ТП} \quad (2.3)$$

$$P_{ТП1-ТП2} = \frac{P_{ТП2} + P_{ТП3}}{2} \cdot K_{m.ТП} \quad (2.4)$$

$$P_{ТП4-ТП1} = \frac{P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3}}{2} \cdot K_{m.ТП} \quad (2.5)$$

$$P_{РП1-ТП4} = \frac{P_{ТП4} + P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3}}{2} \cdot K_{m.ТП} \quad (2.6)$$

$$P_{ТП2-ТП3} = 0,9 \cdot \frac{1063,6}{2} = 478,62 \text{ кВт};$$

$$P_{ТП1-ТП2} = 0,85 \cdot \frac{1063,6 + 943,93}{2} = 853,2 \text{ кВт};$$

$$P_{РП1-ТП4} = 0,8 \cdot \frac{875,09 + 1062 + 1063,6 + 943,93}{2} = 1577,848 \text{ кВт}.$$

Розраховуємо реактивну потужність за формулою:

$$Q_{ТП2-ТП3} = \frac{Q_{ТП3}}{2} \cdot K_{m.ТП} \quad (2.7)$$

$$Q_{ТП1-ТП2} = \frac{Q_{ТП2} + Q_{ТП3}}{2} \cdot K_{m.ТП} \quad (2.8)$$



Рисунок 2.1 Магістральна двопротенева схема

$$Q_{ТП4-ТП1} = \frac{Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3}}{2} \cdot K_{М.ТП} \quad (2.9)$$

$$Q_{ТП1-ТП4} = \frac{Q_{ТП4} + Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3}}{2} \cdot K_{М.ТП} \quad (2.10)$$

$$Q_{ТП2-ТП3} = 0,9 \cdot \frac{212,715}{2} = 95,72 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП1-ТП2} = 0,85 \cdot \frac{188,785 + 212,715}{2} = 170,638 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП4-ТП1} = 0,8 \cdot \frac{21,3 + 188,785 + 212,715}{2} = 245,52 \text{ кВт};$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

$$Q_{РП1-ТП4} = 0,8 \cdot \frac{25,8 + 212,3 + 188,785 + 212,715}{2} = 347,12 \text{ кВт};$$

Розраховуємо повну потужність за формулою:

$$S_i = \sqrt{Q_i^2 + P_i^2} \quad (2.11)$$

Інші лінії розраховуються аналогічно. Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахункові навантаження лінії 10 кВ

№ лінії	Ділянка	$\Sigma P_{р\text{ТП}}$, кВт	k_0	P_p , кВт	Q_p , кВт	S_p , кВт
01-4	РП1-ТП4	3944,62	0,8	1577,848	347,12	1615,579
4-1	ТП4-ТП1	3069,53	0,8	1227,81	245,52	1252,117
1-2	ТП1-ТП2	2007,53	0,85	853,2	170,638	870,096
2-3	ТП2-ТП3	1063,6	0,9	478,62	95,72	488,098
01-6	РП1-ТП6	2877,62	0,8	1151,05	265,52	1181,276
6-5	ТП6-ТП5	1961,74	0,85	833,739	204,268	858,398
5-7	ТП5-ТП7	980,8	0,9	441,36	88,272	450,100
02-10	РП2-ТП10	2653,44	0,8	1061,376	307,86	1105,123
10-8	ТП10-ТП8	1800,5	0,85	765,213	221,935	796,747
8-9	ТП8-ТП9	885	0,9	398,25	115,515	414,665
02-11	РП2-ТП11	3645,28	0,8	1458,112	291,63	1486,989
11-13	ТП11-ТП13	2658,88	0,8	1063,552	212,718	1084,62
13-14	ТП13-ТП14	1822,1	0,85	774,393	154,887	789,73
14-12	ТП14-ТП12	931,2	0,9	419,04	83,808	427,338

Активне розрахункове навантаження на шинах РП визначаються за формулою:

$$P_{РП} = k_{см} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ТП} \quad (2.12)$$

де $k_{см}$ - коефіцієнт суміщення максимумів навантажень міських мереж і промислових підприємств. У даному випадку від РП живляться тільки міські споживачі, тому коефіцієнт не враховується.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Таким чином, визначаємо навантаження на шинях 10 кВ РП.

$$P_{PPI} = 875,09 + 1062 + 943,93 + 1063,6 + 915,88 + 980,94 + 980,8 \\ = 6822,24 \text{ кВт};$$

$$P_{PPI2} = 915,5 + 885 + 852,94 + 986,4 + 931,2 + 836,78 + 890,9 = 6298,72 \text{ кВт};$$

$$Q_{PPI} = 212,3 + 188,79 + 212,72 + 253,8 + 284,47 + 183,18 + 196,16 = 1531,42 \text{ квар}$$

$$Q_{PPI2} = 265,5 + 256,7 + 247,35 + 197,28 + 186,24 + 167,356 + 178,2 = 1489,626 \text{ квар}$$

Втрати потужності у трансформаторі:

$$\Delta P_{T1} = 0,02 \cdot P_{PPI} = 0,02 \cdot 6822,24 = 136,44 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{T2} = 0,02 \cdot P_{PPI2} = 0,02 \cdot 6298,72 = 126 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T1} = 0,1 \cdot Q_{PPI} = 0,1 \cdot 1531,41 = 153,14 \text{ квар}$$

2.2.5 Розрахунок електричних навантажень житлових та суспільних будинків

В основу розрахунків навантажень житлових будинків та споруд покладено навантаження одного споживача, яким є квартира. Для цього застосовують поняття коефіцієнта одночасності залежно від одиниць житла.

Розрахункове навантаження квартир визначається за формулою:

$$P_{кв} = P_{квпит} \cdot n_{кв} \quad (2.13)$$

$$Q_{кв} = P_{квпит} \cdot tg\varphi \quad (2.14)$$

де $P_{квпит}$ - питоме навантаження квартири, яка визначається за таблицею 2.1 [1] залежно від прийнятого рівня електрифікації побуту та кількості квартир;

$n_{кв}$ - кількість квартир.

Діючі нормативні значення питомих навантажень для багатоповерхових споруд, залежно від рівня електрифікації побуту, приведені в довідниковій літературі з електропостачання [1].

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку побутових установок визначається за формулою:

$$P_{л} = K_{л} \cdot \sum P_{ли}, \quad (2.15)$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

$$Q_{\text{л}} = P_{\text{л}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.16)$$

де $P_{\text{л}}$ — встановлена потужність електродвигуна ліфтових установок за паспортом, кВт.

$K_{\text{л}}$ - коефіцієнт попиту для ліфтів, що визначається залежно від кількості ліфтових установок та поверхів будинку.

У дванадцяти поверхових будинках та вищих використовуються двигуни:

АС-32-6/24 з $P_{\text{л}} = 7 \text{ кВт}$ - для перевезення пасажирів та $P_{\text{л}} = 9 \text{ кВт}$ - вантажні.

Коефіцієнт потужності для двигунів ліфтових установок:

$$\cos \varphi = 0,6$$

$$\operatorname{tg} \varphi = 1,33$$

У дев'ятиповерхових будинках використовуються двигуни: АС-32-5/24 з $P_{\text{л}} = 5 \text{ кВт}$ - для перевезення пасажирів.

Розрахункове навантаження житлового будинку визначається за формулою:

$$P_{\text{ЖБ}} = P_{\text{КВ}} + 0,9 \cdot P_{\text{С}}, \quad (2.17)$$

де 0,9 - коефіцієнт суміщення максимуму навантаження квартир і силового навантаження.

$P_{\text{С}}$ - розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку побутових установок

Для вибору параметри електричних мереж житлових будинків визначаємо повну потужність:

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

$$Q_{\text{ЖБ}} = P_{\text{ЖБ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.18)$$

Розглянемо визначення розрахункового навантаження на прикладі дев'ятиповерхового будинку (уведення №1 - житловий будинок з газовими плитами):

$$P_{\text{КВ}} = P_{\text{квтит}} \cdot n_{\text{КВ}} = 0,966 \cdot 126 = 121,72 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{КВ}} = P_{\text{квтит}} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 121,716 \cdot 0,29 = 35,29 \text{ квар}$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

$$P_{\text{л}} = K_{\text{п}} \cdot \sum P_{\text{лi}} = 0,8 \cdot 2 \cdot 5 = 8 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{л}} = P_{\text{л}} \cdot \text{tg} \varphi = 8 \cdot 0,29 = 2,32 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{жб}} = P_{\text{кв}} + 0,9 \cdot P_{\text{с}} = 121,72 + 0,9 \cdot 8 = 128,92 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{жб}} = \sqrt{P_{\text{жб}}^2 + Q_{\text{жб}}^2} = \sqrt{128,92^2 + 37,62^2} = 134,29 \text{ кВА}$$

$$Q_{\text{жб}} = 35,29 + 2,32 = 37,62 \text{ кВА}$$

Результати розрахунку зводимо в таблицю 2.7

Таблиця 2.7 Розрахунок навантажень житлових будинків

№ вводу	Кіл-сть поверхів	кіл-сть квартир	кіл-сть секцій	$P_{\text{квпит}}$, кВт/кварт	$K_{\text{с}}$	$P_{\text{л}}$, кВт	$Q_{\text{л}}$, квар	$P_{\text{жб}}$, кВт	$Q_{\text{жб}}$, квар	$S_{\text{жб}}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1, 2	9	126	2	0,97	0,80	8,00	2,32	128,92	37,62	134,29
3, 88, 89	9	117	1	0,98	0,95	4,75	1,38	118,70	34,56	123,63
6, 7, 30, 31, 71	3	117	2	0,77	0,80	8,00	2,35	97,52	28,51	101,61
8, 86, 87	9	163	3	0,92	0,80	12,00	3,48	160,43	46,87	167,14
9, 1	12	96	2	1,35	0,80	51,20	10,24	175,58	36,14	179,26
12	9	139	3	0,95	0,80	12,00	3,48	142,71	41,73	148,69
14, 15, 16, 37, 38, 63, 64, 68	9	108	2	0,99	0,80	8,00	2,32	114,01	33,30	118,77
69, 70, 71, 79, 80, 115, 116, 129	9	108	2	0,99	0,80	8,00	2,32	114,01	33,30	118,77
16, 17, 18, 29, 125, 126, 127, 128	9	162	3	0,92	0,80	12,00	3,48	159,68	46,65	166,35
19, 20, 23, 24, 33, 34, 51, 52, 65, 66, 76, 77, 98, 99, 100, 101, 104	9	108	3	0,99	0,80	12,00	3,48	7,61	54,46	122,56
21, 45, 46 47, 48, 67 78, 82, 92 93, 113, 114	9	72	2	1,10	0,80	8,00	2,32	86,26	25,25	89,87
22, 28, 94, 95	9	180	3	0,90	0,80	12,00	3,48	172,08	50,25	179,27
35, 36	9	217	1	0,86	0,95	4,75	1,38	190,68	55,43	198,57
39	16	378	3	1,32	0,75	72,00	14,40	563,00	114,00	574,44
41	9	321	9	0,79	0,80	8,00	2,32	261,11	75,95	271,93

Продовження таблиці 2.7

42,5	9	321	3	0,79	0,80	12,00	3,48	264,71	77,11	275,71
49, 72, 75	16	252	2	1,36	0,80	51,20	10,24	389,30	78,88	397,22
54, 55, 56, 57, 118, 119, 120, 121, 122	9	102	3	1,00	0,80	12,00	3,48	112,49	32,97	117,22
59, 6	9	109	3	0,99	0,80	12,00	3,48	118,60	34,77	123,6
83, 84	9	216	2	0,86	0,80	8,00	2,32	192,74	56,13	132,24

2.2.5.1 Розрахунок допоміжних приміщень об'єкту проектування

Окрім житлових будинків, на території району міста розміщені громадські будинки і споруди. Їх навантаження, як правило, розраховується індивідуально. у процесі розробки проектів їх внутрішнього електрообладнання.

Для об'єктів масового будівництва, що споруджуються за типовими проектами, розрахункові електричні навантаження громадських будинків, споруд, приміщень допускається орієнтовно визначати за узагальненими питомими навантаженнями.

Таким чином розрахункове навантаження громадських будинків і споруд визначається за формулою:

$$P_p = P_{\text{пнт}} \cdot n \quad (2.19)$$

де $P_{\text{пнт}}$ - питоме навантаження громадських будинків і споруд,

n - характеристика громадських будинків і споруд, кількість розрахункових одиниць

Розраховуємо навантаження дитячого дошкільного закладу (Ввод №4):

$$n = 250 \text{ місць}, P_{\text{пнт}} = 0,45 \text{ кВт/ місце}, \cos \varphi = 0,98, \text{tg} = 0.2$$

- розрахункове активне навантаження:

$$P_p = P_{\text{пнт}} \cdot n = 0,45 \cdot 250 = 112,5 \text{ кВт}$$

- розрахункове реактивне навантаження:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg} \varphi = 112,5 \cdot 0,2 = 22,5 \text{ квар}$$

- навантаження на введення в дошкільний заклад:

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						34

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{112,5^2 + 22,58^2} = 114,728 \text{ кВА}$$

Результати розрахунку зводимо в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Розрахунок навантаження суспільних будинків

№ ввода	Тип споживачів	кіль-сть. розрах. одиниць	Рпит. кВт/мест (кВт/м ²)	cosφ	tg φ	Р _{розрах.} кВт	Q _{розрах.} квар	S _{розрах.} кВт А
4	дитячий садок	250	0,45	0,98	0,2	112,5	22,5	114,73
11	Продовольчий магаз.	68	0,25	0,8	0,75	17	12,75	21,25
13	гімназія-інтернат	630	1,1	0,95	0,33	693	228,7	729,76
25	продовольчий магазин	100	0,25	0,8	0,75	25	18,75	31,25
27	універсам	400	0,2	0,85	0,62	80	49,6	94,13
32	дитячий садок	186	0,45	0,48	0,2	83,7	16,74	85,36
40	відділ зв'язку	187	0,05	0,4	0,48	9,35	4,488	10,37
43	школа	1250	0,25	0,45	0,33	312,5	103,1	329,08
44	школа	1650	0,25	0,45	0,33	412,5	136,1	434,38
53	школа	2032	0,25	0,45	0,33	508	167,6	554,95
58	продовольчий	68	0,25	0,8	0,75	17	12,75	21,25
61	дитячий садок	140	0,45	0,48	0,2	85,5	17,1	87,19
62	школа	1870	0,25	0,95	0,53	467,5	154,3	442,30
74	поліклініка	750	0,15	0,42	0,43	112,5	48,38	122,46
81	дитячий садок	210	0,45	0,98	0,2	94,5	18,9	96,37
85	продовольчий	100	0,25	0,8	0,75	25	18,75	51,25
90	дитячий садок	210	0,15	0,98	0,2	915	18,9	96,37
91	продовольчий	250	0,25	0,8	0,75	62,5	46,88	78,13
96	дитячий садок	300	0,45	0,98	0,2	135	27	137,67
97	школа	1400	0,25	0,95	0,53	350	115,5	368,57
108	АТС	1120	0,05	0,9	0,48	56	26,88	62,12
111	дитячий садок	300	0,45	0,9	0,2	135	27	137,67
117	супермаркет	820	0,2	0,85	0,62	164	101,7	192,96
124	дитячий садок	260	0,45	0,98	0,2	117	23,4	119,32

2.2.5.2 Зовнішнє освітлення

Для надійної роботи освітлювальних установок і їхньої економічності велике значення має правильний вибір світильника. При виборі необхідно враховувати умови навколишнього середовища, у якій буде працювати світильник, необхідне розподіл світлового потоку в залежності від призначення й економічність самого світильника. У даному випадку для

нормальної роботи світильника необхідний захист по класі IP53 із захистом від шкідливих відкладень пилу і від дощу з кутом падіння до 60° до вертикалі. Якщо обраний світильник конструкційно не відповідає умовам зовнішнього середовища, це може привести до його надмірного запилення, унаслідок чого зменшується світловий потік, випромінюваний їм; виникненню корозії металевих частин і передчасному виходу його з ладу; до ушкодження ізоляції проводів (може виникнути коротке замикання між чи проводами на корпус світильника).

Головним світлотехнічним показником світильника є розподіл сили світла у просторі. Більшість світильників розподіляють силу світла симетрично. Неправильний вибір світильників по світлорозподілом призводить до неекономічного використання світлового потоку джерел світла і зростання встановленої потужності освітлювальної установки. За рівних умов віддають перевагу світильникам з високим ККД, незважаючи на їх більш високу вартість. Ці додаткові витрати швидко окуповуються за рахунок економії електроенергії.

Ртутні лампи ДРЛ, які мають великий одиничними світловий потік, застосовуються для освітлення вулиць і площ у великих містах. При їх застосуванні різко знижується кількість встановлюваних освітлювальних приладів, що спрощує розподільну мережу, зменшує монтажні роботи і знижує витрати на експлуатацію. Тому для зовнішнього освітлення району використовуємо світильники типу Н/SGS і 102 з лампами ДРЛ.

Ці світильники економічно споживають електроенергію, прості в експлуатації, мають вбудовану пускорегулювальну апаратуру, досить дешеві. Світильники розраховані на лампи з цоколем типу E27 і E40. Корпус світильника виконаний з поліпропілену, укріпленого скловолокном з метою захисту матеріалу від впливу високих температур і вогню. Як джерело світла

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

використовуються лампи високого тиску типу SON-T/SON-T PLUS потужністю 250 Вт фірми PHILIPS, із світловим потоком 28000 лм.

Розрахунок вуличного освітлення виконуємо за допомогою точкового методу. Для даного типу світильників світловий потік визначають за формулою:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E \cdot k \cdot h^2 \cdot r^2}{\sum e} \quad (2.20)$$

де h, x, y - координати світильника, м.

Приймаємо $E = 2 \text{ лк}, k = 1,5, h = 6, x : h = 2,0$. По [3] знаходимо при таких параметрах $r^3 = 4,27$

З вище наведеної формули знаходимо освітленість:

$$\sum e = \frac{1000 \cdot 2 \cdot 1,5 \cdot 36 \cdot 4,27}{28000} = 16,5 \text{ лк};$$

Освітленості 16,5 лк відповідає $y : h = 1,5$, тоді $L = 2 \cdot y = 2 \cdot 1,5 \cdot 6 = 18 \text{ м}$ - довжина поверхні, що освітлюється одним світильником. Визначимо площу, що освітлює один світильник:

$$S_{\text{св}} = 18 \cdot 12 = 216 \text{ м}^2.$$

Незабудована площа району приблизно 165 тис.м², визначимо необхідну кількість світильників:

$$N = \frac{164710}{216} \approx 763 \text{ шт};$$

Отже загальна потужність зовнішнього освітлення:

$$P_{\text{заг.осв}} = 763 \cdot 250 = 190,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{заг.осв}} = 190,8 \cdot 0,57 = 108,77 \text{ квар};$$

$$S_{\text{заг.осв}} = \sqrt{190,8^2 + 108,77^2} = 219,62 \text{ кВА}.$$

Виконуємо розрахунок і мережі живлення вуличного освітлення мікрорайону. Відповідно до вимог ПУЕ, живлення зовнішнього освітлення повинне здійснюватися безпосередньо від трансформаторних підстанцій.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Світильники вуличного освітлення приєднують до самостійних проводів або до спеціально призначеного для цього фазних і нульового робочого проводів міської електричної мережі. Таким чином, групові щити освітлення, що живлять світильники, розташовуємо на кожній з чотирнадцяти ТП, розділяючи навантаження порівну. Живлячі лінії виконуються кабелями марки АВВГ. Струм у живлячій лінії визначаємо за формулою:

$$I_{\max} = \frac{P}{14\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \phi} = \frac{190,8}{14\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,98} = 20,71;$$

По I_{\max} для кабелів марки АВВГ, прокладених в землі за табл. 7.10 [2] приймаємо чотири жили перерізом 25 мм^2 , $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$.

Живлення світильника від щитка виконуємо проводом АПВ.

$$I_{\max} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \phi} = \frac{0,98}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 1} = 0,38 \text{ А}$$

Приймаємо провід АПВ перерізом 2,5.

Номінальний струм теплового розчіплювача автомата $I_{\text{розч}} \geq I_{\max}$.

По табл. 6.10 [2] приймаємо автоматичний вимикач АЗ710Б, розрахований на номінальний струм 160 А, з номінальним струмом електромагнітного розчіплювача 80 А.

Перевіряємо прийнятий переріз з умов нагрівання на відповідність захисному апарату. Мережа захищена від коротких замикань ($k_z = 1$):

$$I_{\text{доп.пров}} \geq k_z \cdot I_{\text{розч}} = 1 \cdot 80 = 80 \text{ А}, \quad 160 \text{ А} > 80 \text{ А},$$

умова виконується, отже, переріз вибрано правильно.

Відповідно до табл 5.1 [2] за типом автоматичного вимикача вибираємо щиток освітлювальний ЩО31-21. Вони призначені для розподілу електроенергії, захисту від перевантажень і струмів короткого замикання освітлювальних мереж, а також для нечастих оперативних вмикань і відключення електричних ланцюгів. Щитки встановлюють стаціонарно на вертикальних площинах будівельних конструкцій чи у ніші стін всередині

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

будівель. Приєднання до мережі живлення - за допомогою клемних колодок.
Ступінь захисту - IP43

2.3 Вибір трансформаторів і засобів компенсації реактивної потужності

2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції

Для нашого об'єкту, за таблицею 3.4 [2] були обрані два трифазних двообмоткових трансформатори з розчіпленими обмотками типу ТРДН-25000/110, котрий має задовольняти такі умови:

- у нормальному режимі:

$$2 \cdot S_{TP.ЦЖ} > S_{P.TP.ЦЖ} \quad (2.21)$$

- у післяаварійному режимі:

$$K_{пер} = \frac{S_p}{S_{тр}} \quad (2.22)$$

$K_{пер}$ - коефіцієнт перенавантаження.

Таким чином:

$$2 \cdot 25000 > 30164,901$$

$$50000 > 30164,901$$

$$K_{пер} = \frac{S_p}{S_{тр}} = \frac{30164,901}{25000} = 1,206, \text{ що не перевищує припустимих значень.}$$

Таблиця 2.9 Параметри трансформатора [22].

Тип	Схема і група з'єднання	$S_{TP \max}$ мва	Напруга, кВ			Втрати, кВт		$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %
			ВН	НН1	НН2	XX	КЗ		
ТРДН – 25000/110	Yн/Δ-Δ—11-11	25	115	10,5	10,5	25	120	10,5	0,45

Номинал трансформатора був вибраний виходячи із загальної потужності району міста, яка в свою чергу була розрахована в п. 2.2.4. Але оскільки нам потрібно компенсувати реактивну потужність, вона буде визначатися в залежності від потужності і кількості батарей статичних конденсаторів.

2.3.2 Вибір повітряної лінії на напрузі до 1000 В

Вибір перерізу ПЛ необхідно перевірити на механічну міцність та перевірити за умовами коронування.

Згідно табл. 2.5.5 [4] Київ належить до III зони по ожеледиці (нормативна товщина стін ожеледиці складає 15мм). Таким чином мінімальний діаметр проводів ПЛ за умовами коронування складає 70мм².

За табл. 2.5.4 [2] мінімально допустимий переріз ПЛ за умовами механічної міцності складає 35 мм².

Визначаємо розрахунковий струм (в нормальному та післяаварійному режимі) у ПЛ напругою 110 кВ, якою здійснюється живлення ЦЖ від підстанції 220/110 кВ.

- в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{30161,901}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 79,15 A$$

- в післяаварійному режимі:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{30161,901}{\sqrt{3} \cdot 110} = 158,3 A$$

За табл. 7.35 [2] обираємо ПЛ перерізом 70 мм² із допустимим струмом навантаження на один провід $I_{доп} = 265 A$, довжиною $l = 10 \text{ км}$. Оскільки вибраний переріз є мінімально допустимим і відповідає всім умовам то остаточно вибираємо двопровідну ПЛ АС перерізом 70 мм².

2.3.3 Обґрунтування виду виконання та компенсації підстанції

Під час обрання силового трансформатора, для забезпечення потреб електроприймачів, з метою підтримки вітчизняного виробника та забезпечення об'єкту, якісним обладнанням, було зроблено вибір на трансформаторі типу ТРДН – 25000/100 виробника ОАО «Электрозавод», та введена система управління якістю, та відповідає наступним стандартам:

Умови експлуатації: ГОСТ 15150-69;

Вимоги техніки безпеки: ГОСТ 11677-85; та ГОСТ 12.2.007.2-75;

Трансформатор для внутрішньодержавних поставок: ГОСТ 12965-93;

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

2.4 Визначення центра навантаження об'єкта проектування

Для вибору місця розміщення РП необхідно побудувати картограму електричних навантажень. Визначаємо центр навантажень за формулою:

$$X_{ц.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad (2.23)$$

$$Y_{ц.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad (2.24)$$

де $X_{ц.н}, Y_{ц.н}$ – координати ТП ;

P_i – активна потужність i -ї ТП

Таблиця 2.10 - Дані для розрахунку місця розміщення РП

	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4	ТП5	ТП6	ТП7
Х, м	450	285	220	483	165	362	406
У, м	985,6	776,6	550	600,6	418	396	220
Р, кВт	1061,96	943,94	1063,58	875,09	980,94	915,88	980,8

Таким чином отримаємо:

$$X_{ц.н} = \frac{0,450 \cdot 1061,96 + 0,295 \cdot 943,94 + 0,220 \cdot 1063,58 + 0,483 \cdot 875,09 + 0,165 \cdot 980,94 + 0,362 \cdot 915,88 + 0,406 \cdot 980,8}{1061,96 + 943,94 + 1063,58 + 875,09 + 915,88 + 980,8 + 980,94} = 0,3386_{км} = 338_{м}$$

$$Y_{ц.н} = \frac{0,986 \cdot 1061,96 + 0,777 \cdot 943,94 + 0,550 \cdot 1063,58 + 0,60 \cdot 875,09 + 0,418 \cdot 980,94 + 0,396 \cdot 915,88 + 0,220 \cdot 980,8}{1061,96 + 943,94 + 1063,58 + 875,09 + 915,88 + 980,8 + 980,94} = 0,569_{км} = 569_{м}$$

2.5 Розрахунок живлячих і розподільчих мереж

2.5.1 Вибір схеми розподільчої мережі

При побудові міської живлячої мережі повинні дотримуватися вимоги ПУЕ. Згідно ПУЕ живильні мережі напругою вище 1000 В у всіх випадках

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

споруджуються по схемах з автоматичним резервуванням введів в РП. Живлячі лінії, як правило виконуються кабелями з алюмінієвими жилами максимальним перетином 185 - 240 мм², це зменшує кількість лінійних осередків у розподільчому пристрої ЦП.

2.5.2 Обґрунтування встановлення розподільчих пунктів високої напруги

У даному випадку живлення РП здійснюється по двом лініям (рис. 2.2), підключеним до різних секцій шин ЦЖ і несучим по половині навантаження РП кожна.

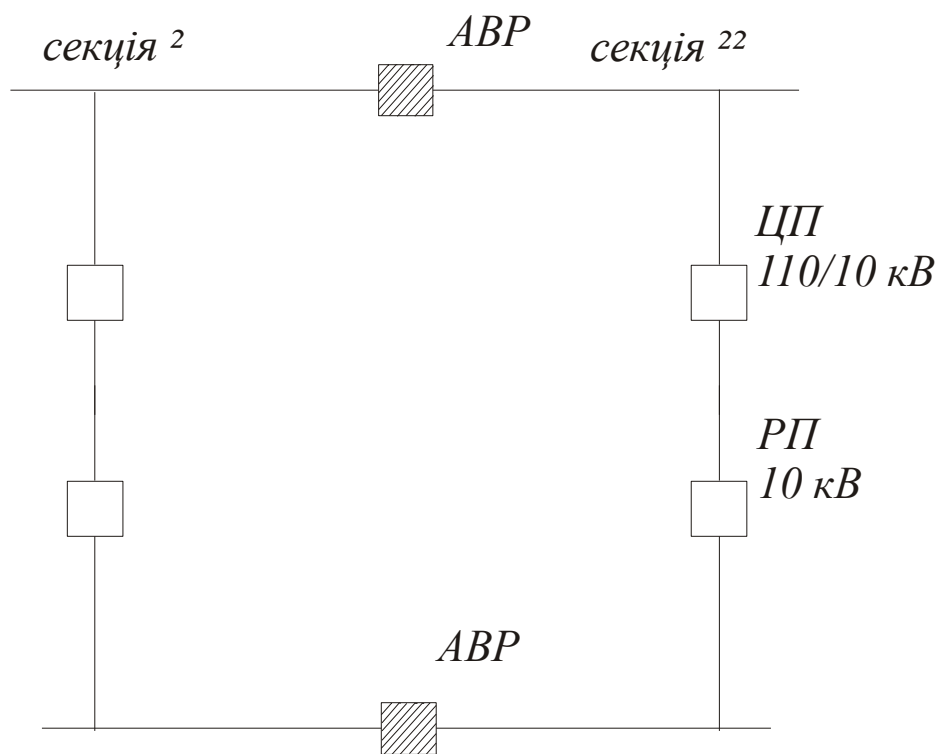


Рисунок 2.2 Схема мережі живлення 10 кВ

2.5.3 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 10 кВ

При проектуванні електричних мереж важливо забезпечити найменшу вартість електроенергії. Це залежить від обраних перерізів проводів. Якщо їх знизити, то втрати енергії зростуть, якщо збільшити - зменшиться вартість втраченої електроенергії. Однак це приводить до зросту первісних капітальних витрат на спорудження мережі.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Подальші розрахунки ведемо в такому порядку.

Активна потужність $P_{муч,i}$ кожної i -ї ділянки мережі формується активними навантаженнями трансформаторів декількох ТП (включаючи втрати потужності в трансформаторах), що протікають по цій ділянці і визначаються по формулі:

де $P_{\text{м.}}$ – максимальна активна потужність i -го трансформатора, кВт;

$K_{\text{н.м.}}$ - коефіцієнт неспівпадання максимумів навантажень, що залежить від числа одночасно працюючих трансформаторів і що визначається по [1].

Визначення максимальної реактивної потужності кожної i -ї ділянки мережі $Q_{\text{м}}$ розраховується по формулі

$$Q_M = K_{н.м.} \sum_{i=1}^n (Q_M), \quad (2.26)$$

По величинам P_M і Q_M знаходяться S_M і I_M . Вибір перерізів кабелів робимо по допустимому нагріву в нормальному і післяаварійному режимах.

Згідно (2.25) та (2.26) маємо,

$$P_M = 0,85 \cdot (1061,96 + 943,93 + 1063,58 + 875,09) / 2 = 1676,44 \text{ кВт},$$

$$Q_M = 0,85 \cdot (212,3 + 188,78 + 212,72 + 253,8) / 2 = 368,73 \text{ квар}.$$

$$S = \sqrt{(1676,44^2 + 368,73^2)} = 1716,51 \text{ кВА}$$

Розраховуємо значення струму

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_p = \frac{1716,51}{\sqrt{3} \cdot 10} = 99,1 \text{ А}$$

За отриманим значенням струму вибираємо кабель ААШвУ-3х50мм² з $I_{н.доп} = 140 \text{ А}$.

Необхідно зробити перевірку по допустимому струмі і по нагріву в нормальному і післяаварійному режимах.

Для цього повинна дотримуватися умова:

$$I_{доп} \geq I_{роз} \quad (2.27)$$

Допустимий струм, що пропускається кабелем:

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{н.доп} \quad (2.28)$$

де k_1 - поправочний коефіцієнт, котрий враховує число кабелів, що поруч прокладаються [2],

k_2 - коефіцієнт, що враховує питомий тепловий опір ґрунту [2], таблиця 7.17

Виконаємо перевірку в післяаварійному режимі:

$$1,3 \cdot I_{доп} \geq I_{н/а} \quad (2.29)$$

Для перевірки за термічною стійкістю струму к.з. повинна виконуватися умова:

$$F \geq F_M = \sqrt{B_K} \cdot \frac{10^3}{C_T} \quad (2.30)$$

де C_T - термічний коефіцієнт;

B_K - тепловий імпульс струму к.з.,

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

$$B_K = I_{\infty}^2 \cdot t_{откл} \quad (2.31)$$

де I_{∞} - діюче значення сталого струму к.з. - з п.

Перевіряємо по допустимому струмі в нормальному і післяаварійному режимі:

$$I_{P \cdot 01-4} = \frac{S_{01-4}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.32)$$

$$I_{P \cdot 01-4, n/a} = \frac{2 \cdot S_{n/a, 01-4}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.33)$$

$$I_{P \cdot 01-4} = \frac{1716,51}{\sqrt{3} \cdot 10} = 99,1 A$$

$$I_{P \cdot 01-4, n/a} = \frac{2 \cdot 1716,51}{\sqrt{3} \cdot 10} = 198,2 A$$

$$I_{доп} = 140 \cdot 1,13 \cdot 0,9 = 142,38 A;$$

$$I_{доп. п / A} = 140 \cdot 1,13 \cdot 1,3 = 205,66 A;$$

Очевидно, що:

$$I_P = 93,275 A < I_{доп} = 140 A;$$

$$I_{P.п / A} = 186,551 A < I_{доп. п / A} = 205,66 A;$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість струмам к.з.:

$$B_K = 4,63^2 \cdot 0,6 = 12,86;$$

$$F_m = \frac{\sqrt{12,86} \cdot 10^3}{85} = 42,193 \text{ мм}^2;$$

$$F = 50 \text{ мм}^2 > F_T = 42,193 \text{ мм}^2;$$

отже, умови всіх перевірок виконуються і кабель обраний вірно.

Остаточного приймаємо два кабелі типу ААШвУ 3х50.

Розрахунки інших кабельних ліній зводимо в таблицю 2.11

Таблиця 2.11– Розрахунки інших кабельних ліній

№ лінії	F _т , мм ²	I _р , А	I _{доп} , А	I _{н.доп} , А	I _{доп.п/а} , А	I _{п/а} , А	кіл-ть.	Марка ААШвУ і переріз
1	4	5	6	7	8	9	10	11
01-4	42,19	99,1	142,3	140	205,66	198,2	2	3х50
4-1	42,19		142,3	140	205,66		2	3х50
1-2	42,19		142,3	140	205,66		2	3х50
2-3	42,19		142,3	140	205,66		2	3х50
РП1-ЦЖ	43,9	147,7	271,2	240	352,5	295,4	2	3х120

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ				Арк.
									45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Продовження таблиці 2.11

01-6	42,19	68,20	142,3	140	205,66		2	3x50
6-5	42,19		142,3	140	205,66		2	3x50
5-7	42,19		142,3	140	205,66		2	3x50
РП2-ЦЖ	43,9	136,4	271,2	240	352,5	272,7	2	3x120
02-01	42,19	63,8	142,3	140	205,66	127,6	2	3x50
10-8	42,19		142,3	140	205,66		2	3x50
8-9	42,19		142,3	140	205,66		2	3x50
02-11	42,19	85,85	142,3	140	205,66	171,7	2	3x50
11-13	42,19		142,3	140	205,66		2	3x50
13-14	42,19		142,3	140	205,66		2	3x50
14-12	42,19		142,3	140	205,66		2	3x50

Втрати потужності в КЛ 10 кВ визначаються за формулою:

$$\Delta P = 3 \cdot R_0 \cdot l \cdot I_p^2 \cdot 10^3 \cdot n \quad (2.34)$$

де R_0 – активний питомий опір кабелю відповідного перерізу, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

I_p – розрахунковий струм у лінії, А;

n – кількість кабелів .

Розрахунки втрат потужності в кабельних лініях зводимо до табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахунок втрат потужності в КЛ

Кабельна лінія	F, мм ²	R ₀ , Ом/км	l, км	I _p , А	n	ΔP, кВт
1	2	3	4	5	6	7
01-4	3x50	0,62	0,143	99,1	2	4,62
1-2	3x50	0,62	0,242	50,23	2	2,27
2-3	3x50	0,62	0,22	29,54	2	0,71
РП1-ЦЖ	3x120	0,258	1,11	147,7	2	37,48
1	2	3	4	5	6	7
01-6	3x50	0,62	0,154	68,20	2	2,67
6-5	3x50	0,62	0,242	49,55	2	2,21
5-7	3x50	0,62	0,352	25,98	2	0,88
РП2-ЦЖ	3x120	0,258	1,056	136,4	2	30,41
02-10	3x50	0,62	0,22	63,8	2	3,33
10-8	3x50	0,62	0,198	46,00	2	1,56
8-9	3x50	0,62	0,121	23,94	2	0,258
02-11	3x50	0,62	0,198	85,85	2	5,43

2.5.4 Розрахунок перерізу розподільчих мереж 0,4 кВ у тому числі і для освітлювальних установок

Обираємо схему побудови і розраховуємо електричні мережі напругою 0,38 кВ.

Живлення споживачів здійснюємо за двопроменевою та петльовою схемою. Для такої (двопроменевої) схеми вважаємо, що навантаження будинку розподілене рівномірно між вводами, тобто $P_{BV} = P_p / 2$.

У нормальному режимі один ввід живить навантаження квартир житлових будинків, а інший - силове навантаження будинків. У післяаварійному режимі живлення здійснюється по одній лінії. У лінії, що відходить від ТП, протікають струми I_L :

$$I_L = \frac{S_L}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.35)$$

де S_L - розрахункове навантаження лінії, кВА;

Зробимо розрахунок струмів в лініях, котрі живляться від ТП1:

(ввод №25, 29, 58, 72, 74, 88, 89, 90)

Лінія, що живить ввід №25:

$$S_L = 15,625 \text{ кВА};$$

$$I_L = \frac{15,625}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 23,740 \text{ А};$$

Струм в післяаварійному режимі :

$$I_{n/a} = 23,740 \cdot 2 = 47,481 \text{ А}.$$

Результати розрахунків струмів в інших лініях, що живляться від ТП1 зводимо таблицю 2.13

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Таблиця 2.13 – Розрахунок струмів в лінії, що живляться по двопроточній схемі від ТП1

№ вводу	Споживач	Сл, кВА	Сл п/а, кВА	Іл, А	Ілп/ав, А
ТП1					
25	продовольчий магазин	15,625	31,250	23,740	47,481
29	житловий 9-ти поверховий будинок	83,177	166,354	126,378	252,756
58	продовольчий магазин	10,625	21,250	16,143	32,287
72	житловий 16-ти поверховий будинок	198,608	397,216	230,560	461,120
74	поліклініка	61,230	122,460	93,032	186,064
88	житловий 9-ти поверховий будинок	61,815	123,630	93,921	187,842
89	житловий 9-ти поверховий будинок	61,815	123,630	93,921	187,842
90	дитячий садок	48,186	96,372	73,213	146,426

Розрахунок перерізу кабельних ліній 0,38 кВ виконуємо по допустимій втраті напруги :

$$F = \frac{\rho}{10 \cdot U_n^2 \cdot \Delta U_{a.доп}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i \quad (2.36)$$

де $\rho = 0,315 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ - питома провідність алюмінію;

$\Delta U_{a.доп} = 5\%$ - допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ. У нормальному режимі роботи мережі ця величина не повинна перевищувати 5%, а в післяаварійному режимі 10%;

P - розрахункове навантаження лінії, кВт;

l - довжина лінії, м.

Отримане значення перерізу округляємо до найближчого стандартного, після чого перевіряємо за допустимим струмом нагріву кабелю в нормальному режимі:

$$I_n \leq I_{доп} \quad (2.37)$$

Допустиме навантаження на кабель визначається за допустимим струмовим навантаженням кабелю при розрахункових умовах прокладки з урахуванням поправочних коефіцієнтів:

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{н.доп} \quad (2.38)$$

де k_1 - коефіцієнт, що враховує кількість прокладених поруч кабелів [2];

k_2 - коефіцієнт, що враховує питомий тепловий опір ґрунту [2]
таблиця 7.18.

Допустимий струм у післяаварийному режимі :

$$I_{Л.П/А} \leq I_{Доп.П/А} \quad (2.39)$$

де $I_{Доп.П/А} = 1,3 \cdot K_2 \cdot I_{Н.Доп}$ - допустиме навантаження на кабель у післяаварийному режимі

Далі робимо перевірку по допустимій втраті напруги в післяаварийному режимі

$$\Delta U_{П/А} \leq \Delta U_{Доп.П/А} \quad (2.40)$$

де $\Delta U_{Доп.П/А} = 10\%$ - допустима втрата напруги в післяаварийному режимі ;

$\Delta U_{П/А}$ - дійсна втрата напруги в післяаварийному режимі , визначається за формулою:

$$\Delta U_{n/a} = \frac{10^5}{U_n^2} \cdot P \cdot 2 \cdot l \cdot r_0 \quad (2.41)$$

$$\Delta U = \frac{10^5}{U_n^2} \cdot P \cdot l \cdot r_0 \quad (2.42)$$

Зробимо розрахунок лінії 0,38 кВ, що живить ввід №25 від ТП1, використовуючи вищенаведені формули.

$$F = \frac{0,315}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} \cdot 25 \cdot 0,132 \cdot 3,1 = 3,4 \text{ мм}^2;$$

Попередньо вибираємо - кабель ААШВУ 3х10+1х6, $I_{Н.Доп} = 65 \text{ А}$.

Робимо перевірки:

$$I_{Доп} = 0,9 \cdot 1,13 \cdot 65 = 66,11 \text{ А};$$

$$I_{Доп.П/А} = 1,3 \cdot 1,13 \cdot 65 = 95,49 \text{ А};$$

$$I_{Л} = 23,74 \text{ А} < I_{Доп} = 66,11 \text{ А};$$

$$2I_n = 47,48 \text{ А} < I_{Доп.П/А} = 95,49 \text{ А};$$

Визначимо втрату напруги в післяаварийному режимі.

$$\Delta U_{n/a} = \frac{10^5}{0,38^2} \cdot 25 \cdot 2 \cdot 0,132 \cdot 3,1 = 7,084\% < 10\%$$

$$\Delta U_{n/a} = \frac{10^5}{0,38^2} \cdot 25 \cdot 0,132 \cdot 3,1 = 3,542\% < 5\%$$

Умови всіх перевірок виконуються, тому можна прийняти остаточно кабель ААШВУ 3х10+1х6. Розрахунки інших ліній, що відходять від ТП1 зводимо в таблицю 2.14.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Виконаємо розрахунок перерізу кабельних ліній, що живляться від ТП1 за петльовою схемою (ввод №23, 24; №86, 87).

Розраховуємо струм в нормальному та післяаварійному режимі для вводу №23, 24.

В нормальному режимі:

$$I_{23} = \frac{P_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} \quad (2.43)$$

де P_{23} - розрахункове навантаження вводу №23, кВт;

$$P_{23} = P_{24} = 117,61 \text{ кВт}$$

$U_H = 380 \text{ В}$ - номінальна напруга лінії.

$$I_{24} = I_{23} = \frac{117,61}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 194,2 \text{ А}$$

Таблиця 2.14 – Розрахунок перерізу кабельних ліній напругою до 1000 В

№ вводу	Рл, кВт	Лл, км	Грасч. мм2	марка та переріз кабеля	Іл, А	Ін.д, А	Ідоп, А	Іл.п/а, А	Ідоп. п/а, А	U, %	Uп/а, %	Ro, Ом/км
ТП1												
25	12,5	0,132	7,199	2ААШВУ-3х10+1х6	23,74	65	66,11	47,48	95,485	3,54	7,08	3,1
29	79,84	0,022	7,663	2ААШВУ-3х70+1х50	126,4	200	203,4	252,8	293,8	0,54	1,08	0,443
58	8,5	0,088	3,263	2ААШВУ-3х10+1х6	16,14	65	66,11	32,29	95,485	1,61	3,21	3,1
72	194,7	0,22	186,8	2ААШВУ-3х185+1х120	230,6	345	350,9	461,1	506,81	4,95	9,91	0,167
74	56,25	0,006	1,35	2ААШВУ-3х35+1х25	93,03	135	137,3	186,1	198,32	0,19	0,38	0,89
88	59,35	0,132	34,18	2ААШВУ-3х35+1х25	93,92	135	137,3	187,8	198,32	4,83	9,66	0,89
89	59,4	0,11	28,5	2ААШВУ-3х35+1х25	93,9	135	137	188	198,3	4	8	0,89
90	47,3	0,06	11,3	2ААШВУ-3х25+1х16	73,2	115	117	146	168,9	2,2	4,5	1,24

В післяаварійному режимі (на одній з ліній: 1-23 або 1-24), вмикається перемичка 23-24 . Оскільки лінія на якій виникла аварія відключається то інша лінія повинна витримати навантаження вводу №23,24:

$$I_{П/A24} = I_{П/A23} = \frac{P_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}; \quad (2.44)$$

де P_{Σ} - розрахункове навантаження, кВт;

$$I_{П/A24} = I_{П/A23} = \frac{203,31}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 335,8 \text{ A};$$

$$P_{ЖБ(ВВОД23,24)} = P_{КВ\Sigma} + 0,9 \cdot P_{Л\Sigma} = 185,76 + 0,9 \cdot 19,5 = 203,31 \text{ кВт}$$

$$P_{КВ\Sigma} = P_{КВ.УД.\Sigma} \cdot n_{КВ.\Sigma} = (108 + 108) \cdot 0,86 = 185,76 \text{ кВт}$$

де $P_{КВ.\Sigma}$ - питоме навантаження квартири, яку визначається залежно від прийнятого рівня електрифікації побуту та кількості квартир

$n_{КВ.\Sigma}$ - сумарна кількість квартир

0,9 - коефіцієнт суміщення максимуму навантаження квартир і силового навантаження.

$$P_{Л \cdot (ВВОД.23,24)} = K_{П} \cdot \sum P_{ли} = 0,65 \cdot 5 \cdot 6 = 19,5 \text{ кВт};$$

Розраховуємо струм лінії 23-24:

$$I_{П/A23-24} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{117,61}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 194,2 \text{ A};$$

Таким чином переріз лінії, що живить ввід №23 знаходимо за формулою:

$$F = \frac{\rho}{10 U_H^2 \cdot \Delta U_{a.дон}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i = \frac{31,5}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} \cdot 117,61 \cdot 0,11 = 56,44 \text{ мм}^2;$$

Попередньо вибираємо - кабель ААШВУ 3х95+1х70, $I_{н.доп} = 240 \text{ A}$.

Робимо перевірки:

$$I_{доп} = 1,13 \cdot 240 = 271,2 \text{ A};$$

$$I_{доп.П/A} = 1,3 \cdot 1,13 \cdot 240 = 352,56 \text{ A};$$

$$I_{24} = 194,2 \text{ A} < I_{доп} = 271,2 \text{ A};$$

$$I_{н/a} = 335,8 \text{ A} < I_{доп.П/A} = 352,56 \text{ A};$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

Визначимо втрату напруги в нормальному та післяаварийному режимі .

$$\Delta U = \frac{10^5}{U_i^2} \cdot P \cdot l \cdot r_0 \quad (2.45)$$

$$\Delta U_{П/А} = \frac{10^5}{U_n^2} \cdot P \cdot (L + L') \cdot r_0; \quad (2.46)$$

де L' -довжина перемички

Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.15

Таблиця 2.15 – Розрахунок перерізу кабельних ліній, що живляться від ТП1 за петлевою схемою.

№ в-ду	№ лінії	Рл, кВт	Лл, км	Фрасч мм	марка та переріз кабеля	Іл.,А	Іл.п/а А	Ін.д, А	Ідоп, А	Ідоп. п/а, А	U, %	Uп/а %	Ro, Ом/км
23, 24	1-23	117,61	0,11	56,44	ААШВУ-3х95+1х70	194,2	335,8	240	271	352,6	2,92	6,13	0,326
	23-24	0,066	ААШВУ - 3х25+1х16	117,61	115	168,9	1,24
	24-1	117,61	0,165	84,66	ААШВУ-3х95+1х70	194,2	335,8	240	271	352,6	4,38	6,13	0,326
86, 87	1-86	158,32	0,132	91,18	ААШВУ-3х120+1х	261,5	346,1	270	305	396,6	3,73	6,53	0,258
	86-87	0,099	ААШВУ - 3х25+1х16	158,32	115	168,9	1,24
	87-1	158,32	0,167	115,4	ААШВУ - 3х120+1х	261,5	346,1	270	305	396,6	4,72	6,53	0,258

Викнаємо вибір перерізу кабеля для житлових будинків - ввід №23,24,86,87

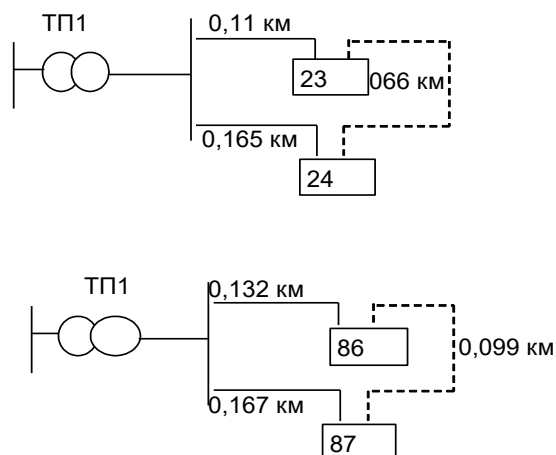


Рисунок 2.4 Схема прокладання кабелів до будинків

2.5.5 Перевірка електричних мереж на відповідальність вимогам до показників якості електричної енергії

При проектуванні електричних мереж в магазині важливою умовою є перевірка регулярних відключень електроенергії.

Згідно ДСТУ EN 50160: 2014, відхилення від блискавки за нормальних умов не повинні перевищувати $\pm 5\%$. Ми вважаємо, що електроенергія походить від електроенергії незалежно від назви.

Потім слід зробити розрахунок постійних відхилень напруги для максимальної та мінімальної напруги. Враховуючи максимальну / мінімальну напругу джерела живлення, напруга на клеммах найближчого / найближчого ЕП не повинна бути меншою / більшою /, наприклад, 0,38 кВт від точкової мережі замовника, прогин не повинен перевищувати $\pm 5\%$.

У підрозділах 2.5.4 та 2.5.3 розраховуються втрати потужності мереж 0,4 та 10 кВ.

2.6 Вибір комутаційної апаратури розподільчої мережі

2.6.1 Вибір апаратури живлячої мережі

Номинальні межі вибраних пристроїв (I, U) повинні відповідати нормальному і післяаварійному режимам, а також короткому замиканню. Вибравши їх, ми порівнюємо обчислені значення з даними каталогу. Отже, для забезпечення надійності та безперервності роботи розрахункових величин, повинні бути рівними або меншими за допустимі (як в каталозі).

Забезпечення електроенергії подається від джерела живлення (ДЖ) до РП, здійснюється за допомогою двох ПЛ АСО 240, відстань між ДЖ та РП складає 20 км. Дві ТРДН - 25000/100, підключені до РП. Кожен з трансформаторів живить повітряну лінію.

На стороні високої напруги (ВН) кожного трансформатора є два типи автоматичних вимикачів ВРС - 110 III - 31,5 / 2500 УХЛ1.

На стороні низької напруги (НН) трансформаторів також є електричний силовий вимикач ВБ4 - П - 10/1250.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

2.6.2 Вибір апаратури розподільчої мережі

До складу розподільчої мережі входять комплектні трансформаторні підстанції (КТП), які складаються з розподільчого пристрою або вводів первинної напруги (високого), силових трансформаторів і розподільчого пристрою вторинної напруги (низького). КТП поставляються у вигляді великих блоків, що збираються на місці монтажу.

Компонування обладнання, конструктивне виконання його, монтаж струмоведучих частин, ошиновку й установку ізоляторів, що несуть конструкції, ізоляційні й інші мінімальні відстані вибирають при проектуванні таким чином, щоб забезпечувати безпечне обслуговування устаткування в нормальному режимі роботи.

Згідно [3] вибираємо обладнання для ТП1 – ТП4 і зводимо обрані дані в табл. 2.16

Таблиця 2.16 – Комплектація ТП.

№ ТП	ТП1	ТП2	ТП14
Потужність трансформатора, кВА	2х630	2х630	2х630
Тип шафи уведення ВН	ШВВ-2У3	ШВВ-2У3	ШВВ-2У3
Напруга на стороні ВН, кВ	10	10	10
Тип шафи введення НН	ШНВ-12У3	ШНВ-12У3	ШНВ-12У3
Тип шафи секційного	ШНС-12У3	ШНС-12У3	ШНС-12У3
Тип шафи лінійного	ШНЛ-23У3	ШНЛ-23У3	ШНЛ-23У3

Кліматичне виконання всіх ТП – УЗ, внутрішньої установки.

Згідно [3] вибираємо вимикач навантаження напругою $U_H = 10 \text{ кВ}$ типу ВНП-16 с запобіжником ПК-10 (табл.2.17).

Таблиця 2.17

№ п/п	Розрахункові дані	Каталожні дані
1	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{H.B} = 10 \text{ кВ}$
2	$I_p = 36,37 \text{ А}$	$I_{H.B} = 250 \text{ А}$
3	$I_k = 4,63 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
4	$I_y = 7,62 \text{ кА}$	$I_{max} = 64 \text{ кА}$
5	$I^2 t = 4,63^2 \cdot 0,6 = 12,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 t = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

На шинах 0,4 кВ КТП згідно таблиці 6.10 [3] встановлюємо автоматичні вимикачі типу АЗ710Б (табл. 2.18)

Таблиця 2.18

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 0,4 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном}$	$I_{ру} = 36,37 \text{ А}$	$I_{ном} = 160 \text{ А}$
$I_{кз} < I_{р.отк}$	$I_{кз} = 4,63 \text{ кА}$	$I_{р.отк} = 20 \text{ кА}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 7,62 \text{ кА}$	$i_d = 10 \text{ кА}$
$I^2_{т} t_{теор} \geq I^2_{але} t_{ф}$	$I^2_{але} t = 4,630,6 = 12,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{т} t = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

2.6.3 Вибір трансформаторів струму і напруги

Трансформатори струму (ТТ) вибирають по номінальній напрузі, первинному і вторинному струмах, по роду установки (внутрішня, зовнішня), конструкції, класу точності і перевіряють на термічну й електродинамічну стійкість при к.з.

Номінальний первинний струм вибирається з врахуванням параметрів основного устаткування, його перевантажувальній здатності і струмів робочого і форсованого режимів ліній, у які включаються ТТ.

Клас точності ТТ вибирається відповідно необхідній точності виміру.

Завищення коефіцієнтів трансформації ТТ, що живить розрахункові лічильники, не допускається, тому що при цьому спотворюються показники лічильників при малих навантаженнях.

Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибирають по номінальній напрузі первинної обмотки, класу точності, схемі з'єднання обмоток і конструктивному виконанню .

На лінії 110 кВ встановлюємо трансформатор струму ТФЗМ - 110Б з класом точності 0,5 на підставі порівнянь, приведених у табл. 2.19

Таблиця 2.19

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном.перв}$	$I_{ру} = 568,15 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 15,08 \text{ кА}$	$i_d = 212 \text{ кА}$
$I^2_{т} t_{теор} \geq I^2_{але} t_{ф}$	$I^2_{але} t = 19,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{т} t = 204 \text{ кА}^2\text{с}$

У ланцюзі 10 кВ встановлюємо трансформатор струму ТПЛК - 10 із класом точності 0,5 на підставі порівнянь, приведених у табл. 2.20

Таблиця 2.20

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} \leq I_{ном.перв}$	$I_{max} = 181,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 17,61 \text{ кА}$	$i_d = 74,5 \text{ кА}$
$I^2_{т} t_{теор} \geq I^2_{але} t_{ф}$	$I^2_{але} t = 42,65 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{т} t = 269,9 \text{ кА}^2\text{с}$

При класі точності 0,5 номінальне навантаження вторинної обмотки ТТ складає $S_{2ном}=10\text{ВА}$. Для роботи ТТ у даному класі точності необхідне виконання умови:

$$S_{2ном} \geq S_{2розр}$$

$$\text{де } S_{2розр} = \sum S_{прил} + I^2_{2H} \cdot z_{пров} + I^2_{2H} \cdot r_{конт}$$

де $\sum S_{прил}$ - сумарна потужність, що споживається приладами, ВА;

$I_{2H} = 5 \text{ А}$ - струм вторинної обмотки;

$z_{пров}$ - сумарний опір проводів;

$r_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$ - опір контактів.

Навантаження ТТ розподіляються так:

амперметр - 1,75 ВА;

лічильник активної енергії - 0,526 ВА;

лічильник реактивної енергії - 0,275 ВА.

Втрата потужності в проводах, що з'єднують ТТ із приладами складає:

$$S_{прил} = 5,63 \text{ ВА.}$$

Опір проводів:

$$z_{пров} = S_{прил} / I^2_{2H} = 5,63 / 5^2 = 0,225 \text{ Ом}$$

тоді:

$$S_{2розр} = 2,55 + 5^2 \cdot 0,225 + 5^2 \cdot 0,1 - 5,63 = 5,05 \text{ ВА} < S_{2ном} = 10 \text{ ВА,}$$

значить умова дотримання класу точності виконується.

Приймаємо довжину сполучних проводів $l = 6 \text{ м}$, тоді визначимо перетин проводів:

$$F = \rho \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot l}{r_{np}} = 0,0283 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 6}{0,225} = 1,31 \text{ мм}^2$$

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з алюмінієвими жилами перетином 4 мм².

На секції РП 10 кВ встановлюємо трансформатор напруги НТМИ-10-66УЗ з параметрами: $U_{H1} = 10 \text{ кВ}$, $U_{H2} = 10 \text{ В}$, при класі точності $0,5 \cdot S_H = 120 \text{ ВА}$.

2.7 Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання

Коротким замиканням називають усяке випадкове чи навмисне, не передбачене нормальним режимом роботи електричне з'єднання різних точок електроустановки між собою чи з землею, при якому струми в апаратах і провідниках, що примикають до місця з'єднання (інакше – т. КЗ), різко зростають, перевищуючи, як правило, розрахункові значення нормального режиму .

По електричній мережі й електрообладнанню в нормальному режимі роботи протікають струми, допустимі для даної установки. При порушенні електричної міцності ізоляції проводів або обладнання в електричній мережі раптово виникає аварійний режим короткого замикання, що викликає різке збільшення струмів. Причини коротких замикань: пробій ізоляції електричних проводів і електрообладнання через перенапругу або поступового старіння ізоляційних матеріалів; механічні ушкодження КЛ під час розкопок траншів або при падінні опор; обриви проводів ПЛ чи помилкові дії персоналу станцій, підстанцій, мереж.

Великі за значенням струми КЗ становлять небезпеку для елементів електричної мережі й обладнання, тому що викликає надмірне нагрівання струмоведучих частин і створюють великі механічні зусилля. Крім того, КЗ у будь-якому елементі мережі викликає зниження напруги в споживачів. Це призводить до того, що гальмуються електродвигуни, а в джерелах світла різко зменшується світловіддача. Знижена напруга в споживачів зберігається доти, доки апарат під дією захисту не відключить аварійну ділянку мережі .

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$$x_{c*} = \frac{100}{3600} = 0,03 \text{ в.о.}$$

Реактивний опір ПЛ:

$$x_{ПЛ*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\bar{o}}}{U_{НОМ}^2} = \frac{0,4 \cdot 10 \cdot 100}{115^2} = 0,03 \text{ в.о.}$$

Визначаємо опір трифазного двообмоточного трансформатора 110/10кВ (з розщипленою обмоткою) :

$$X_{H. TP.*} = \frac{1,75 \cdot U_{K \cdot B-H} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{TP.НОМ} \cdot 2}; \quad (2.48)$$

де $U_K = 10,5\%$ - напруга КЗ трансформатора;

$S_{TP.НОМ} = 25 \text{ МВА}$ - номінальна потужність трансформатора.

$$X_{H. TP.*} = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 100}{100 \cdot 25 \cdot 2} = 0,367$$

$$X_{B. TP.*} = \frac{1,125 \cdot U_{K \cdot B-H} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{TP.НОМ}}$$

$$X_{B. TP.*} = \frac{0,125 \cdot 10,5 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,053$$

Опір КЛ визначаємо за формулою:

$$r_{KL*} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\bar{o}}}{U_{НОМ}^2} \quad (2.49)$$

Довжина КЛ від ЦЖ до РП складає 1,1 км, а опір $r_0 = 0,258 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,081 \text{ Ом/км}$.

$$r_{KL*} = \frac{0,258 \cdot 1,1 \cdot 100}{10,5^2} = 0,257 \text{ в.о.}$$

$$x_{KL*} = \frac{0,081 \cdot 1,1 \cdot 100}{10,5^2} = 0,08 \text{ в.о.}$$

$$r'_{KL*} = \frac{0,62 \cdot 0,143 \cdot 100}{10,5^2} = 0,08 \text{ в.о.}$$

$$x'_{KL*} = \frac{0,09 \cdot 0,143 \cdot 100}{10,5^2} = 0,012 \text{ в.о.}$$

Визначаємо результуючі опори в т.КЗ :

- точка K_1 :

$$x_{\Sigma 1} = x_{c*} + x_{ПЛ*} = 0,03 + 0,03 = 0,06 \text{ в.о.}$$

$$r_{\Sigma 1} = 0,016$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

- точка K_2 :

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma 1} + x_{TP^*} = 0,06 + 0,788 = 0,848 \text{ в.о.}$$

$$r_{\Sigma 2} = 0,016$$

- точка K_3 :

$$x_{\Sigma 3} = x_{\Sigma 2} + x_{KL^*} = 0,848 + 0,16 = 1,008 \text{ в.о.}$$

$$r_{\Sigma 3} = r_{KL^*} = 0,514 \text{ в.о.}$$

- точка K_4 :

$$x_{\Sigma 4} = x_{\Sigma 3} + x'_{KL^*} = 1,008 + 0,012 = 1,02 \text{ в.о.}$$

$$r_{\Sigma 4} = r_{\Sigma 3} + r'_{KL^*} = 0,514 + 0,08 = 0,594 \text{ в.о.}$$

На стороні 0,4 кВ, за довідковими даними табл. 5.4 [6] визначаємо опір елементів схеми заміщення.

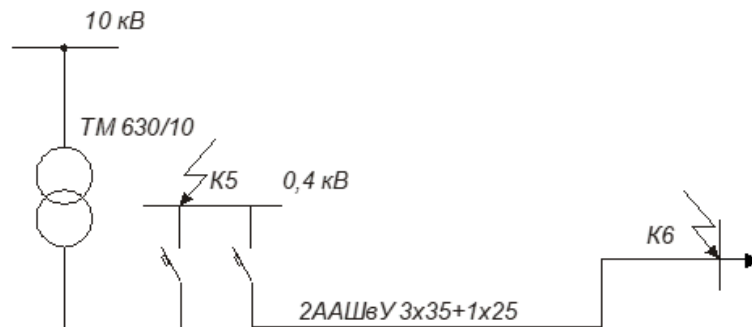


Рисунок 2.6 Схема для розрахунку струмів короткого замикання

Індуктивний і активний опори трансформатора ТМ – 630/10/0,4:

$$r_{TP.TM4} = \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2}; \quad (2.50)$$

$$X_{TP.TM4} = \sqrt{\left(\frac{\Delta U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{U_H^2}{S_H};$$

$$r_{TP.TM4} = \frac{7600 \cdot 400^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 3,063 \text{ Ом};$$

$$X_{TP.TM4} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} = 13,69 \text{ Ом};$$

Переводимо $x_{\Sigma 4} = 1,02 \text{ в.о.}$ в іменовані одиниці:

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

$$X_{\Sigma 4.i.o.} = X_{\Sigma 4} \frac{U_B^2}{S_B} = 1,02 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 1,125 \text{ Ом}$$

$$r_{\Sigma 4.i.o.} = r_{\Sigma 4} \frac{U_B^2}{S_B} = 0,594 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,65 \text{ Ом}$$

Потім приводимо до $U_H = 0,4 \text{ кВ}$:

$$x_{\Sigma 4} = x_{\Sigma 4} \cdot k_t = 1,125 \cdot (0,4/10)^2 = 0,04 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma 4} = r_{\Sigma 4} \cdot k_t = 0,65 \cdot (0,4/10)^2 = 0,026 \text{ Ом};$$

- точка К5:

$$x_{\Sigma 5} = x_{\Sigma 4} + x'_{mp} + x_{a:200} = 0,04 + 13,69 + 0,28 = 14,01 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma 5} = r_{\Sigma 4} + r'_{mp} + r_n = 0,026 + 3,063 + 8,02 = 11,109 \text{ Ом};$$

де r_n – перехідний опір, що залежить від потужності понижувального трансформатора КТП, місця КЗ за ступенями розподілу електричної енергії.

Таким чином при $S_{mp} = 630 \text{ кВА}$ $r_n = 8,02 \text{ Ом}$.

$x_{a:200}$ – індуктивний опір вимикача на 200А

При КЗ у мережі, розташованій поза КТП перехідний опір визначається за формулою:

$$r_{II} = \frac{(2,5 \cdot \sqrt{S_{НОМ.Т}} \cdot K_{СТ}^3 + 320 \cdot a)}{S_{НОМ.Т}};$$

де $a = 1,6 \text{ мм}$ для кабелю площею перерізу 16...35 мм²

Таким чином :

$$r_{II} = \frac{(2,5 \cdot \sqrt{630} \cdot 2^3 + 320 \cdot 1,6)}{630} = 1,61 \text{ Ом}$$

$$x_{\Sigma 6} = x_{\Sigma 5} + x'_{mp} + x_{a:200} + x_{кл} = 14,01 + 13,69 + 0,28 + 0,0637 \cdot 10^{-3} = 27,98 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma 6} = r_{\Sigma 5} + r'_{mp} + r_{a:200} + r_{кл} + r_n = 11,109 + 3,063 + 8,02 + 0,89^{-3} + 1,61 = 23,81 \text{ Ом}.$$

Оскільки КЗ має велику електричну віддаленість, то результуючий опір визначається опорами елементів системи електропостачання району. Тому

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

періодична складова струму КЗ має незатухаючий характер і визначається по одній з формул:

$$I'' = I_{nt} = I_{\infty} = \frac{I_d}{\sqrt{r_{\Sigma*}^2 + x_{\Sigma*}^2}} \quad (2.51)$$

$$I'' = \frac{I_{\phi}}{x_{\Sigma*}} \quad (2.52)$$

Якщо $r_{\Sigma*} > \frac{x_{\Sigma*}}{3}$, то використовуємо 1.32, інакше - 1.33.

де I'', I_{nt}, I_{∞} - діючі значення відповідно початкового, надперехідного струму для моменту часу t і сталого струму трифазного КЗ, кА;

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.53)$$

Розрахуємо діючі значення струмів у точках КЗ:

- точка К₁:

$$r_{\Sigma*1} < \frac{x_{\Sigma*1}}{3}; 0,016 < \frac{0,06}{3}; 0,016 < 0,06$$

$$I_1'' = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,06} = 7,17 \text{ кА}$$

- точка К₂:

$$r_{\Sigma*2} < \frac{x_{\Sigma*2}}{3}; 0,016 < \frac{0,848}{3}; 0,016 < 0,286$$

$$I_2'' = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,84} = 6,41 \text{ кА}$$

- точка К₃:

$$r_{\Sigma*3} > \frac{x_{\Sigma*3}}{3}; 0,514 > \frac{1,008}{3}; 0,514 < 0,339$$

$$I_3'' = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \sqrt{0,51^2 + 1,008^2}} = 4,82 \text{ кА}$$

- точка К₄:

$$r_{\Sigma*4} > \frac{x_{\Sigma*4}}{3}; 0,594 > \frac{1,02}{3}; 0,594 > 0,343$$

$$I_4'' = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot \sqrt{0,59^2 + 1,02^2}} = 4,63 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ визначаємо за формулою:

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I'' \quad (2.54)$$

де $k_{уд}$ – ударний коефіцієнт, визначається за формулою:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{Ta}} = 1 + e^{-3,14 \cdot \frac{r\Sigma^*}{x\Sigma^*}}$$

- точка К₁:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,487 \cdot 7,17 = 15,08 \text{ кА}$$

- точка К₂:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,943 \cdot 6,41 = 17,61 \text{ кА}$$

- точка К₃:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,205 \cdot 4,82 = 8,21 \text{ кА}$$

- точка К₄:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,164 \cdot 4,63 = 7,62 \text{ кА}$$

Найбільше діюче значення струму КЗ визначаємо за формулою:

$$I_y = I'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} \quad (2.55)$$

знаходимо для точок КЗ:

- точка К₁:

$$I_{y1} = 7,17 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,487 - 1)^2} = 8,71 \text{ кА}$$

- точка К₂:

$$I_{y2} = 7,57 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,943 - 1)^2} = 10,68 \text{ кА}$$

- точка К₃:

$$I_{y3} = 5,4 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,205 - 1)^2} = 5,02 \text{ кА}$$

- точка К₄:

$$I_{y4} = 4,63 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,164 - 1)^2} = 4,75 \text{ кА}$$

Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.21

Таблиця 2.21 - Результати розрахунків струмів КЗ в мережі вище 1кВ

точка КЗ	$I'' = I_{\infty}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$I_y, \text{кА}$
К ₁	7,17	15,08	8,71
К ₂	6,41	17,61	10,68
К ₃	4,82	8,21	5,02
К ₄	4,63	7,62	4,75

2.7.1.2 Розрахунок однофазного короткого замикання

Наша схема з'єднання обмоток трансформатора на ЦЖ Y/Δ/Δ, тому струм нульової послідовності в мережі вище 1 кВ буде відсутній.

Розрахуємо струм однофазного КЗ на лінії 110 кВ, яка живить ЦЖ.

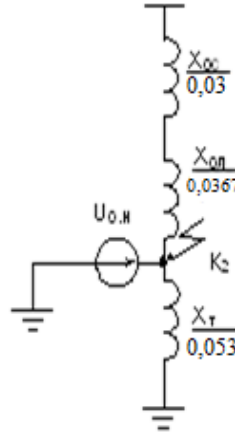


Рисунок 2.7 - Схема заміщення для розрахунку однофазного КЗ

Визначимо опір цієї схеми:

$$x_{0.C} = x_{1.C} = 0,03$$

Повітряна лінія електропередачі:

$$x_{0Л} = x'_{0Л} \cdot l \cdot S_6 / U_6^2$$

де $x'_{0Л}$ - погонний опір нульової послідовності лінії.

$$x_{0Л} = 0,4 \cdot 3,5 \cdot 10 \cdot 100 / 115^2 = 0,0367$$

Результуючий опір:

$$x_{0\Sigma} = \frac{(x_C + x_{0Л}) \cdot x_T}{x_C + x_{0Л} + x_T}$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{(0,03 + 0,0367) \cdot 0,42}{0,03 + 0,0367 + 0,42} = 0,0575$$

$$x_{2\Sigma} = x_{1\Sigma} = x_C + x_{ПЛ} = 0,03 + 0,02 = 0,05$$

Визначаємо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta x_{\Sigma}^{(1)} = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma} ;$$

$$\Delta x^{(1)} = 0,05 + 0,0575 = 0,1075$$

Струм однофазного КЗ в точці К₁:

$$I_{K.1}^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_{рез.}}{\sqrt{3} \cdot (x_{1рез} + \Delta x^{(1)})},$$

$$I_{K.1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot (0,02 + 0,1075) \cdot 115} = 6,82 \text{ кА}.$$

2.7.1.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів у мережі 110, 10 кВ

Вибираємо вимикачі і роз'єднувачі 110 кВ. Визначаємо розрахункове значення струму навантаження по номінальній потужності трансформатора ЦЖ:

$$I_p = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,22 \text{ А} ;$$

$$I_{p.ав} = 1,4 \cdot I_p = 1,4 \cdot 131,22 = 183,702 \text{ А}$$

Вибір вимикача ВМТ-110Б-20/630УХЛ1 і роз'єднувача РНД31-110/630 робимо на підставі порівнянь, приведених відповідно в табл. 2.22 і 2.23

Таблиця 2.22

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном}$	$I_{ру} = 131,22 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{кз} < I_{р.отк}$	$I_{кз} = 7,17 \text{ кА}$	$I_{р.отк} = 20 \text{ кА}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 15,08 \text{ кА}$	$i_d = 52 \text{ кА}$
$I^2_T t_{теор} \geq I^2_{але} t_f$	$I^2_{але} t = 19,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T t = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

Таблиця 2.23

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном}$	$I_{ру} = 131,22 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 15,08 \text{ кА}$	$i_d = 100 \text{ кА}$
$I^2_T t_{теор} \geq I^2_{але} t_f$	$I^2_{але} t = 19,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T t = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

Також вибираємо вимикачі 10 кВ

На вводі в ЗРП 10 кВ т.К₃ встановлюємо вимикач ВКЭ - 10 - 20/630 У3 на підставі порівнянь, приведених у табл. 2.24

Таблиця 2.24

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном}$	$I_{ру} = 568,15 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{кз} < I_{р.отк}$	$I_{кз} = 4,82 \text{ кА}$	$I_{р.отк} = 20 \text{ кА}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 8,21 \text{ кА}$	$i_d = 52 \text{ кА}$
$I^2_T t_{теор} \geq I^2_{но} t_{ф}$	$I^2_{но} t = 42,65 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T t = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$

На лініях, що живлять РП встановлюємо вимикач ВКЭ - 10 - 20 на підставі порівнянь, приведених у табл. 2.25

Таблиця 2.25

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном}$	$I_{ру} = 568,15 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{кз} < I_{р.отк}$	$I_{кз} = 4,82 \text{ кА}$	$I_{р.отк} = 20 \text{ кА}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 8,21 \text{ кА}$	$i_d = 52 \text{ кА}$
$I^2_T t_{теор} \geq I^2_{але} t_{ф}$	$I^2_{але} t = 4,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T t = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$

На лініях, що відходять від РП встановлюємо вимикач ВКЭ - 10 - 20 на підставі порівнянь, приведених у табл. 2.26

Таблиця 2.26

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном}$	$I_{ру} = 362,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{кз} < I_{р.отк}$	$I_{кз} = 4,82 \text{ кА}$	$I_{р.отк} = 20 \text{ кА}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 8,21 \text{ кА}$	$i_d = 52 \text{ кА}$
$I^2_T t_{теор} \geq I^2_{але} t_{ф}$	$I^2_{але} t = 4,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T t = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

На лініях, що відходять від ТП до РП встановлюємо вимикач ВКЭ - 10 - 20 на підставі порівнянь, приведених у табл. 2.27

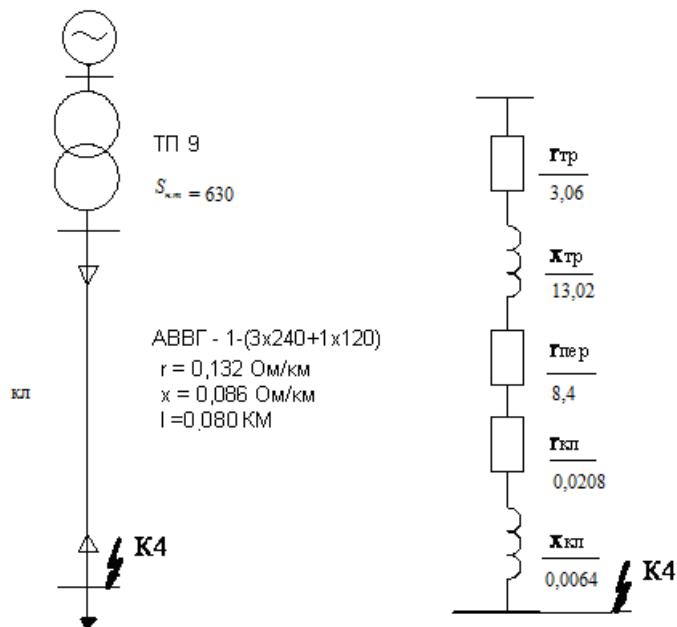
Таблиця 2.27

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ру} \leq I_{ном}$	$I_{ру} = 362,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{кз} < I_{р.отк}$	$I_{кз} = 4,63 \text{ кА}$	$I_{р.отк} = 20 \text{ кА}$
$i_d \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 7,62 \text{ кА}$	$i_d = 52 \text{ кА}$
$I^2_T t_{теор} \geq I^2_{але} t_{ф}$	$I^2_{але} t = 4,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T t = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

2.7.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

2.7.2.1 Розрахунок трифазного та однофазного короткого замикання

Розраховуємо струми короткого замикання в точці К.



а) Розрахункова схема

б) Схема заміщення

Рисунок 2.8 – Розрахунок струмів КЗ в точці К4.

Спочатку визначаємо опір трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH}^2}{S_{тр.н}^2} \cdot 10^3$$

$$r_T = \frac{7,6 \cdot 0,4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 3,07 \text{ Ом.}$$

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_{HH}^2}{S_{тр.н}} \cdot 10^4$$

$$z_T = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,95 \text{ Ом}$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$$

$$x_T = \sqrt{13,96^2 - 3,06^2} = 13,63 \text{ Ом}$$

Розрахуємо результуючий перехідний опір при КЗ в точці К:

$$r_{n1} = \frac{(2,5 \cdot \sqrt{S_{н.м}} \cdot \kappa_{ст}^3 + 320 \cdot a)}{S_{н.м}}$$

$$r_{\text{пл}} = \frac{2,5 \cdot \sqrt{630} \cdot 3^3 + 320 \cdot 4}{630} = 8,5 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо опір кабельної лінії:

$$r_k = r_o \cdot l$$

$$r_k = 0,132 \cdot 0,08 = 10,56 \text{ Ом}$$

$$x_k = x_o \cdot l;$$

$$x_k = 0,081 \cdot 0,08 = 6,48 \text{ Ом}$$

Розраховуємо опір КЗ кола до точки К4:

$$r_{k1, \text{pez}} = r_m + r_{n1} + r_{кл}$$

$$r_{k1, \text{pez}} = 3,06 + 8,4 + 20,8 = 32,26 \text{ Ом}$$

$$x_{k1, \text{pez}} = x_m + x_{кл}$$

$$x_{k1, \text{pez}} = 13,62 + 6,8 = 20,42 \text{ Ом}$$

Розраховуємо опір КЗ кола:

$$z_{k1, \text{pez}} = \sqrt{r_{k1, \text{pez}}^2 + x_{k1, \text{pez}}^2}$$

$$z_{k1, \text{pez}} = \sqrt{32,2^2 + 20,22^2} = 38,03 \text{ Ом}$$

Визначаємо діюче значення періодичної складової струму КЗ в точці К4:

$$I_{k4}^{(3)} = \frac{U_H \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot z_{k1, \text{pez}}};$$

$$I_{k4}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 38,02} = 6.16 \text{ кА}$$

Розрахуємо струм КЗ в точці К4:

$$i_{y, \text{к1}} = \kappa_{y, \text{к1}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}$$

$$i_{y, \text{к1}} = 1,0051 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,699 = 8.75 \text{ кА}$$

$$\text{де } \kappa_{y, \text{к1}} = 1 + e^{(-0,01/T_{a, \text{к1}})}$$

$$\kappa_{y, \text{к1}} = 1 + e^{(-0,01/0,0019)} = 1,0053$$

$$T_{a, \text{к1}} = \frac{X_{k1, \text{pez}}}{\omega \cdot r_{k1, \text{pez}}}$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

$$T_{a.k1} = \frac{0,0194}{314 \cdot 0,0322} = 0,0018 \text{ с}$$

Щоб обрати захист від замикань на землю, розрахуємо діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ.

Знаходимо опір трансформатора нульової послідовності:

$$z_{o.T} = 9 \text{ Ом}; r_{o.T} = 2 \text{ Ом.}$$

$$x_{o.m} = \sqrt{9^2 - 2^2} = 8,77 \text{ Ом.}$$

Знаходимо результуючий опір КЗ кола до точки К4:

$$z_{рез.к4} = \sqrt{(2 \cdot r_{рез.1} + r_{o.m})^2 + (2 \cdot x_{рез.1} + x_{o.m})^2}$$

$$z_{рез.к1} = \sqrt{(2 \cdot 0,0322 + 0,002)^2 + (2 \cdot 0,0194 + 0,0087)^2} = 0,082 \text{ Ом}$$

Визначаємо діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot 10^3}{z_{рез.к1}}$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{0,0816} = 8,5 \text{ кА}$$

2.7.2.2 Перевірка струмопровідних частин на термічну та електродинамічну стійкість

При експлуатації електричних мереж тривалі перевантаження проводів і кабелів, а також к.з. викликають підвищення температури струмопровідних жил понад допустимих ПУЕ значень. Це приводить до передчасного зношування їх ізоляції, внаслідок чого може відбутися пожежа чи вибух у вибухонебезпечних приміщеннях, а також ураження людей електричним струмом.

Для запобігання від надмірного нагрівання проводів і кабелів, кожна ділянка електричної мережі, повинна мати захисні апарати, що забезпечує відключення аварійної ділянки при непередбаченому збільшенні струмового навантаження понад допустимого.

Вибір електричних апаратів виконується відповідно до вимог:

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{ny} \leq U_{na} \quad (2.56)$$

$$I_{ny} \leq I_{na}$$

де U_{ny} , U_{na} - номінальні напруга мережі й апарату відповідно, кВ;

I_{ny} , I_{na} - максимальний струм мережі й апарату відповідно, А.

Перевірку апаратів по струму к.з виконують відповідно до вимог:

а) електродинамічної стійкості:

$$i_{н.дин} \geq i_{уд} \quad (2.57)$$

де $i_{н.дин}$ - амплітуда максимального допустимого струму, А;

б) термічної стійкості:

$$I_{TC}^2 \cdot t_{TC} \geq B_K = I^2 \cdot t_{np} \quad (2.58)$$

де I_{TC} , t_{TC} - струм і час термічної стійкості, установлені заводом - виготовлювачем;

B_K - тепловий імпульс;

t_{np} - приведений час дії струмів к.з.

$$t_{np} = t_{nn} + t_{na},$$

де $t_{nn} = f(t_{кз}, \beta'')$ - час періодичної складової струму к.з., с;

$t_{na} = 0,05 \cdot f(\beta'')^2$ - час аперіодичної складової струму к.з., с;

$$\beta'' = I''/I_{\infty} = 1;$$

дійсний час дії струмів к.з.:

$$t_{кз} = t_{\epsilon} + t_{pz},$$

де t_{ϵ} - час спрацьовування вимикача, с

t_{pz} - час спрацьовування релейного захисту, с.

Вибір апаратів виконуємо з урахуванням селективності. Значення витримки часу спрацювання апаратів збільшується в бік джерела живлення ($t_i = t_{i+1} + \Delta t$). Значення ступеня селективності повинно бути таким, за якого захист на пошкодженій ділянці спрацює раніше, ніж закінчиться витримка часу на вище розташованій пошкодженій ділянці.

Висновки до підрозділу 2.7

В даному підрозділі було проведено розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище та нижче 1 кВ, трифазного та однофазного струмів КЗ. Також була проведена перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників, струмовідних частин на термічну та електродинамічну стійкість.

2.8 Релейний захист та автоматика

2.8.1 Загальні вимоги до РЗА в мережах 10/0,4 кВ

Релейний захист елементів розподільних мереж повинен відповідати вимогам "Правил установки електроустановок", які пред'являються до всіх пристроїв релейного захисту: швидкодія, надійність і чутливість.

Швидкодія релейного захисту повинна забезпечуватися найменшим можливим часом відключення коротких замикань. Швидке відключення короткого замикання не тільки обмежує область і ступінь пошкодження елемента, що захищається, але і забезпечує збереження безперебійної роботи пошкодженої частини підстанції.

Селективною дією захисту називається така дія, при якій автоматично відключається тільки пошкоджений елемент електроустановки. Забезпечення селективної роботи пристроїв захисту одна з найважливіших задач, вирішуваних при проектуванні і обслуговуванні цих пристроїв.

Надійність функціонування релейного захисту припускає надійне спрацювання пристрою при появі умов на спрацювання і надійне неспрацювання пристрою при їх відсутності. Надійність функціонування релейного захисту повинна забезпечуватися пристроями, які по своїх параметрах і виконанні відповідають призначенню і умовам застосування, а також належним обслуговуванням цих пристроїв.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

Чутливістю релейного захисту називають її здатність реагувати на всі види пошкоджень і аварійних режимів, які можуть виникати в межах основної зони і зони резервування, що захищається.

Оцінка чутливості основних типів релейних захистів повинна проводитися за допомогою коефіцієнтів чутливості. В даному проекті передбачається релейний захист на силових трансформаторах ГПП 110/10 кВ; збірних шинах напругою 110 і 10 кВ ГПП; кабельних лініях напругою 10 кВ; знижувальних трансформаторів підстанцій 10/0,4 кВ.

Завдання:

Розрахувати струмову відсічку лінії 10 кВ і тр-ра 10/0,4 кВ. Надати схему захисту .

Вихідні дані – із електричної частини

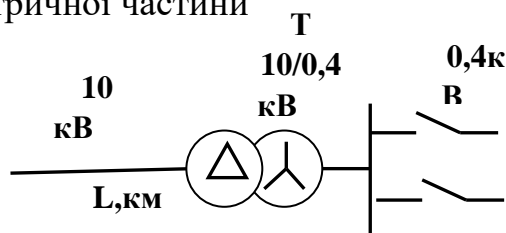


Рисунок 2.9 – Схема завдання РЗА

2.8.1.2 Захист трансформаторів ГПП 110/10 кВ

Для захисту трансформаторів ГПП ТРДН-25000-110/10 кВ передбачають наступні види захисту від:

- всіх видів к.з. в обмотках і на введеннях, включаючи виткові замикання в обмотках подовжній диференціальний струмовий захист без витримки часу з метою селективного відключення пошкодженого трансформатора і струмове відсічення без витримки часу, встановлювана з боку живлення і охоплююча частина обмотки трансформатора;
- пошкоджень усередині кожуха, що супроводяться виділенням газу і від пониження рівня масла газовий захист, діючий на сигнал при слабому газоутворенні і пониженні рівня масла, і на відключення при інтенсивному газоутворенні і подальшому пониженні рівня масла.

На силових трансформаторах як захист від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатофазними к.з., передбачені наступні захисти з дією на відключення:

- максимальний струмовий захист з комбінований пуском напруги;
- струмовий захист зворотної послідовності від несиметричних к.з.;
- максимальний струмовий захист з пуском напруги від симетричних к.з.

2.8.1.3 Захист збірних шин напругою 110 і 10 кВ ГПП

Як захист збірних шин 110 кВ ГПП передбачений диференціальний струмовий захист без витримки часу, охоплююча всі елементи, які приєднані до системи або секції шин. Захист здійснюється із застосуванням спеціальних реле струму, відбудованих від перехідних і сталих струмів небаланса.

В захисті шин 110 кВ передбачена можливість зміни фіксації при переводі приєднання з однієї системи шин на іншу на рядах затисків.

Диференціальний захист виконаний з пристроєм контролю справності вторинних ланцюгів, задіяних трансформаторів струму, діючих з витримкою часу на висновок захисту з роботи і на сигнал.

Захист шин виконаний так, щоб при опробуванні пошкодженої системи шин забезпечувалося селективне відключення без витримки часу.

Збірні шини 10 кВ ГПП не мають спеціальних пристроїв релейного захисту, а ліквідація к.з. на шинах здійснюється дією захисту трансформаторів від зовнішніх к.з. і захистами на секційному масляному вимикачі.

2.8.1.4 Захист кабельних ліній напругою 10 кВ

ПУЕ регламентує наступний об'єм захистів, встановлюваних на кабельних лініях:

- захист від багатофазних замикань;
- захист від однофазних замикань на землю;
- захист від струмів перевантаження;

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Найпоширенішим видом захисту є максимальний струмовий захист. Від між фазних коротких замикань такий захист виконується в двофазному виконанні і включається в одні і ті ж фази по всій мережі даної напруги з метою відключення, в більшості випадків, подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань встановлюється двоступеневий струмовий захист, перший ступінь якого виконаний у вигляді струмового відсічення, а друга у вигляді максимального струмового захисту з незалежною характеристикою витримки часу.

Захист від однофазних замикань на землю виконаний з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Захист, в першу чергу, повинен реагувати на сталі замикання на землю; допускається також застосування пристроїв, реєструючих короткочасні замикання, без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, діюча на відключення без витримки часу по вимогах безпеки, повинен відключати тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку; при цьому як резервний передбачений захист, виконуваний у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу 0,5 с, діюча на відключення всієї електрично зв'язаної мережі системи шин або живлячого трансформатора.

Розрахуємо захист кабельної лінії напругою 10 кВ від ГПП до РП1, виконану кабелем ААШвУ-10 (3х120) завдовжки 1110 м (лист 1 графічної частини проекту).

Схема для розрахунку релейного захисту кабельної лінії представлена на рис. 2.10.

2.8.2 Вибір елементів РЗА

Вибираємо трансформатор струму типу ТПОЛ-10-0,5 з $I_{H1}=1500$ А, $I_{H2}=5$ А.

Тоді: $n_T=1500/5=300$.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для захисту КЛ 10 кВ від багатofазних замикань застосовуємо двоступеневий струмовий захист, перший ступінь якого виконаний у вигляді струмової відсічки, а друга у вигляді максимального струмового захисту з незалежною витримкою часу на оперативному струмі з реле типу РТ-80.

Схема включає чотири реле струму КА1 - КА4, реле часу КТ1, проміжне реле КЛ1 і два вказівних реле КН1 і КН2. Струмові реле КА1, КА3 і КА2, КА4 сполучені паралельно і працюють за схемою " АБО". Залежно від характеру к.з. в одній з фаз спрацюють або реле МТЗ (КА1, КА3), або реле струмового відсічення (КА2, КА4). В першому випадку живлення на котушку відключення приводу вимикача подається через замкнуті контакти реле часу КТ1 з витримкою часу, а в другому випадку - через замкнуті контакти проміжного реле КЛ1. В обох випадках на спрацьовування захисту вкажуть блінкери вказівних реле КН1 або КН2.

Для захисту КЛ 10 кВ від струмів перевантаження застосовані струмові реле КА5 . Реле КА5 включено в ланцюг МТЗ і реагує на несиметричні перевантаження.

Захист від замикань на землю здійснюється за допомогою трансформатора нульової послідовності, в ланцюг якого включається катушка відключення приводу вимикача.

Струм спрацьовування відбудовується від максимального робочого струму лінії, який в аварійних умовах відключення однієї з паралельних ліній може короткочасно досягати до 130 % тривало-допустимого струму кабелю:

$$I_{с.з}=1,3 \frac{K_{н}}{K_{в}} \cdot I_{д} \quad (2.59)$$

де $K_{н}$ - коефіцієнт надійності, що забезпечує надійність спрацьовування захисту шляхом обліку погрішностей реле з необхідним запасом, рівний 1,2;

$K_{в}$ - коефіцієнт повернення реле, рівний 0,85;

$I_{д}$ - тривало допустимий струм лінії, рівний 270 А.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді:

$$I_{c.з.} = 1,3 \cdot \frac{1,2}{0,85} = 496 \text{ A}$$

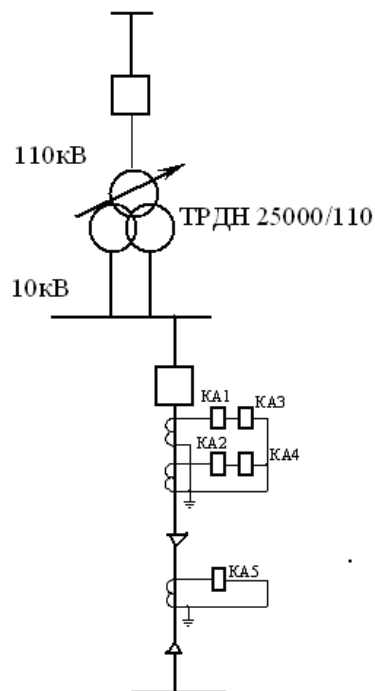


Рисунок 2.10 Схема для розрахунку релейного захисту кабельної лінії
напругою 10 кВ

При $n_T=300$, струм спрацьовування реле буде рівний:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{n_T}, \quad (2.60)$$

де $I_{c.з.}$ - струм спрацювання захисту, А;

n_T – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Згідно формули (2.60):

$$I_{c.p.} = \frac{496}{300} = 1,65 \text{ A}$$

Застосовуємо уставку спрацьовування струмового реле 2А.

Тоді струм спрацьовування захисту рівний:

$$I_{c.з.} = 300 \cdot 2 = 600 \text{ A.}$$

Чутливість захисту характеризується коефіцієнтом чутливості, рівним:

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к2}}}{I_{\text{с.з.}}} > 1,5, \quad (2.61)$$

де $I_{\text{к2}}$ – струм короткого замикання в т.2, А

$$K_{\text{ч}} = \frac{6410}{496} = 12,9 < 1,5$$

Умова виконується

Струмова відсічка відбудовується від т.к.з. в кінці лінії і струм спрацьовування визначається по формулі:

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к3}}, \quad (2.62)$$

де $I_{\text{к3}}$ – струм короткого замикання в т.к3, А

$$I_{\text{с.з.}} = 1,2 \cdot 4820 = 5784 \text{ А}$$

При $n_{\text{т}}=40$, струм спрацьовування реле буде рівний згідно (2.60):

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{5084}{300} = 19,28 \text{ А}$$

Застосовуємо уставку спрацьовування струмового реле 20 А.

Тоді струм спрацьовування захисту рівний:

$$I_{\text{с.з}} = 300 \cdot 20 = 6000 \text{ А}$$

Захист від однофазних замикань на землю відбудовується від струму небаланса при максимальному навантаженні лінії, і визначається по формулі:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{д}} \quad (2.63)$$

де $K_{\text{н}}=4$.

Тоді:

$$I_{\text{с.з}} = 4 \cdot 270 = 1080 \text{ А.}$$

При $n_{\text{т}}=300$, струм спрацьовування реле буде рівний:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{1080}{300} = 3,6 \text{ А}$$

Застосовуємо уставку спрацьовування струмового реле 3,6 А

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

Тоді струм спрацьовування захисту рівний:

$$I_{c.з}=300\cdot3,6=1080\text{A}$$

Захист від перевантаження відбудовується від максимально допустимого струму навантаження лінії і визначається по формулі (2.63), де $K_n=1,2$:

$$I_{c.з}=1,2\cdot270=324\text{ A.}$$

При $n_t=300$, струм спрацьовування реле буде рівний:

$$I_{c.p} = \frac{324}{300} = 1,08\text{A}$$

Застосовуємо уставку спрацьовування струмового реле 1,5A.

Тоді струм спрацьовування захисту рівний:

$$I_{c.з}=300\cdot1,5=450\text{ A.}$$

Види пошкоджень і нормальних режимів роботи трансформаторів 10/0,4 кВ

В процесі експлуатації можливі пошкодження в трансформаторах і на їх з'єднаннях з комутаційними апаратами. Можливість пошкоджень і ненормальних режимів зумовила необхідність установки на трансформаторах захисних пристроїв. При цьому враховуються багатофазні і однофазні короткі замикання в обмотках і на введеннях трансформатора, а також “пожежа сталі” магнітопровода. Однофазні пошкодження бувають двох видів: на землю і між витками обмотки (виткові замикання). Найвірогіднішими є однофазні і багатофазні виткові замикання. Значно рідше виникають багатофазні замикання в обмотках трансформатора.

Ненормальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішніми короткими замиканнями і перевантаженнями. В цих випадках в обмотках трансформатора з'являються великі струми (надструми). Особливо небезпечні струми, що проходять по обмоткам, при зовнішніх коротких

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

замиканнях. Ці струми можуть значно перевищувати номінальний струм трансформатора.

У разі тривалого проходження струму можливий інтенсивний нагрів ізоляції обмоток і її пошкодження. Тому на трансформаторах повинен передбачатися захист, що відключає його при появі надструмів.

До ненормальних режимів роботи трансформатора відноситься також неприпустиме пониження рівня масла.

Об'єм захистів трансформаторів

Максимальний струмовий захист застосовується як основний захист для трансформаторів від струмів, обумовлених зовнішніми багатofазними короткими замиканнями. Максимальний струмовий захист діє на відключення в поєднанні із струмовим відсіченням.

Від пошкоджень усередині корпусу, від “пожежі в сталі” магнітопровода і від зміни рівня масла застосовується газовий захист.

Крім того, в комплект ТП входить шафа з вимикачем навантаження і запобіжниками, тому трансформатор захищений з високої сторони також і запобіжником типу ПКТ. З низької сторони трансформатор захищається МТЗ, виконаної на базі автомата АВМ.

2.8.3 Перевірка селективності елементів РЗА

2.8.3.1 Розрахунок максимального струмового захисту

Реле захисту розподільних трансформаторів напругою 10/0,4 кВ з'єднують у неповну зірку. Група з'єднання обмоток Δ/Y -.

Схему неповної зірки виконуємо трьома реле типу РТ-80.

Струм спрацьовування струмової відсічки лінії, що живить трансформатори, повинний бути відбудований від кидка струму намагнічування трансформаторів по вираженню

$$I_{с.о} \geq K_{вц} \cdot I_{\Sigma mp}$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

І від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів по вираженню

$$I_{CO} \geq K_H \cdot I^{(3)}_{K.MAX}$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відбудування, прийнятий рівним 4-5 при миттєвому спрацьовуванні захисту;

$I_{\Sigma_{тр}}$ - сумарний номінальний струм трансформаторів, що живляться від лінії, що захищається;

K_H - коефіцієнт, прийнятий рівним 1,5-1,6 для захисту з реле РТ-40.

$I^{(3)}_{K.MAX}$ - найбільший зі струмів, що проходять у місці установки захисту при трифазних КЗ за трансформаторами у максимальному режимі системи.

2.8.3.2 Автоматичне включення резервного живлення (АВР)

Пристрої АВР встановлюють на підстанціях, для яких передбачено два джерела живлення, що працюють роздільно в нормальному режимі.

Пристрій АВР здійснює швидке автоматичне перемикання на резервне живлення споживачів, знеструмлених в результаті пошкодження або мимовільного відключення робочого джерела електропостачання, що забезпечує мінімальне порушення і втрати в технологічному процесі.

Схеми пристрою АВР повинні:

- не допускати підключення споживачів до резервного джерела, напруга на якому знижена;
- виключати неприпустиме несинхронне включення що втратили живлення синхронних електродвигунів в мережі резервного джерела;
- не допускати включення резервного джерела на короткому замиканні;
- діяти згідно з іншими пристроями автоматики (АПВ, АЧР) на користь можливо повного збереження технологічного процесу;
- забезпечувати можливо раннє виявлення відмови робочого джерела живлення.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

При установці АВР, окрім основної МТЗ на робочий орган мінімальної напруги, для того, щоб схема АВР могла діяти при зникненні живлення на шинах, що живлять робоче джерело.

2.8.3.3 Автоматичне частотне розвантаження (АЧР)

Пристрої автоматичного частотного розвантаження передбачаються на підстанції підприємства для відключення частини електроприймачів при виникненні в живлячій енергосистемі дефіциту активної потужності, що супроводиться зниженням частоти, в цілях збереження генеруючих джерел і можливо швидкій ліквідації аварій. Окремі УАЧР передбачають для кожного РУ напругою вище 1 кВ, для споживачів, підключених до одного з декількох незалежних джерел електропостачання, таких, що виниклий в системі одного джерела аварійний дефіцит активної потужності не зачіпає систему іншого джерела і, отже не викликає в ній зниження частоти; для груп споживачів, підключених до кожного незалежного джерела електропостачання, незалежно від можливості розповсюдження аварійного дефіциту активної потужності на декілька джерел одночасно, коли у складі вказаних груп є синхронні електродвигуни.

Установка УАЧР безпосередньо на підстанції підприємства дозволяє забезпечити вибірковість в підключенні навантаження до АЧР і, як наслідок, підвищити надійність електропостачання відповідальних споживачів. Розміщення УАЧР слід розміщувати з підстанції, від шин 10 кВ які безпосередньо одержують живлення електроприймачі, що підлягають відключенню при дії АЧР, і далі на ГПП, у напрямі джерел електропостачання.

2.8.3.4 Автоматичне повторне включення (АПВ)

Пристрої автоматичного повторного включення передбачаються на вимикачах всіх повітряних і кабельних ліній, збірних шин підстанції, якщо шини не є елементом КРУ. Пристроями АПВ оборудуються всі трансформатори потужністю більше 1 МВА.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

Час спрацьовування АПВ трансформатора:

$$t_{АПВ} = t_{зар} + t_{зан} \quad (2.64)$$

де $t_{зар}$ - час, необхідний для зарядки конденсаторів;

$t_{зан}$ - додатковий запас часу.

Ефективно поєднання АПВ ліній електропередачі з неселективними швидкодійними захистами ліній для напрямку їх неселективної дії при пошкодженнях зовні лінії і з пристроями автоматичного частотного розвантаження.

Автоматичне повторне відключення вимикача повинне здійснюватися після неоперативного відключення вимикача, за винятком випадку відключення від релейного захисту приєднання, на якому встановлений пристрій АПВ, безпосередньо після включення вимикача оперативним персоналом або засобами телекерування, після дії захистів від внутрішніх пошкоджень трансформаторів.

Висновки до розділу 2

У цьому розділі спроектовано систему електропостачання міста. Перевірено та обрано перерізи кабелів в аварійному режимі до і вище 1 кВ, обрано з урахуванням перенавантаження трансформатори. Також були розглянуті різні види захисту збірних шин напругою 110/10 кВ, кабельних ліній напругою 10 кВ. Було обрано елементи РЗА та розраховано електричне навантаження на різних ієрархічних рівнях схеми.

Також був виконаний розрахунок максимального струмового захисту. Розглянуто інформацію щодо автоматичного включення резервного живлення (АВР), автоматичного частотного розвантаження (АЧР) та автоматичного повторного включення (АПВ)

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

3 ВИРІШЕННЯ ПРИКЛАДНИХ ЗАДАЧ ЩОДО ОБ'ЄКТУ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗА ТЕМОЮ «КОМПЕНСАЦІЯ ЄМНІСНИХ СТРУМІВ В КАБЕЛЬНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 10 КВ»

3.1 Загальні положення

Підвищення надійності електропостачання і довговічності ізоляції електроустаткування в мережах 6-35 кВ пов'язується, як відомо, з резонансним заземленням нейтралі. Повною мірою переваги подібних мереж виявляються при збігу частоти Ω власних коливань контура нульової послідовності мережі (КНПС) з промисловою частотою ω . Тому оптимізація режиму нейтралі для вказаних мереж в останні тридцять років йшла по шляху розробки автоматичних регуляторів компенсації. Нижче дається критичний аналіз винаходів з погляду можливостей придушення дугових замикань на землю і забезпечення тим самим якнайкращих умов реалізації переваг резонансного заземлення нейтралі.

3.1.1 Режими роботи мереж 6-35 кВ.

Перш ніж приступити до огляду існуючих технічних рішень, зробимо ряд уточнень, що стосуються головним чином термінології і того необхідного описового матеріалу, який буде корисним надалі. Умовимося розрізняти наступні режими роботи даних мереж.

1) Режим А - режим нормальної роботи мережі, коли однофазне замикання на землю (ОЗЗ) відсутнє і вхідним сигналом для КНПС є струм не симетрії $\theta(t)$ мережі:

$$\theta(t) = \sum_{i=1}^3 \{D[C_i E_i(t)] + g_i E_i(t)\}, \quad D = d / dt,$$

$$E_i(t) = E_{\text{ж}} \cos(\omega t + \varphi_i), \quad \varphi_1 = 0, \quad \varphi_2 = -120^\circ, \quad \varphi_3 = +120^\circ, \quad (3.1)$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Перфілов Б.М			Компенсація ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста			Літ.	Арк.	Акрушів	
Перевір.		Федосенко М.М								83	
Реценз.								ІЕЕ, ОЕ-71			
Н. Контр..		Прокопенко І.Д									
Затверд.											

де E_m , φ і ω - амплітуда, фаза і частота ЕДС джерел мережі, C_i і g_i - місткість і активна провідність i -ї фази мережі щодо землі. Всі питання інформаційного забезпечення при розробці систем резонансної настройки КНПС в режимі А концентруються навкруги координати $\theta(t)$, яку в загалі не вдається зміряти або прогнозувати безпосередньо.

В справній мережі амплітуда θ струму не симетрії $\theta(t)$ має порядок одиниць-сотень міліамперів. Напруга зсуву нейтралі $e(t)$ пов'язана зі струмом не симетрії співвідношенням

$$e(t) = \Omega(D) \theta(t), \quad (3.2)$$

де $e(t)$ - напруга зсуву нейтралі,

$\theta(t)$ - амплітуда струму не симетрії,

$\Omega(D)$ - передаточна функція КНПС від входу $\theta(t)$ до виходу $e(t)$: $\theta \rightarrow e \rightarrow e$.

В розповсюдженому лінійному варіанті КНПС вона приймає наступний вигляд

$$W(D) = \frac{N(D)}{1 + S(D)N(D)} = \frac{LD + R}{LCD^2 + (RC + Lg)D + 1 + Rg}. \quad (3.3)$$

де $N(D) = LD + R$ - оператор нейтралі, $S(D) = CD + g$ - оператор ізоляції мережі; $C = C_1 + C_2 + C_3$ і $g = g_1 + g_2 + g_3$ відповідно сумарна ємність і сумарна активна провідність фаз мережі відносно землі; L - індуктивність дугогасного реактора (ДГР), R - активний опір нейтралі. Амплітуда e_m напруги $e(t)$ не повинна перевищувати 15% (короткочасно - 30%) від амплітуди E_m фазної напруги мережі.

2) Режимы В і С, відповідно, глухого і дугового ОЗЗ. Слід зазначити, що в цих режимах бажана максимальна швидкодія АСК. Виниклий розлад повинен бути понижений до заданих меж за можливий короткий час, наприклад, 0,2-0,3 с і менше.

3) Неповно фазні (НПФ) режими. Виявляються в неприпустимому зростанні амплітуди струму не симетрії $q(t)$ або ступеня не симетрії мережі за відсутності в ній ОЗЗ. Внаслідок НПФ-режиму амплітуда e_m напруги $e(t)$ виходить за допустимі межі і в несприятливих випадках може досягати

значних величин. Захистом загально мережної дії від їх наслідків може служити глибоке зниження добротності КНПС і відповідний розлад резонансного контуру.

4) Режими Д і Т - це режими, відповідно двофазного і трифазного замикання на землю, при яких пошкоджені ділянки слід негайно відключити, переводячи мережу в режим А або принаймні в режими В і С. Параметричний характер управління КНПС витікає з параметричного характеру обурення, в ролі якого виступає сумарна ємність С мережі. Тому резонансна настройка КНПС повинна підтримуватися за рахунок відповідної зміни індуктивності ДГР. З функціональної точки зору всякий контур автоматичного управління включає: об'єкт управління, в даному випадку КНПС, відповідний адаптивний регулятор і виконавський орган (ВО).

3.1.2 Виконавчі органи адаптивних систем компенсації (АСК) реактивних струмів ОЗЗ.

Відзначимо відразу, що пропозиції стабілізувати ємність мережі за допомогою батареї конденсаторів змінної ємності або розподіл індуктивності ДГР по окремих приєднаннях (так звана статична компенсація) не отримали застосування у високовольтних мережах через громіздкість і дорожнечу виникаючих при цьому технічних рішень. Не отримала розповсюдження і по фазна компенсація, коли використовуються три ДГР з підмагнічуванням, підключених до трьох фаз мережі. Це пояснюється надзвичайно високими вимогами до ідентичності характеристик таких реакторів і безперервним, а не тільки в режимах ОЗЗ, споживанням активної потужності.

Найтиповішим в розподільних мережах є підключення ДГР до нульової точки первинної обмотки спеціального приєднувального трансформатора, який часто виконує також і функції трансформатора власних потреб підстанції.

За способом регулювання величини індуктивності ДГР діляться на реактори з плавною і східчастою зміною індуктивності. У свою чергу, ДГР з

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						85
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

плавним регулюванням індуктивності діляться на плунжері, регулювання яких здійснюється за допомогою зміни величини повітряного проміжок в магнітопроводі, і реактори з підмагнічуванням, індуктивність яких змінюється під дією постійного струму підмагнічування в спеціальних обмотках управління. До плавно регульованих ДГР відносяться і реактори, комутовані тиристорним ключем на промисловій частоті, назовемо їх ШІМ-керованими реакторами, маючи на увазі широто-імпульсну модуляцію напруги зсуву нейтралі, фізично здійснювану перериванням струму через ДГР.

3.1.3 Вимоги до АСК ємнісних струмів ОЗЗ у високовольтних мережах.

Відзначимо відразу, що практично всі розроблені до теперішнього часу технічні рішення АСК призначені для авто компенсації ємнісних струмів. Вимоги до АСК можна сформулювати таким чином.

1) Працездатність АСК як в кабельних, так і повітряних і повітряно-кабельних мережах. Ця вимога істотна, тому що повітряні вставки і живлення від одного трансформатора є вельми поширеним випадком. Особливістю ж повітряних і повітряно-кабельних мереж, що впливає на працездатність тих або інших технічних рішень, є значний струм не симетрії $\theta(t)$, нестабільний як по амплітуді, так і по фазі. Це призводить до того, що у вказаних мережах можуть бути настільки великі амплітуди струму не симетрії (3.1), що резонансне значення амплітуди e_m напруги $e(t)$ зсуву нейтралі (3.2) може перевищити максимально допустимий рівень $0,15E_m$. Крім того, при резонансній авто налаштуванні КНПС або налаштуванні з недокомпенсацією підвищується небезпека наднормативних зростань e_m внаслідок виникнення НПФ-режимів. Найдоцільнішим способом подолання вказаних труднощів є, мабуть, штучне зниження добротності КНПС. Цей захід може бути здійснений, наприклад, за допомогою резистора, включеного послідовно з ДГР ; резистора, включеного в додаткову обмотку ДГР або в обмотку спеціального трансформатора. Пропозиції, пов'язані з розладом резонансу

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						86
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

КНПС в нормальному режимі представляються неприйнятними для мереж відповідальних споживачів.

2) Принципова сумісність АСК з будь-яким типом ДГР, придатних для автоматизації. В розподільних мережах тривалий час співіснуватимуть ДГР всіх трьох типів. Дана обставина вимагає принципової можливості сполучення управляючої частини системи з будь-яким з них. Проте, оскільки в багатьох мережах вже зараз встановлені ДГР плунжерного типу, а для розгортання серійного виробництва швидко надійних ДГР іншого типу повинен пройти певний час, то на першому етапі створюватиметься апаратура, призначена для роботи з плунжерним ДГР. Проте, основні принципи і технічні рішення, закладені в дану конструкцію, повинні забезпечувати можливість достатньо простої модернізації їх для роботи і з іншими видами реакторів. Відзначимо, що обов'язковою вимогою до АСК з плунжерним ДГР є асимптотична стійкість рівноважного стану у всіх режимах роботи і достатня перешкодозахисна по відношенню до складних пусків приводу ДГР у зв'язку із зносом їх механічної частини. Недотримання цієї вимоги в пристроях РАНК-2 приводить, як показує досвід експлуатації, до зносу релейно-контактної схеми приводу ДГР вже в кінці першого року експлуатації.

3) Все режимність - працездатність як в режимі нормальної експлуатації мережі (режим А), так і в режимах глухого і перемежається дугового ОЗЗ (відповідно режими В і С). Необхідність попередньої резонансної настройки в режимі А викликана тим, що для реалізації ефекту самозахисту мережі від ОЗЗ, КНПС до моменту пробою повинен вже знаходитися в резонансному стані. Проте, необхідність авто налаштуванні в режимах В і С, реалізована лише в окремих розробках, обумовлена можливістю оперативних перемикачів в мережі в режимах ОЗЗ і зміною індуктивності ДГР внаслідок не лінійності вебер-амперних характеристик його магнітопроводу при ОЗЗ.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						87
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Режимність виключає необхідність в складних і громіздких пристроях, що запам'ятовують. Обговорюючи вимогу режимності, необхідно зробити ряд зауважень з приводу резонансної настройки КНПС в режимі А. Ціллю резонансної настройки є завчасна підготовка мережі до можливого виникнення ОЗЗ. Проте, критерії налаштування в режимах В і С дещо відрізняються один від одного: в режимі В це мінімум амплітуди напруги на пошкодженій фазі, тобто струму I_0 в місці ОЗЗ; в режимі С - рівність $\Omega = \omega$. Оптимальне для режиму В значення індуктивності ДГР залежить від опору R_0 місця ОЗЗ, точніше від амплітуди і фази струму не симетрії (3.1) і, внаслідок цього, від того, яка саме фаза виявиться пошкодженою. Тому настройка не може бути точно визначений наперед, тобто в режимі А. Як показують проведені розрахунки, навіть без урахування не симетрії мережі різниця між оптимальними значеннями L в режимах В і С може досягати 4% і більш. Тому підготовку КНПС в режимі А слід здійснювати відповідно до критерію оптимальності для режиму С. Даний вибір диктується наступними міркуваннями:

- режим С представляється самим небезпечним для мережі, оскільки пов'язаний з пере напругами, іонізацією дугового проміжку, підвищеною електричною та пожежною небезпечними ситуаціями;
- самоліквідація ОЗЗ при точній резонансній настройці КНПС найбільш вірогідна саме в режимі С;

Таким чином, найприроднішим способом підготовки КНПС в режимі А до виникнення ОЗЗ в режимах В і С є забезпечення рівності

$$\Omega = \omega$$

де $\Omega(t)$ - власна частота КНПС за відсутності ІСД, $\omega(t)$ - частота мережі.

Дана обставина, а також неможливість вимірювання параметрів вхідного сигналу (2.1), широкий діапазон зміни і трудність вимірювання всіх

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						88
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

основних параметрів R , L , C , g мережі призводить до того, що саме режим А створює найбільші труднощі при реалізації параметричних контурів управління реактивними струмами компенсації.

4) Працездатність у всьому діапазоні зміни параметрів L , C , g даної мережі. При цьому не слід випустити з уваги також рівень складності і надійності технічної реалізації, ремонтпридатність і вартість. Причому, вартість як самої апаратури АСК, так і робіт по її установці, наладці на підстанції.

В даний час жодна з існуючих розробок АСК і жоден із способів автоматичної настройки компенсації не може повною мірою задовольняти всім сформульованим вимогам. Тому контур авто компенсації реактивних струмів в загальному випадку повинен включати деяку кількість регуляторів, призначених для роботи в режимах А, В і С, пов'язаних з мережею і між собою за допомогою блоку управління. В цих умовах вельми бажаною властивістю є багатофункціональність вузлів, що становлять систему, тобто можливість використання одних і тих же компонентів в різних режимах роботи мережі і можливо по різному призначенню. Із сказаний виходить необхідність диференціювати оцінку придатності що розглядаються нижче способів і пристроїв автоматичної компенсації для включення їх до складу системи по режимах роботи мережі і по наявності взаємно доповнюючих позитивних якостей.

Компенсація ємнісного струму замикання на землю в мережах 10 кВ є безконтактним засобом гасіння дуги, що заземлює, ціль якого – зменшення струму замикання на землю через місце ушкодження до мінімальних значень і забезпечення надійного дуго гасіння в місці ушкодження; обмеження пере напруги, що виникають при дугових замиканнях на землю, до значень, безпечних для ізоляції експлуатованого устаткування; плавне відновлення напруги на ушкодженій фазі (режим перекомпенсації) після гасіння дуги, що заземлює, сприяє відновленню діелектричних властивостей місця

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						89
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

ушкодження; запобігання різкого збільшення реактивної потужності на джерела живлення при дугових замиканнях на землю і тим самим збереження якості електроенергії в споживачів.

Компенсація повинна застосовуватися при значеннях ємнісного струму замикання на землю в кабельних мережах при напрузі 10 кВ більш 20 А.

Допускається застосовувати компенсацію в мережах 10 кВ також при значеннях ємнісних струмів, менших від вищевказаних.

Тривалість замикання на землю визначається заводськими і місцевими інструкціями, складеними на підставі даної інструкції з урахуванням місцевих умов, і не повинне перевищувати допустимої тривалості безупинної роботи ДГР. При ефективному використанні компенсації до 85% замикань на землю в електричних мережах 10 кВ ліквідуються без збитку для споживачів.

3.2 Дугогасні реактори, їхнє призначення і технічні характеристики

Дугогасний реактор являє собою котушку індуктивності, призначену для компенсації ємнісного струму замикання на землю й обмеження перевищеної напруги при повторних запалюваннях дуги.

По способу регулювання величини індуктивності (струму компенсації), що застосовуються в електричних мережах ДГР підрозділяються на кілька видів:

1) реактори з плавною зміною індуктивності:

а) плунжерні, регулювання котрих здійснюється з допомогою зміни величини повітряного зазору в магнітопроводі;

б) реактори з підмагніченням, індуктивність яких змінюється під дією постійного струму підмагнічування в спеціальних обмотках управління;

в) реактори, що комутують тиристорним ключем на промисловій частоті, назвемо їх ШІМ-керовані реактори, маючи на увазі широко-імпульсну модуляцію напруги зсуву нейтралі, фізично здійснюється через переривання струму через ДГР;

2) реактори зі східчастим регулюванням індуктивності поділяються на:

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						90
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

- а) ДГР з великою східчастою зміною індуктивності;
- б) реактори з дрібною ступінчастою зміною індуктивності.

В енергосистемах України найбільше застосування одержали:

- ДГР зі східчастим регулюванням індуктивності (ЗРОМ - реактори, що заземлюють, однофазні масляні і РЗДСОМ - реактори що заземлюють дугогасні східчасті однофазні масляні);

- ДГР із плавним регулюванням індуктивності зміною зазору магнітопроводу (РЗДПОМ - реактори що заземлюють дугогасні плавно регульовані однофазні масляні, КДР - котушки дугогасні регульовані й ін.).

Плунжерні ДГР значною мірою задовольняють експлуатаційним вимогам, що пред'являється до них, а по деяких характеристиках не мають собі рівних: лінійність, глибина регулювання від 3 до 10, незмінність настройки під час переходу мережі в режим ОЗЗ (однофазне замикання на землю), добротність більше 50.

Проте, час перебудови індуктивності плунжерних ДГР від одного краю шкали до іншого змінюється від 30 секунд до 2 хвилин. Недоліки плунжерних ДГР обумовлені наявністю у них механічної частини, відносно високою вартістю і обмеженим ресурсом.

ДГР з підмагнічуванням мають дещо гірші характеристики: лінійність приблизно 3-5%, добротність 10-40, струми вищих гармонік складають 3-5%, нелінійні регульовальні характеристики, велика зміна настройки при переході з режиму нормальної роботи мережі в режими глухого ОЗЗ і ОЗЗ, що перемежається. Більш економічні реактори з локальним підмагнічуванням частини магнітопроводу. Перевагою таких реакторів є їх швидкодія - в ненормальних режимах: час відробітку всього діапазону по індуктивності складає 1-3 с, а також відносні простота, дешевизна, надійність і довговічність. Недоліками їх є мала швидкодія при переході з нормального режиму в режими ОЗЗ і неможливість ефективної роботи в режимах авто компенсації ємнісних струмів.

Високою швидкодією володіє дугогасний апарат у вигляді ДГР,

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						91
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

сполученого із землею тиристорним ключем: ШІМ-керовані ДГР. Регулювання кута відмикання ключа на кожному напівперіоді визначає індуктивні властивості (по першій гармоніці) даного ланцюга. Недоліком є підвищений вміст вищих гармонік в струмі вказаних реакторів. У зв'язку з вказаним недоліком, а також громіздкістю високовольтного тиристорного ключа, доводиться оцінювати їх ефективність по сукупності "за і проти".

Із ДГР з великою сумісністю зміною індуктивності широке розповсюдження отримали реактори, що випускалися Московським трансформаторним заводом, реактори типу ЗРОМ для мереж 6-35 кВ на різні ємнісні струми, 5 відгалужень, що мають, реактори трансформаторного заводу ім. Карла Лібкнехта, дев'ять, що мають, відгалужень для мереж 6-10 кВ і 6 відгалужень для мереж 35 кВ, а також що випускаються в даний час реактори типу РЗДСОМ на різні потужності і напруги. Орієнтація на ручне перемикання відгалужень, мала кількість відгалужень, а іншими словами, великий крок індуктивності, не дозволяє їх застосовувати як виконавчі органи систем захисту від струмів ОЗЗ.

Для компенсації ємнісного струму замикання на землю в мережах з компенсованою нейтраллю рекомендується застосовувати ДГР із плавним регулюванням індуктивності й автоматичним настроюванням, також допускається застосовувати ДГР зі східчастою зміною індуктивності.

Дугогасні реактори налагоджуються на струм компенсації, рівний ємнісному струму замикання на землю (резонансне настроювання). Допускається настроювання ДГР із перекомпенсацією, при якій індуктивна складова струму замикання на землю не перевищує 5 А, а ступінь налагодження компенсації - 5 %, за умови, що напруга не симетрії даної ділянки мережі не перевищує 0,75 % U_{ϕ} .

У мережах 10 кВ із ємнісним струмом замикання на землю менш 10 А ступінь розгалуження компенсації не нормується.

При наявності в мережах 10 кВ дугогасних реакторів зі східчастим регулюванням індуктивності і великою різницею струмів компенсації

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						92
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

суміжних відгалужень допускається настроювання з індуктивною складовою струму замикання на землю не більш 10 А.

3.3 Вибір місць установки і потужності дугогасних реакторів

3.3.1 Вибір місця установки дугогасного реактора

Дугогасні реактори встановлюються на живильних підстанціях, зв'язаних з компенсованою електричною мережею не менш чим двома лініями електропередачі. Установка реакторів на тупикових підстанціях неприпустима, тому що обрив проводів на живильній лінії (неповно фазній режим живлення трансформатора з ДГР) може привести до неповно фазної компенсації ємнісних провідностей фаз мережі індуктивними провідностями ДГР. При цьому напруга зсуву нейтралі може досягти небезпечних величин.

Вибір підстанції для установки дугогасних реакторів виробляється з урахуванням конфігурації мережі, можливого розподілу мережі на частини, можливих аварійних режимів і впливів на лінії зв'язку. Реактори розміщаються таким чином, щоб після поділу мережі в кожній її частині зберігалася можливість настроювання компенсації ємнісного струму, близької до резонансного.

3.3.2 Вибір схеми підключення до мережі дугогасного трансформатора

Підключення дугогасних реакторів до нейтралі трансформаторів, чи генераторів синхронних компенсаторів виконується роз'єднувачами. Заземлення реакторів здійснюється через трансформатори струму.

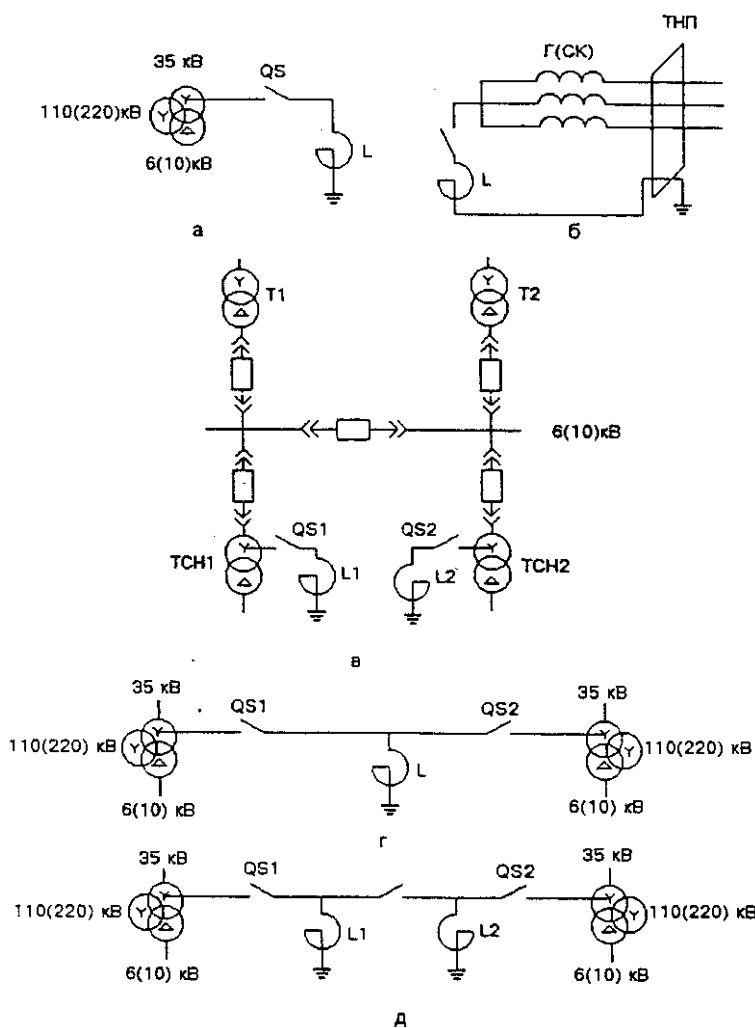
Трансформатори 10 кВ із підключеними до їх нейтралів дугогасними реакторами приєднуються до шин підстанцій вимикачами. Захист трансформаторів, до нейтралів яких підключені ДГР, здійснюється максимальним токовим захистом з витримкою часу.

Застосування запобіжників у схемах живлення трансформаторів з дугогасними реакторами в нейтралі неприпустимо.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						93
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Схеми включення, що рекомендуються, дугогасних реакторів приведені на рисунку 3.1.

На двотрансформаторних підстанціях схеми включення дугогасних реакторів передбачають можливість підключення обох реакторів як до одного, так і іншому трансформатору (рисунок 3.1 г, д). Нейтралі трансформаторів повинні бути розділені роз'єднувачем.



- а - включення реактора на одотрансформаторній підстанції;
 - б - включення реактора в нейтраль генератора (синхронного компенсатора);
 - в - включення реакторів у нейтралі трансформаторів власних потреб;
 - г - включення одного реактора на двотрансформаторній підстанції;
 - д - включення двох реакторів на двотрансформаторній підстанції
- Рисунок 3.1 Рекомендаційні схеми включення дугогасних реакторів

Установка дугогасних реакторів у розподільних пристроях виконується відповідно до ПУЕ й інструкцій заводів-виготовлювачів. Невикористовувані обмотки ненавантажених трансформаторів з дугогасними реакторами в

нейтралі захищаються від можливих перенапружень обмежниками перенапружень (ОПН) чи вентиляними розрядниками (РВП, РВО).

Даному випадку обираємо схему включення показану на рис.3.1,в.

3.3.3 Вибір потужності дугогасного реактора

Потужність дугогасного реакторів вибирається по величині повного ємнісного струму замикання на землю електричної мережі з урахуванням її розвитку на найближчі 10 років. При відсутності інформації про розвиток мережі потужність ДГР вибирається по величині повного ємнісного струму мережі, збільшеної на 25%.

Розрахункова величина потужності дугогасного реактора визначається по формулі:

$$Q_p = I_c \cdot \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}}, \quad (3.4)$$

де Q_p - потужність дугогасячого реактора, квар;

$U_{\text{л}}$ - лінійна напруга мережі, кВ;

I_c - повний ємнісний струм замикання на землю, А.

Для визначення величини повного ємнісного струму замикання на землю може використовуватися наближена формула:

$$I_c = I_{0i} \cdot L, \quad (3.5)$$

де I_{0i} – ємнісний струм замикання на землю в кабелі [7], А/км;

L – довжина кабелю, км.

Необхідні для розрахунку дані зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 Розрахункові дані

№	Марка кабелю	I_{0i} , А	L , км	I_c , А
01-4	ААШВУ 3х50	0,77	0,143	0,11
4-1	ААШВУ 3х50	0,77	0,429	0,254
1-2	ААШВУ 3х50	0,77	0,242	0,186
2-3	ААШВУ 3х50	0,77	0,22	0,169
РП1-ЦЖ	ААШВУ 3х120	1,1	1,11	1,221
01-6	ААШВУ 3х50	0,77	0,154	0,119
6-5	ААШВУ 3х50	0,77	0,242	0,186
5-7	ААШВУ 3х50	0,77	0,352	0,274

Продовження таблиці 3.1

РП2-ЦЖ	ААШВУ 3х120	1,1	1,056	1,162
02-10	ААШВУ 3х50	0,77	0,22	0,169
10-8	ААШВУ 3х50	0,77	0,198	0,152
8-9	ААШВУ 3х50	0,77	0,121	0,093
02-11	ААШВУ 3х50	0,77	0,198	0,152
11-13	ААШВУ 3х50	0,77	0,216	0,166
13-14	ААШВУ 3х50	0,77	0,268	0,206
14-12	ААШВУ 3х50	0,77	0,352	0,271
Разом				4,89

Враховуємо, що від головної понижуючої підстанції живляться ще декілька районів. Тому, $I_c=24,4A$.

Вибираємо реактор типу РУОМ – $190/11/\sqrt{3}$.

Реактори керовані заземлюючі дугогасні однофазні з масляним охолодженням типу РУОМ-190/11(6,6)/ЦЗ використовуються в електричних мережах 6 або 10 кВ (в даному випадку 10 кВ) з ізольованою нейтраллю як заземлювальний дугогасний пристрій з автоматичною компенсацією ємнісного струму замикання на землю і призначені для автоматичної компенсації ємнісних струмів замикання на землю; запобігання переходів однофазних замикань на землю в короткі замикання електричної мережі.

Застосування реакторів забезпечує триразове зниження кількості замикань на землю і повну їх локалізацію у разі пробоїв ізоляції підвищеною напругою. Забезпечується збереження електротехнічного устаткування у випадках виникнення аварійних ситуацій і збільшення його терміну служби. Термін окупності - 2 ... 3 роки.

Реактори включаються між точкою заземлення і виведеною нейтраллю трансформатора підстанції, а якщо на підстанції немає трансформатора із з'єднанням обмоток "зірка з нейтраллю", то "штучної нейтраллю - нейтраллю заземляючого фільтру" нульової послідовності. Реактори складаються з

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						96
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

електромагнітної частини і тиристорного перетворювача, розміщеного загалом маслonaповненому баці і можуть доукомплектовуватися на вимогу замовника системою управління і пристроєм приєднання реактора до мережі. Регулювання реактора (струму, потужності, індуктивності) здійснюється уручну або автоматично за допомогою системи управління реактором типу САНК (поставляється в комплекті з реактором). Система управління САНК, якій комплектується реактор, відповідає основним вимогам, що полягають в автоматичному виконанні наступних функцій:

- розпізнанні нормального режиму роботи мережі і режиму замикання на землю;
- Вимірюванні ємності мережі в нормальному режимі;
- Безінерційному виході на режим компенсації ємнісного струму при виникненні замикання на землю.

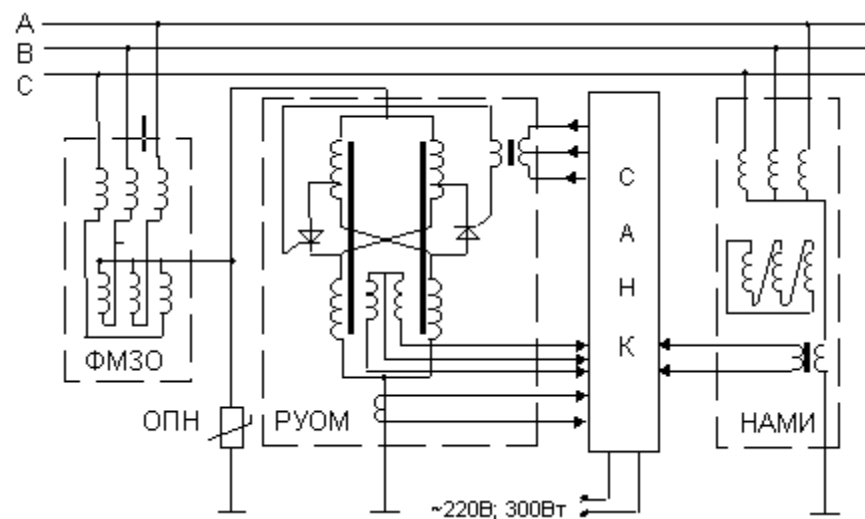
Управління реактором здійснюється системою автоматичної настройки САНК, яка визначає очікувану величину ємнісного струму замикання на землю і виробляє командний сигнал, що поступає в перетворювач реактора РУОМ. При виникненні замикання на землю реактор знижує струм в місці замикання на землю до величини, близької до нуля. Процес настройки повністю автоматичний, і при виникненні замикань реактор перемикається в режим компенсації без участі експлуатуючого персоналу. В нормальних режимах роботи мережі реактор РУОМ ненасичений, що виключає можливість резонансних перенапружень в нейтралі.

Принципова електрична схема дугогасного управляючого реактора типу РУОМ і можлива схема підключення до мережі приведена на рис.3.2.

Сам по собі управляючий реактор типу РУОМ складається із двох основних функціональних блоків: електромагнітної частини і тиристорного перетворювача. Електромагнітна частина і тиристорний перетворювач

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						97
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

розташовані в загальному масло наповненому баку і призначені для експлуатації на відкритому майданчику Габаритне креслення реакторів серії РУОМ приведено на рис. 2.3. Реактори в обов'язковому порядку комплектуються спеціальною розробленою під них електронною системою управління типу САНК (РУОМ), без якої нормальне функціонування дугогасного реактора неможливе. Система управління скомпонована в одному корпусі і призначена для експлуатації в закритому опалюваному приміщенні.



ФМЗО – фільтр масляний заземляючий нульової послідовності (реактор приєднання «нейтраллер», реактор для отримання «штучної» нейтралі);

НАМИ – трансформатор напруги.

Рисунок 3.2 Схема приєднання реакторів серії РУОМ до трифазної мережі

Обираємо трансформатор напруги НАМИ – 10(6)-95 УХЛ2 антиферорезонансний трьохфазний трансформатор напруги для контролю ізоляції і обліку електричної енергії в мережах 10 (6) кВ з ізольованою нейтраллю. Випускається з 1995року, стійкий як до ферорезонансу, так і до довготривалим замиканням мережі на землю через перемежаючу дугу, відмінний від інших трансформаторів напруги тим, що має симетричну схему з'єднання обмоток, не потребує включення додаткових резисторів чи

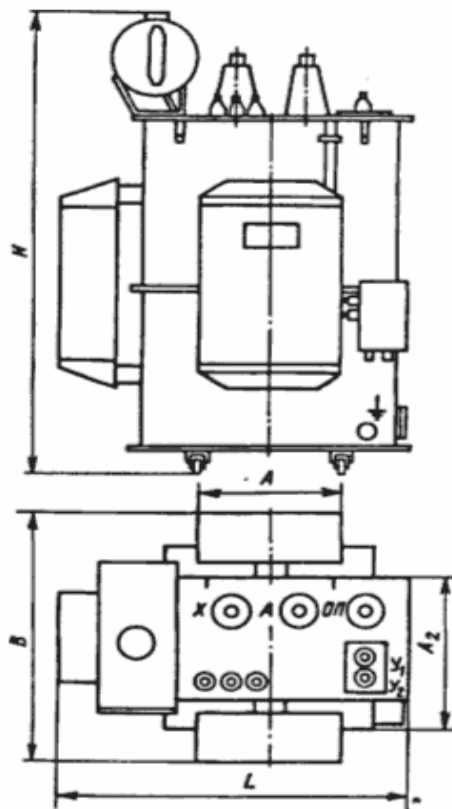
спеціальних реле для знаходження ферорезонансу і переключення схеми з'єднання обмоток, що виключає додаткові затрати на обладнання.

Фільтр приєднання ФМЗО-40/11 – маслонаповнюючий трансформатор, що не має низьковольтної вторинної обмотки.

Дані по системі САНК приведені в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 Дані по системі САНК

Напруга живлення	220 В
Частота	50(60)Гц
Потужність	300 Вт
Клас точності	2,0
Маса	3,2кг
Габарити	260x270x160



$$L=1080\text{мм}, B=1050\text{мм}, H=1670\text{мм}, A_2=660\text{мм}$$

Рисунок 3.3 Схема конструкції і основні розміри управляемого підмагнічуванням дугогасячих реакторів типа РУОМ

Підключення реактора до трифазної мережі може бути виконано через трансформатор власних потреб підстанції, що має виведену нейтраль або, як

показано на рис.3.1, через «нейтраллер» — спеціальний заземляючий трифазний реактор (трансформатор без вторинної обмотки) з схемою з'єднання обмоток в зигзаг з виведеною нейтраллю (фільтр заземляючий нульової послідовності типу ФМЗО). Даний пристрій по своєму призначенню є фільтром приєднання нульової послідовності (звідки слідує його позначення). Для напруги прямої і зворотної послідовностей він володіє дуже високим опором, у декілька разів перевищуючим опір холостого ходу двохобмотувального трансформатора аналогічної потужності, а для напруги нульової послідовності його опір малий. Під серію дугогасящих реакторів типу РУОМ ВАТА «РЕТЗ Енергія» освоїв виробництво таких фільтрів потужністю 200, 310, 500, 875 кВ-А на напругу 6 і 10 кВ. По витраті матеріалів вони приблизно на 40% легше за двохобмотувальні трансформатори аналогічного призначення.

Дугогасячий реактор працює таким чином. Поки миттєве значення напруги нульової послідовності на вторинній обмотці трансформатора напруги (наприклад типу НАМИ виробництва ВАТА «РЕТЗ Енергія», див. рис. 3.1) не досягло критичного значення, рівні 0,15 максимуми номінальної напруги цієї обмотки, система управління сприймає це як нормальний режим роботи сіті. В цьому режимі системою управління через сигнальну обмотку РУОМ генеруються в мережу імпульси струму тривалістю порядку 1 мс. Інтервал повторень імпульсів струму залежить від потужності, реактора, стану мережі і знаходиться в межах від 0,1 до 0,3 с. Імпульс струму заряджає ємність мережі, що викликає подальше резонансне затухаюче коливання напруги між ємністю і реактором. По характеру коливального процесу можна, в принципі, визначити ємність мережі, індуктивність реактора і добротність контура замикання струмів нульової послідовності. Насправді, провідність ємності мережі обернено пропорційна швидкості наростання напруги на нейтралі. Відношення частоти вільних коливань до робочої частоти мережі показує ступінь розладу реактора від резонансу. Швидкість загасання коливань характеризує добротність мережі, по цьому показнику встановлюється

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						100
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

мінімально допустимий інтервал між сусідніми імпульсами струму. Вимірювання в запам'ятовування нових значень провідності ємності мережі здійснюється в системі управління САНК (РУОМ) лише по швидкості наростання фронту напруги на нейтралі у момент генерації імпульсу струму, те, що вимірювання ємності відбувається за короткий час, в 10-20 разів менше періоду коливань напруги мережі, визначає високу перешкодостійкість даного методу при можливих зсувах напруги нейтралі, наприклад, через не симетрію мережі. Перешкодостійкість багато разів зростає завдяки тому, що імпульс струму генерується в мережу під час переходу через нуль першої похідної перешкоди, наведеної на вторинній обмотці трансформатора напруги. В цьому випадку навіть при 15%-у зсуві нейтралі погрішність вимірювання ємності мережі описаним вище методом не перевищує 2%.

Інформація, отримана при вимірюванні ємності мережі, використовується системою управління для вироблення двох типів командних сигналів. Один з них задає і підтримує необмежено довго ту, що вимагається для точної резонансної настройки з ємністю мережі провідність реактора. Другою забезпечує зсув робочої точки магнітних потоків в стрижнях реактора в таке положення, при якому вільні складові перехідного процесу в реакторі будуть рівні нулю, і при виникненні замикання на землю в ньому зразу ж виникає сталий режим, відповідний точній настройці реактора на режим компенсації струму дуги. Командні сигнали першого типу впливають на тиристори перетворювача реактора, другого — на його магнітну систему. При цьому потужність, споживана системою управління з сіті, не перевищує 300 Вт.

При виникненні замикання на землю і виникненні напруги на нейтралі більше 15% фазного генерація імпульсів системою управління припиняється і в реакторі встановлюється індуктивна провідність, рівна останньому перед замиканням значенню провідності ємності мережі.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						101
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4 Заходи безпеки при експлуатації дугогасних реакторів

Підключення дугогасних реакторів до нейтралів трансформаторів виконується тільки за допомогою роз'єднувачів. Використання масляних і інших вимикачів замість роз'єднувачів неприпустимо, оскільки відключення дугогасних реакторів при наявності в мережі замикання на землю приводить до збільшення струму через місце ушкодження і руйнуванню ізоляції в ньому. У результаті замикання на землю може розвинути в міжфазне коротке замикання.

Включення чи відключення трансформаторів, до яких підключаються дугогасні реактори, допускається робити тільки при відключеному роз'єднувачі в ланцюзі трансформатор-реактор (крім випадків спрацьовування захисту трансформатора від багатфазних КЗ).

Переключення відгалужень дугогасного реактора зі східчастим регулюванням індуктивності може вироблятися тільки після відключення реактора.

Виміри ємнісних струмів замикання на землю, напруги не симетрії і зсуву нейтралі з метою настроювання дугогасних реакторів для компенсації ємнісного струму повинні вироблятися по програмах, складеним і затвердженим у встановленому порядку.

Не допускається:

- включати чи відключати дугогасний реактор при наявності в мережі замикання на землю;
- об'єднувати нейтралі роздільно працюючих трансформаторів, до яких підключені дугогасні реактори;
- захищати плавкими запобіжниками приєднання трансформаторів у нейтраль, яка введена дугогасний реактор.

Висновки до розділу 3

Відносно розглянутих режимів роботи мереж 6-35 кВ та вимог до АСК ємнісних струмів ОЗЗ у високовольтних мережах, призначення і технічних характеристик дугогасних реакторів були розраховані потужності дугогасних реакторів. Також розглянуті основні заходи безпеки при експлуатації дугогасних реакторів.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						102
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОНТАЖУ КАБЕЛЬНОЇ ЛІНІЇ НАПРУГОЮ 10 кВ

4.1 Кабельні лінії напругою 10кВ

Кабельні лінії забезпечують високий ступінь надійності передачі електричної енергії, але вимагають ретельного дотримання технічних умов їх монтажу і експлуатації. Не менше важливим є зберегти кабелі ще до їх монтажу, в процесі транспортування, коли при недотриманні необхідних запобіжних засобів кабелям можуть бути нанесені пошкодження, що залишаються непоміченими (вм'ятини, запливаючі проколи).

Роботи по монтажу кабельних ліній виконуються спеціалізованими бригадами під контролем майстрів або виробників робіт, які повинні мати практичний досвід по прокладці і монтажу кабельних ліній.

До початку робіт по монтажу кабельних ліній повинні бути повністю закінчений роботи по будівництву кабельних споруд і підготовлена відповідна технічна документація.

Перед початком прокладки кабелю необхідно ретельно перевірити запроектовану трасу, наявність на ній різних споруд і перетинаючих її підземних комунікацій. Виробник робіт уточнює графік виробництва робіт з визначенням необхідних ресурсів: людей, автомашин, механізмів, інструментів і допоміжних матеріалів.

В даному проекті до монтажу і експлуатації передбачені кабелі типу ААШвУ-10 кВ (трижильний силовий кабель на напругу 10 кВ з алюмінієвими багато дротяними жилами секторної форми, паперовою ізоляцією жил з підвищеними температурами нагріву, алюмінієвою оболонкою і зовнішньою оболонкою з полівінілхлоридного шлангу різних перетинів, пов'язуючи РП із ГПП 110/10.

					НТУУ 001.7124.050 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу кабельної лінії напругою 10 кВ			Літ.	Арк.	Аркушів	
Розроб.		Перфілов Б.М									
Перевір.		Третьякова Л.Д								103	
Реценз.								ІЕЕ, ОЕ-71			
Н. Контр.		Прокопенко І. Д									
Затверд.											

Прокладка кабелю передбачається як зовні так і усередині приміщень. Поставляються кабелі на кабельних барабанах, шматками завдовжки від 200 до 450 м залежно від перетину кабелю.

Монтаж кабелів цього типу вимагає дотримання певних правил:

- прокладка кабелів повинна здійснюватися при температурі навколишнього середовища не більш $+35^{\circ}\text{C}$;
- в місцях з'єднання окремих довжин кабелів повинен бути забезпечений надійний захист цих місць від дії корозії;
- забороняється перемотування і прокладка кабелю, навіть заздалегідь прогрітого при температурі навколишнього повітря нижче -20°C , а розвантаження і транспортування кабелю при температурі нижче -10°C повинні проводитися з особливою обережністю;
- у випадках прокладки кабелю уручну тертя кабелю об землю, підлогу, стіни не повинно допускатися;
- в проходах, отворах, на поворотах і в місцях введення кабелю в труби повинні бути встановлені воронки з розтрубом, направляючі жолоби, обвідні пристрої;
- випрямлення (рихтування) кабелю необхідне виконувати спеціальними пристосуваннями, що виключають пошкодження шлангу, і необхідно стежити за тим, щоб після рихтування кабелю цілісність поліхлорвінілового шлангу і форма оболонки не була порушена;
- необхідно стежити за тим, щоб не було порізів, тріщин; одиничні пошкодження поліхлорвінілового шлангу допускаються не більше трьох, і їх необхідно відремонтувати. При великих пошкодженнях шлангу прокладений кабель необхідно замінити новим;

при виявленні на барабанах або при тому, що розкотив кабелю яких-небудь заводських дефектів поліхлорвінілового шлангу представники монтажно-ї організації повинні викликати представників заводу-виробника для ухвалення рішення про ремонт кабелю або його заміну.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						104
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

4.2 Монтаж кабелів

Монтаж кабельної арматури на силових кабелях дозволяється виконувати електромонтажникам по кабельних мережах і електромонтерах по ремонту і монтажу кабельних ліній, які пройшли спеціальне навчання.

Останнім часом кабелі прокладають з використанням комплексу протяжних пристроїв з автономним приводом. В нього входять наступні механізми, інструмент і пристосування: універсальний індивідуальний привід СПИСІВ-4У (привідний протяжний пристрій), пристосування ПС-50 для того, що розкотив кабелю на прямих ділянках кабельної траси, обвідний універсальний пристрій для прокладки кабелів Л219, лінійний ролик розпору ОГК-18, пристосування для введення кабелю в труби Л201А, кабельні домкрати, дротяну панчошу і кабельне кінцеве захоплення.

Конструкція універсального індивідуального приводу дозволяє прокладати кабелі перетином до 240 мм² в траншеях, каналах, виробничих приміщеннях і інших кабельних спорудах, причому протяжний пристрій може працювати як з двигуном внутрішнього згорання (бензиномоторна пила «Дружба-4»), так і з електродвигуном (вуглешліфувальна машина Ш-178 з подвійною ізоляцією). Операція заміни двигунів проста і доступна для електромонтажників. Індивідуальний привід з двигуном внутрішнього згорання призначений тільки для роботи в траншеях, каналах і відкритих спорудах, а з електродвигуном — в закритих електротехнічних приміщеннях і спорудах.

Універсальний індивідуальний привід (рис. 4.1) складається з рами 6, двигуна внутрішнього згорання (або електродвигуна) 1, редуктора 2, рушійник гусеничного типу 4, направляючих роликів 5, притискного пристрою 3, а також лебідки, оснащення для кріплення приводу, інвентарної котушки для живлячого кабелю і захисного пристрою. Конструкція приводу забезпечує на прямій ділянці кабельної траси простягання кабелю лебідкою до 120 м і його, переміщення вперед по роликах на довжину до 80 м. На кабельній

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						105
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

трасі завдовжки до 500 м одночасно працюють чотири приводи. Привідний протяжний пристрій обслуговує один оператор.

Упровадження індивідуальних приводів дозволяє механізувати прокладку кабелів в обмежених умовах, на будівельних майданчиках, під'їзних шляхів, що не мають, а також за наявності підземних комунікацій і переходів.

При використуванні індивідуальних приводів знижуються розтягуючі зусилля на кабелі за рахунок рівномірного їх розподілу по ділянках між приводами, оберігаються кабелі від механічних пошкоджень і, отже, підвищується якість прокладки. Номінальне тягове зусилля приводу з двигуном внутрішнього згоряє 3,5 кН, з електродвигуном 4 кН; швидкість тяжіння кабелю 35 і 15 м/мін; діаметр кабелю 20—70 мм.

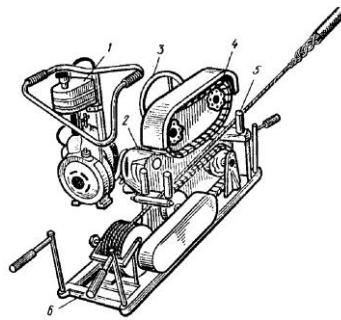


Рисунок 4.1. Індивідуальний привід для протягу кабелю:

1—двигун внутрішнього згорання (або електродвигун), 2—редуктор, 3 – притискний пристрій, 4 – рух гусеничною типу, 5 – направляючі ролики, 6 – рама.

4.3 Перелік робіт та склад бригади під час монтажу кабельної лінії 10 кВ

Завдання та обов'язки працівника. Виконує прокладання в траншеї кабельних ліній напругою до 10 кВ монтаж кабельних конструкцій, демонтаж силових кабелів і кабельної арматури в траншеях, колекторах, трубах і блоках із застосуванням слюсарного інструменту і пристроїв. Проводить оцінювання і з'єднання силових кабелів з мідними, алюмінієвими жилами, виконує опресування і паяння. Ремонтує броньовий покрив, свинцеву оболонку,

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						106
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

ізоляцію і струмоведучі жили кабелю. Проводить демонтаж кінцевих і з'єднувальних муфт, розігріває тугоплавкі припої на установках, що працюють від скрапленого газу. Перевіряє ізоляцію кабелю на вологість перед монтажем, влаштовує проводки для підігрівання кабелю, влаштовує освітлення робочого місця. Перевіряє і готує до роботи інструмент, пристрої, механізми і матеріали.

Повинен знати: марки кабелів і кабельної арматури, конструкцію силових кабелів, кабельної арматури і область їх застосування; такелажні і спеціальні пристрої, що застосовуються під час монтажу і ремонту кабельних ліній; найбільш поширені дефекти прокладання і монтажу кабельних ліній і арматури; фазування кабелів, технологію прогрівання кабелю в зимовий час, правила прокладання кабелів, правила охорони підземних комунікацій.

4.4 Прокладка кабелів в траншеях

Приймання траншеї від будівельної організації виконується після огляду і підтвердження, що траса виконана строго по геодезичному розбиттю з дотриманням вертикальних відміток дна траншеї, з прив'язками траншеї до різних орієнтирів, кути поворотів траншеї повинні відповідати вимогам для радіусів вигину кабелів. При прийманні особлива увага звертається на планувальні відмітки по всій довжині траси.

Глибину траншеї від планувальної відмітки для кабелів напругою 10 кВ приймаємо 0,8 м, при перетині вулиць, площ – 1,1 м. Менша глибина траншеї (до 0,6 м) допускається при введенні кабелів в будівлі, споруди, а також в місцях перетинів з підземними спорудами за умови захисту кабелів від механічних пошкоджень на ділянках завдовжки до 5 м.

Ширину траншеї при прокладці в ній силових кабелів 10 кВ приймаємо не менше вказаній в таблиці 4.1 і по рисунку 4.2.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						107
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

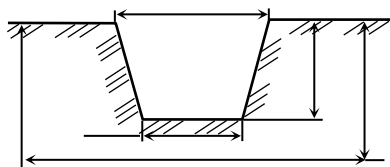


Рисунок 4.2. Розміри траншеї для прокладки кабелів 1—10 кВ:

B1 — розмір на дні траншеї; B2 — розмір у поверхні землі; B3— розмір зони відведення

Таблиця 4.1 - Розміри траншей для кабелів до 10 кВ

Тип траншеї	Розміри, мм			Число прокладених силових кабелів,
	B1	B2	B3	
T-1	250	350	2150	1
T-2	300	500	2300	1—2
T-3	400	600	2400	2—3
T-4	600	700	2500	3—4
T-5	750	830	2600	4—5
T-6	900	1000	2800	5 - 6

Перед прокладкою кабелів в траншею представники експлуатуючої організації оглядають готовність траси для прокладки кабелів:

- укладання і кріплення (при необхідності) труб;
- діаметри труб і їх відповідність для проектної марки кабелю;
- заготівку цеглини або плит для механічного захисту кабелів по всій трасі або наявність сигнальної стрічки;
- відсутність води в траншеї;
- відсутність каміння і інших предметів в траншеї;
- кути поворотів траншеї;
- глибину траншеї по всій трасі;
- закладення труб в проходи при введенні в будівлі через фундаменти
- розстановку по всій трасі лінійних і кутових роликів (кутові ролики повинні бути закріплені);
- на кабелі, які будуть прокладені в даній траншеї, пред'являються протоколи випробувань кабелів на заводі, акти огляду барабана і кабелю на

ньому, а для зарубіжного кабелю — додатково протокол розкриття і зовнішнього огляду зразка.

Дно траншеї по всій довжині присипано піском або дрібною землею, що не містить каміння, будівельного сміття, шлаку і т.п. Товщина насипу складає не менше 100 мм.

Уздовж всієї траншеї заготовлений для засипки кабелю пісок або дрібна земля.

Захисні труби укладені на присипаний пісок або землю. Відстань в світлі між трубами не менше 100 мм.

Після виконання перерахованих вимог дозволяється прокладка кабелю і складається акт на приховані роботи і акт приймання траншей, каналів, тунелів і блоків під монтаж кабелів.

Прокладку кабелю в траншеї, виконуємо із застосуванням механізмів і пристосувань.

При прокладці в землі паралельно з іншими експлуатованими кабелями або інженерними комунікаціями поблизу будівель і споруд дотримуємо відстані в світлі (не менше):

- між кабелями до 10 кВ 0,1 м (ця ж відстань при паралельній прокладці кабелів, що знов прокладаються);
- від кабелів 35 кВ 0,25 м;
- від кабелів, експлуатованих організаціями і кабелями зв'язку, 0,5м;
- від стовбурів дерев 2 м і від кустарних посадок 0,75 м;
- від фундаментів будівель і споруд 0,6 м;
- від трубопроводів, водопроводу, каналізації, дренажу, газопроводів низького і середнього тиску 1 м;
- від газопроводів високого тиску і теплопроводів 2 м;
- від електрифікованої залізниці 10,75 м;
- від трамвайних шляхів 2,75 м;
- від автомобільної дороги від брівки 1 м;
- від бордюрного каменю 1,5 м;

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						109
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

- від крайнього дроту ВЛ 110 кВ 10 м;
- від опори ВЛ 1 кВ 1 м.

Допускається зменшення перерахованих відстаней в обмежених умовах, але це повинне бути обумовлено в проекті і повинні бути передбачені заходи по захисту кабелів в трубах або блоках. При перетині інших кабельних ліній або інженерних комунікацій і споруд відстані в світлі не менше:

- від кабелів напругою до 10 кВ 0,25 м;
- від трубопроводів, теплопроводів, газопроводів 0,5 м;
- від полотна залізниць, трамвайних шляхів, автомобільних доріг 0,6 м.

При прокладці кабелів по мостах використовуємо кабелю в алюмінієвій або пластмасовою оболонкою, під пішохідною частиною мостів в трубах з матеріалу, що не згоряє. Кабелі електрично ізолювані від металевих частин мостів.

На кабелях в місцях переходу через температурні шви мостів і з конструкцією мостів на засади виконуємо компенсатори у вигляді півкола.

В місцях повороту, розгалуження кабелів траншеї виконуємо так, щоб радіус вигину кабелів був не менше допустимого (малюнок 4.3, таблиця 4.2).

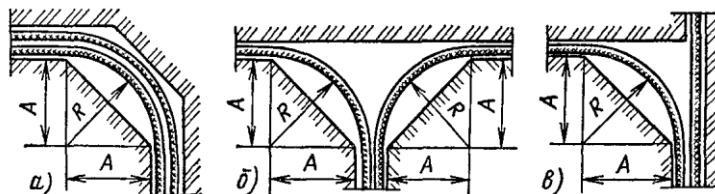


Рисунок 4.3. Поворот і розгалуження кабельних трас:

а—поворот кабелів; 2 — розгалуження кабелів; в—розгалуження кабелю

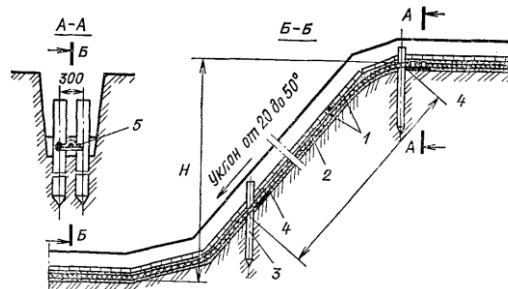


Рисунок 4.4. Кріплення кабелю на розмиваючих зливами і талими водами схилах з ухилом від 20 до 500:

1—просіяний ґрунт або пісок; 2 — цеглина або плити; 3 — паля залізобетонна; 4 — плита азбоцементна; 5— скоба для кріплення кабелю.

Таблиця 4.2. Розміри траншей і радіуси вигину кабелів при поворотах і розгалуженнях кабельних трас

Марка кабелю	Число і перетин жив, мм ²	Зовнішній діаметр кабелю, мм, при напрузі 10 кВ	Радіус вигину кабелю R , мм	Мінімальний розмір скосу внутрішнього кута траншеї A , мм
ААШв, АШв	3х70	40,8	650	550
	3х240	59,5	900	800
	3Х70	—	500	400
	3Х240	—	850	750
	3Х70	—	500	400
	3х240	—	800	700

На ухилах від 20 до 50° прокладку кабелів в траншеях проводимо з кріпленням кабелю до залізобетонних паль.

На рис. 4.2 показаний приклад прокладки кабелю на ухилах. Відстань A між кріпленнями повинне бути не більше 15 м для кабелів з бронею з плоских стрічок і 50 м для кабелів з дротяною бронею. Розмір H не перевищує найбільших допустимих різниць рівнів для кабелів. Місця кріплення кабелів до плити заливають бітумною масою. Замість залізобетонних паль можуть застосовуватися стовпи з дерева хвойних порід, обробленого антисептичним складом

Кабелі укладаємо із запасом 1—2 % («змійкою») від його довжини для виключення можливості виникнення небезпечних механічних напруг при зсуві ґрунту і температурних деформаціях, особливо у весняний період при відтаванні землі. Укладання кабелю «змійкою» при прокладці за допомогою механізмів виконується в процесі перекладання його з роликів на дно траншеї.

При паралельній прокладці кабелів в траншеї кінці кабелів, призначених для подальшого монтажу сполучних муфт, розташовуємо із зсувом місць з'єднання не менше ніж на 2 м (рис. 4.3). При цьому передбачаємо запас кабелю по довжині, необхідний для перевірки ізоляції на вогкість, для монтажу сполучних муфт і укладання дуг компенсаторів, що оберігають муфти від пошкодження при можливих зсувах ґрунту і при температурних деформаціях кабелю, а також на випадок перерозподілу муфт при її пошкодженні.

Допускається в обмежених умовах при великих потоках кабелів компенсатори розташовувати у вертикальній площині з подвійною мінімальною внутрішньою кривою вигину, розміщуючи їх порожнистого по дузі в земляній щілині товщиною не більше 200 мм нижче за рівень прокладки кабелів на глибині до 0,5 м. Запас кабелю в компенсаторі 350 мм. Муфти розташовуємо на рівні прокладки кабелів. Розташування компенсаторів і сполучної муфти представлено на рисунку 4.4.

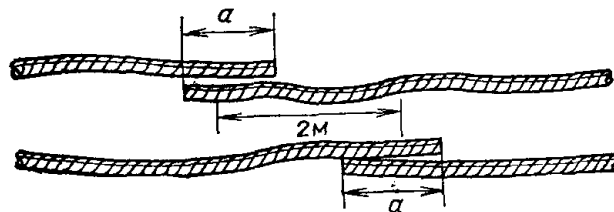


Рисунок 4.3 Розташування кінців кабелів в місці монтажу двох сполучних муфт. Розмір a складає від 0,5 до 1 м

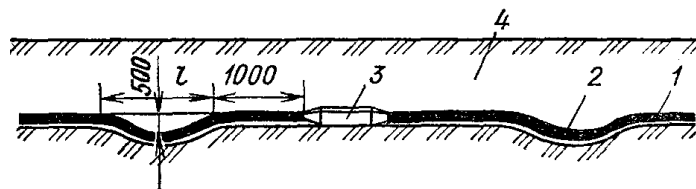


Рисунок 4.4 Вертикальне розташування компенсаторів в місці монтажу сполучної муфти:

1—кабель; 2— компенсатор; 3—муфта; 4— траншея; l — довжина компенсатора, залежить від марки і діаметра кабелю.

Число сполучних муфт на 1 км кабельних ліній, що знов будуються, повинне бути не більше 4 шт. для трижильних кабелів 1—10 кВ перетином до 3х70 мм, 2, 5 шт. перетином 3Х95—3х240 мм².

Після огляду кабельної траси представником експлуатуючої організації проводиться засипка кабелю піском або дрібною землею, що не містить каміння, будівельного сміття і шлаку.

В тому випадку, якщо проектом передбачений захист кабелів червоною глиняною цеглиною або азбоцементними плитами, то присипка над кабелем повинна бути не менше 100 мм, при прокладці над кабелями сигнально-попереджувальної стрічки, що також повинне бути вказаний в проекті, присипка повинна бути не менше 300 мм, тобто стрічка повинна знаходитися на глибині 400 мм від планувальної відмітки. Менша глибина прокладки стрічки допускається на ділянках завдовжки до 5 м при введенні кабелю в будівлю, а також в місцях перетину з підземними спорудами і комунікаціями за умови захисту кабелів від механічних пошкоджень (в трубах, залізобетонними плитами). В цих випадках стрічка повинна бути введений на 300 мм в трубу або під плиту з кожної сторони перетину.

Сигнально-попереджувальна стрічка з полівінілхлоридного пластикату червоного кольору завтовшки 0,5—1 мм і вширшки не менше 150 мм.

Після присипки кабелів і укладання цеглини (плит) або сигнально-попереджувальної стрічки представники будівельної і електромонтажної організацій спільно з представниками експлуатуючої організації складають акт на приховані роботи, який є офіційним документом, що дозволяє засипку траншей ґрунтом.

Засипка трас без вказаного документа забороняється.

Засипка трас проводиться зразу ж після підписання акту.

Остаточну засипку котлованів проводимо після монтажу сполучних муфт і випробування кабельної лінії підвищеною напругою.

Забороняється засипка траншей ґрунтом, що містить каміння, відходи металу.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						113
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

4.5 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів

Ураження людини може наступити при двофазному і однофазному дотику до струмоведучих частин, при дотику до заземлених не струмоведучих частин, які знаходяться під напругою.

При експлуатації кабельних ліній можуть виникати наступні шкідливі фактори:

- засипання людини землею при проведенні земляних робіт;
- травмування людини при роботі з епоксидним компаундом та іншими токсичними речовинами;
- можливість травмування людини при переносі кабелів.

4.6 Заходи безпеки при експлуатації кабельних ліній

Випробування ізоляції кабельних ліній

Випробування ізоляції підвищеною напругою проводиться не менше ніж двома особами.

На кожній високовольтній випробувальній установці знаходиться «Журнал виробництва випробувань підвищеною напругою». Забезпечення всіх заходів безпечного виробництва високовольтного випробування електроустаткування і кабелю покладається на керівника налагоджувальних робіт і представника електромонтажної організації.

Роботи при проведенні високовольтних випробувань мережі з подачею напруги на випробувальний апарат від стороннього джерела струму оформляються тільки нарядом. При проведенні випробувань в недіючих електроустановках оформлення нарядів на роботу, установку огорож, вивішування знаків безпеки і допуск до робіт здійснює пусконаладжувальна організація. Провід, що сполучає випробувальну установку з випробовуваним устаткуванням, а також місце його приєднання на випробовуваному устаткуванні видалені від струмовідних частин, що знаходяться під напругою, на відстань не менше 0,7 м для номінальної напруги до 15 кВ включно.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						114
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Відтягувати проводи з метою збільшення цих відстаней від струмоведучих частин забороняється.

- Місце високовольтних випробувань огорожено.
- Протилежні кінці випробовуваних високою напругою жил кабелю, шин і дротів захищені, і знаходяться під виставленою охороною.
- Перед подачею випробувальної напруги необхідно:
- Видалити сторонніх осіб з робочої зони;
- Перевірити знаходження на місцях членів бригади;
- Зробити словесне попередження «Подаю напругу»;
- Зняти заземлення з високовольтного висновку випробувальної установки;
- Подати напругу включенням комутаційного апарату.

Подача випробувальної напруги проводиться керівником бригади або по його особистому розпорядженню одним з членів бригади, провідної випробування.

Після закінчення випробувань необхідно: понизити напругу випробувальної установки до нуля; відключити від сіті комутаційний апарат з видимим розривом ланцюга; розрядити штангою і заземлити вивід випробувальної установки; переконатися у відсутності заряду у випробовуваній мережі або електроустаткуванні; від'єднати проводи, зняти огорожі і зробити словесне попередження: «Напруга знята».

При вимірюванні опору ізоляції жил кабелю, необхідно перед приєднанням до них мегомметра і після закінчення вимірювання зняти ємнісний заряд за допомогою спеціальної штанги.

4.7 Маркування кабелів

Маркування кабелів, а також сполучних і кінцевих муфт виконується за допомогою бирок певної форми: для напруги 10кВ– круглі, а контрольних кабелів – трикутні.

Закріплення бирок на кабелях виконується оцинкованим дротом Ø2мм.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						115
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Бирки встановлюються через 100м на прямолінійних ділянках, в місцях поворотів траси, у кожної сполучної муфти, в місцях входу і виходу кабелів в канали, тунелі і труби.

В кабелях з паперовою ізоляцією на жилах однакового перетину на верхніх паперових стрічках жил проставлені цифри, що означають 1- перша жила, 2- друга, 3-третя.

Кабельні траси маркуються за допомогою пізнавальних знаків (пикети), які можуть бути виконаний у вигляді бетонних стовпчиків або відходів профільного металу. Допускається також виконання пізнавальних знаків на стінах постійних споруд.

Пакетні стовпчики встановлюються через кожні 100–150м на прямолінійних ділянках траси, а також на поворотах і у місцях знаходження сполучних муфт.

Маркування струмопровідних жил виконують за допомогою відрізкамі хлорвінілової трубки з написами, зробленим незмивним чорнилом.

Струмопровідні жили маркуються буквами і цифрами, при цьому можуть бути три системи маркування пряма, зворотна, пряма і зворотна.

4.8 Пожежна безпека

Причини пожеж електричного характеру.

Пожежі в мережах відбуваються в результаті прояву теплової і іскрової дії електричного струму в умовах, сприятливих для запалювання горючих матеріалів.

Основними причинами пожеж вважаються: перевантаження кабелів, коротке замикання, великі перехідні опори в електричних мережах, електрична дуга або іскріння.

Перевантаження кабелів в мережах відбувається при проходженні по них струму більшої напруги, ніж це допускається умовами навантаження. При перевантаженні відбувається загоряння, порушення еластичності і руйнування ізоляції кабелів, що веде до короткого замикання.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						116
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

Основними причинами короткого замикання є: пошкодження ізоляції, попадання на неізольовані жили струмопровідних предметів, дія на кабелі хімічно активних речовин, пилу і вогкості, неправильний монтаж.

Причини пожеж неелектричного характеру:

- необережне поводження з вогнем при проведенні газозварювальних робіт;

- неправильне поводження з газозварювальною апаратурою, з паяльними лампами і нагрівачами для плавлення кабельних мас і просочувальних складів.

Всі кабельні споруди по графіку регулярно оглядаються.

Результати огляду і виявленні недоліки заносяться в оперативний журнал та журнал (або картотеку) дефектів і неполадок устаткування.

Всі кабельні приміщення відносяться до приміщень, не обслуговуваних постійно персоналом, тому вони закриті.

Всі місця проходу кабелів через стіни ущільнені для забезпечення вогнестійкості не менше 0,75 г. Ущільнення кабельних трас здійснюється із застосуванням різних вогнестійких матеріалів (легких цементних, азбоцементних, перлітових і інших розчинів), спеціальних ущільнюючих вогнезахисних складів і інших матеріалів.

При заміні або прокладці нових кабелів відновлення вогнестійкого ущільнення кабельних трас проводиться до закриття наряду на виконуваних роботи.

До заходів попередження перевантажень і короткого замикання в кабелях відносять застосування плавких запобіжників, спеціальних автоматів і різного виду захистів. Окрім цього, при експлуатації повинні дотримуватися терміни профілактичних ремонтів і перевірки загального стану і рівня ізоляції.

Попередження перегріву від перехідних опорів досягається збільшенням площі стикання контактів, застосуванням пружних контактів, підключенням кабелів до апаратів за допомогою наконечників.

Заходами попередження утворення іскри і електричної дуги є правильний монтаж і експлуатація.

Для гасіння пожежі застосовуємо пісок і вогнегасники типу ОУ-5.

4.9 Вибір організаційної структури електромережі

Приймаємо територіальну схему, по якій керування енергомережами всіх напруг, розташованих на визначеній території, обслуговуються підприємством міських енергомереж і підкоряються керівництву підприємств. Вибираємо РПБ-ІІІ- ремонтно-виробничу базу як приклад, що оснащується ремонтно-механізованими станціями- РМС-І, РМС-ІІ, РМС-ІІІ.

РМС-І- призначається для ліній електропередачі 110 кВ;

РМС-ІІ- для підстанцій 110 кВ;

РМС-ІІІ- для обслуговування мереж 0,4-10 кВ.

Площа обслуговування мережі:

$$F = \pi R^2, \quad (4.1)$$

де R - радіус відстані від центра підприємства до границі обслуговування, км.

$$F = 3,14 \cdot 45^2 = 6361,7 \text{ км}^2$$

Розраховуємо щільність мережі для наступних підрозділів:

$$J'_{\text{мер}} = \frac{\sum J'_{\text{Е.Р.}}}{F \cdot 10^{-3}}, \quad (4.2)$$

де $\sum J'_{\text{Е.Р.}}$ -обсяг експлуатаційного і ремонтного обслуговування ліній електропередачі 220кВ, 110 кВ, ВЛ і КЛ зв'язку,

F - територія, котра обслуговується даним підрозділом, км².

$$J'_{\text{мер}} = \frac{1065 \cdot 10^3}{8695} = 122,6 \text{ у.о. / тис.км}^2$$

Також аналогічно розраховуємо:

$$J''_{\text{мер}} = \frac{2973,72 \cdot 10^3}{8695} = 342,003 \text{ у.о. / тис.км}^2$$

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						118
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

$$J_{\text{мер}}^{///} = \frac{2973,72 \cdot 10^3}{8695} = 342,003 \text{ у.о. / тис.км}^2$$

де $J_{\text{мер}}^{///}$ - обсяг експлуатаційного і ремонтного обслуговування підстанції 220/110кВ і 110/10кВ

Відповідно до нормативів оснащення електромереж засобами механізації робіт, визначимо необхідну кількість машин і механізмів :

$$n_I = \frac{\sum J_{\text{м.е.}}'}{100} \cdot K_m \quad (4.3)$$

де K_m -кількість машин, необхідних для обслуговування при даній щільності електромережі, 0,7 шт/у.о.

Висновки до розділу 4

В розділі «Охорона праці та пожежна безпека під час монтажу кабельної лінії напругою 10 кВ», були розглянуті та визначені особливості монтажу та безпеки під час роботи з кабельними мережами системи електропостачання міста. Визначив особливості монтажу та експлуатації кабельних ліній 10кВ, які забезпечують високий ступінь надійності передачі електричної енергії. Розглянута технологічна карта на монтаж устаткування.

Визначений ряд вимог та дій, що необхідно виконати згідно ДБН та ДСТУ, перед виконанням роботи. Також зазначили, що найголовнішим фактором та вимогою при користуванні обладнанням і виконанні роботи в кабельних мережах є безпека та здоров'я людини.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						119
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

За результатами проведеної роботи зроблено висновок, що компенсація ємнісних струмів в кабельних мережах системи електропостачання міста 6 - 10 кВ – це надійний та ефективний спосіб підвищення якості електричної енергії.

Також на прикладі проробленої роботи показано, що при виборі ступеня розладу компенсації необхідний облік ємності електродвигунів, трансформаторів і приєднань. Вплив цих елементів на ємнісний струм становить від 3,1% до 7,9% від загального струму замикання на землю. Так само неврахування цих ємностей може привести до резонансних перенапруг при резонансному налаштуванні дугогасного реактора і відключенні кабельної лінії.

Заземлення нейтралі батарей статистичних конденсаторів і силових резонансних фільтрів в мережах з ізолюваною нейтраллю неприпустимо, оскільки призводить до значного збільшення струму замикання на землю і збільшення дугових перенапруг.

Було виявлено, що економічність роботи енергоємних підприємств або районів міста більшою мірою залежить від надійності розвинених кабельних мереж.

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						120
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Інструкція з проектування електромереж 110/10кВ м.Києва від 12.09.2002.- К.:Мінпаливенерго Україна, 2002. – 54с.
2. Вагин, Г. Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике : учеб, для вузов по направлению «Электроэнергетика» / Г. Я. Вагин, А. Б. Лоскутов, А. А. Севостьянов. – 2-е изд., испр. – М. : Академия, 2011. – 223 с.
3. Економія енергії в електричних мережах / Під ред. Н.А. Качановой і Ю.В. Щербини.-К.: Техніка, 1986, - 167с.
4. Князевский Б.А., Трунковский В.М. Монтаж и эксплуатация промышленных электроустановок: Учебное пособие для вузов по спец. «Электроснабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства». – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1984. – 175с.
5. Козлов В.А. Городские распределительные электрические сети.-2-е изд., перераб. и доп.-Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1982.-224с.
6. 18 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Под ред. Князевского Б.А. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336с.
7. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35кВ.- К.: НИИЭнергетики, 1998.-68с.
8. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою».
9. НПАОП 63.21-1.22-07. Правила охорони праці під час вантажно-розвантажувальних робіт.
10. «Проектування електричних мереж населених пунктів », веб-сайт. URL: <https://studres.ru/product/proektuvannya-elektrichnikh-merezh-naselenikh-punkt-y>. (дата звернення: 1.06.2019).

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						121
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		

11. «Розрахунок навантажень житлового району , зведених до шин ТП», веб-сайт. URL: <https://studfiles.net/preview/3752731/page:5/> (дата звернення: 1.06.2019).
12. Постанова НКРЕКП «Про встановлення тарифів на послуги з розподілу електричної енергії ПРАТ «ДТЕК КИЇВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» від 11.12.2018 р. № 1834. URL: <http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=37115> (дата звернення: 1.06.2019).
13. «Релейний захист та автоматика». веб-сайт. URL: <https://works.doklad.ru/view/Fmb2XEdmH3Q/2.html> (дата звернення: 1.06.2019).
14. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп. – Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с..
15. «Проектування електричних мереж населених пунктів », веб-сайт. URL: <http://arh.bobrodobro.ru/21403> (дата звернення: 1.06.2019).
16. ДСТУ Б А.2.4-10:2009. «Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів. Наказ Міністерства регіонального розвитку та будівництва України від 24.01.2009 р. № 32». URL: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/5-1-0-50>.
17. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
18. ДБН В.1.2-7-2008. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України
19. ДСТУ Б В.2.5-38:2012 Блискавкозахист Вид. офіц. Київ: Держстандарт України

20. Правила улаштування електроустановок: вид. 3-є, перероб. і доп.– Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2010. – 736 с.

21. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою». Затверджено наказом Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства від 15.06.2016 р. № 158.

22. Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ [Електронний ресурс]: база даних. – Режим доступу: <https://docs.cntd.ru/document/1200012412>

23. Силові масляні трансформатори ТМ і ТМГ [Електронний ресурс]: база даних. – Режим доступу: <https://www.kesch.ru/info/articles/silovye-maslyanye-transformatory-tm-i-tmg/>

					НТУУ. 001.7124.050 ПЗ	Арк.
						123
Змн.	А	№ докум.	Підпис	Дата		