

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

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2021р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

**на тему: «Особливості регулювання напруги в системах
електропостачання з локальними джерелами енергії»**

Виконав:

студент III курсу, групи ОЕ-п81

Прокопець Ярослав Сергійович _____

Керівник:

д.т.н., проф. Попов Володимир Андрійович _____

Консультанти:

Охорона праці та пожежна безпека
(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

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма: Системи забезпечення споживачів електричною енергією

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Прокопцю Ярославу Сергійовичу

1. Тема проекту «Особливості регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії», керівник проекту д.т.н., проф. Попов Володимир Андрійович, затверджені наказом по університету від «27» травня 2021 р. №1353-с
2. Термін здачі студентом закінченого проекту “11” червня 2021 р.
3. Вихідні дані до проекту: Схема електропостачання, план цеху з обладнанням та його характеристики, навантаження трансформаторів, параметри повітряної лінії та навантаження в її вузлах.
4. Перелік розділів, які мають бути розроблені
 - а) електрична частина: - Вибір елементів системи електропостачання.
 - б) релейний захист: - Вибір елементів захисту електричної мережі.
 - в) охорона праці та пожежна безпека: - Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації п/ст напругою 10/0.4 кВ.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу

1. Однолінійна схема електропостачання міста.

2. Схема внутрішньобудинкової мережі багатоповерхового будинку.

3. Загальний алгоритм регулювання напруги та результати розрахунків.

4. Вплив розосередженої генерації на режим напруг.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ (частина)	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист та автоматика	к.т.н., доц. Калінчик В.П.		
Розрахунки токів к.з.	доц. Несен Л.І.		
Охорона праці та пожежна безпека	д.т.н., проф. Третьякова Л.Д.		
Нормоконтроль	ас. Прокопенко І.Д.		

7. Дата видачі завдання “17” травня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК

виконання дипломного проекту

студентом Прокопець Я.С.

(прізвище, ініціали)

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розробка першого розділу	08.06-10.06.21	
2	Розрахунок електричної частини	20.05-05.06.21	
3	Розрахунок струмів КЗ	28.05-12.06.21	
4	Розрахунок релейного захисту	07.06-10.06.21	
5	Розробка третього розділу	09.06-12.06.21	
6	Розробка частини ОППБ	08.06-09.06.21	
7	Підготовка графічного матеріалу	10.06-14.06.21	
8	Захист дипломного проекту	18.06.21	

Студент
Керівник проекту

Я.С Прокопець
В.А. Попов

РЕФЕРАТ

Дипломний проект містить: 158 сторінок, 37 рисунків, 56 таблиць, 19 бібліографічних за переліком посилань найменувань та 4 листи графічної частини.

Актуальність теми роботи полягає в тому, що однією із найважливіших і найскладніших проблем є надійність і безперервність електропостачання для споживачів, а також усунення проблем перебоїв і аварій в електропостачанні.

Під час виконання дипломного проекту було проведено розрахунок відхилення напруги у будь якій точці мережі та для будь-якого режиму. Вибрано силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розглянуто лінійний регулятор як додатковій засіб регулювання напруги в мережі.

Ключові слова: Електропостачання, Електроспоживання, Надійність, Струми Короткого Замикання, Розрахунковий Коефіцієнт, Електроприймач, Навантаження, Лінії Електропередачі, Лінійний Регулятор.

ABSTRACT

Degree work: 158 pages, 37 figures, 56 tables, 19 bibliographic titles on the list of links, 4 drawings.

Actuality work is that one of the most important and most difficult problem is the reliability and continuity of power supply to consumers and troubleshoot faults and failures in the power supply.

During the diploma project, the voltage deviation was calculated at any point of the network and for any mode. Power transformers, protection devices and automation are selected. The calculation of short-circuit currents is carried out. The linear regulator is considered as an additional means of voltage regulation in the network.

Keywords: Electricity, Power Consumption, Reliability, Short-Circuit Currents, Current Ratio, Electro, Load, Power Line, Linear Regulator.

ЗМІСТ

ВСТУП	9
1 ОСНОВНІ ЗАДАЧІ ЩОДО ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	10
1.1 Вимоги до проєктування СЕП.....	10
2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА	12
2.1 Умови проєктування	12
2.1.1 Характеристика об'єкту проєктування	12
2.1.2 Класифікація та загальна характеристика основних споживачів електричної енергії	13
2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проєктування	14
2.1.4 Характеристика джерела живлення	14
2.2 Визначення розрахункових навантажень механічного цеху	14
2.2.1 Методика розрахунку	14
2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку	20
2.2.3 Розрахунок внутрішнього освітлення та електричних навантажень електроприймачів, що отримують живлення від напруги 0,4 кВ	23
2.2.4 Розрахунок навантаження на шинах низької напруги ТП	30
2.3 Вибір батарей статичних конденсаторів на напрузі до 1000 В	31
2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції.....	33
2.4 Формування мережі низької напруги цеху.....	35
2.5 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення	38
2.5.1 Початкові дані для розрахунку	38
2.5.2 Розрахунок нормального режиму роботи електричної мережі ..	39
2.5.3 Розрахунок післяаварійного режиму електричної мережі	45
2.5.4 Вибір потужності трансформаторів ТП№1-3	53
2.5.5 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живить житлові та громадські будинки	54
2.6 Розрахунок ліній розподільної мережі	70
2.6.1 Розрахунок мінімально допустимого перерізу ліній розподільної мережі 10 кв.....	70

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

2.6.2	Визначення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії в ПЛІС	79
2.6.3	Розрахунок рівня зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії.....	81
2.7	Визначення розрахункових навантажень на різних ієрархічних рівнях електропостачальної системи.....	84
2.7.1	Визначення річних втрат електричної енергії в лінії 35 кВ і трансформаторах підстанції 35/10 кВ.....	85
2.7.2	Метод поелементних розрахунків	87
2.7.3	Метод числа годин максимальних втрат.....	93
2.8	Розрахунок струмів короткого замикання та перевірка вибраних комутаційних апаратів і живлячих провідників за умов короткого замикання.	96
2.8.1	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ	97
2.8.1.1	Розрахунок трифазного короткого замикання	97
2.8.1.2.	Розрахунок однофазного короткого замикання	104
2.8.1.3.	Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки	108
2.8.1.4	Аналіз розрахунків та висновки	109
2.8.2	Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ	109
2.8.2.1	Розрахунок трифазного короткого замикання	109
2.8.2.2	Розрахунок струму однофазного КЗ.....	112
2.8.2.3	Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки	114
2.9	Релейний захист та автоматика	115
2.9.1	Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.....	115
2.9.2	Вибір елементів релейного захисту і автоматики	116
2.9.3.	Перевірка селективності елементів РЗА.....	117
2.9.3.1	Розрахунок струмової відсічки	117
2.10	Розрахунок вартості нестандартного присіднання до мереж ОСР.....	119
	Висновки до розділу 2.....	120

3 ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	122
3.1 Основні принципи регулювання напруги в СЕП загального призначення	122
3.2 Вплив розосередженої генерації на режим напруг	130
3.3 Особливості регулювання напруги при наявності розосередженої генерації	140
2.4 Додаткові засоби регулювання напруги при наявності розосередженої генерації	146
Висновки до розділу 3	149
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ П/СТ НАПРУГОЮ 10/0.4 кВ	150
4.1 Загальна характеристика об'єкта	150
4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт	151
4.3 Визначення показників умов праці	152
4.4 Визначення та оцінка небезпек і ризиків виникнення нещасних випадків	152
4.5 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників	153
4.6 Техніко-організаційні заходи	153
4.7 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу шкідливих і небезпечних чинників	154
4.8 Заходи пожежної безпеки	156
4.9 Розрахунок захисного заземлення	156
Висновки до розділу 4	157
ВИСНОВКИ	158
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	159

ВСТУП

Предметом дослідження в даній роботі є аналіз особливостей регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії.

Об'єктом дослідження в даній роботі міський район з розміщеними на ньому житловими та муніципальними будинками, та інструментальний цех.

Метою даної роботи є створення економічно доцільної системи електропостачання району міста, щоб забезпечувати необхідну якість комплексного електропостачання всіх споживачів та електроприймачів.

У висновках були зазначені переваги та недоліки запропонованого методу вирішення питання надійності електропостачання.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ОСНОВНІ ЗАДАЧІ ЩОДО ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Вимоги до проєктування СЕП

Під системою електропостачання міста розуміється сукупність електричних мереж та трансформаторних підстанцій, розташованих на території міста і призначених для електропостачання його споживачів.

Основні показники системи визначаються місцевими умовами: розмірами міста, наявністю джерел живлення, характеристиками споживачів тощо.

Живлення міських споживачів здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6-10 кВ і 0,38 кВ, які спираються на дані джерела живлення.

Трансформаторні підстанції з трансформаторами різної номінальної потужності живлять розподільну мережу 0,38 кВ, схема побудови якої залежить від характеру споживачів. Для живлення промислових підприємств і комунально-побутових споживачів можуть застосовуватися самостійні підстанції (ТП), не пов'язані з мережею загального користування. Залежно від відповідальності споживачів ТП можуть бути автоматизовані, тобто забезпечені пристроями для автоматичного перемикання живлення споживача на резервну лінію при раптовому виході з роботи основної лінії.

З розглянутого випливає, що основні показники системи електропостачання міста визначаються його розмірами, параметрами енергосистеми, характеристиками споживачів та іншими місцевими особливостями.

Міські електричні мережі напругою 6-10 кВ характерні тим, що в кожному з мікрорайонів можуть виявитися споживачі всіх трьох категорій за

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								
Розроб.		Прокопець Я.С.			Основні задачі щодо проєктування системи електропостачання			Літ.		Арк.	Акрушів	
Перевір.		Попов В.А.										
Реценз.								ІЕЕ, ОЕ-п81				
Н. Контр..		Прокопенко І. Д										
Затверд.												

надійністю електропостачання.Відповідно, це вимагає і належної побудови схеми мережі.

В ПУЕ [1] встановлено ряд вимог до конструкцій, розміщення, обладнання підстанцій. Відзначимо найбільш важливі з них. Підстанції не дозволяється вбудовувати в житлові будівлі, школи, лікарні, спальні корпуси санаторіїв.Оскільки трансформатори з масляним заповненням вибухонебезпечні, їх не дозволяється розміщувати під і над приміщеннями, в яких можуть перебувати більше 50 чоловік. При установці трансформаторів сухих або з негорючим наповнювачем виконання цієї вимоги не обов'язкове. Підстанції не допускається розміщувати під приміщеннями виробництв з мокрим технологічним процесом, душовими, вбиральнями, ванними і т.д. Виключення можливі лише при перекриттях з монолітного бетону і надійної гідроізоляції. Необхідно застосовувати заходи захисту ТП від можливих ушкоджень при розташуванні в безпосередній близькості від шляхів кранів і внутрішньоцехового транспорту.

Від того, наскільки раціонально спроектована система електропостачання міста, залежить ефективність функціонування великого числа міських і промислових об'єктів, розташованих на його території.

Споживачі електричної енергії, розташовані на житловій території міста, умовно поділяються на дві основні групи: житлові будинки та суспільно-комунальні установи.

Споживання електроенергії в житлових будинках визначається укладом життя населення міста. В сучасних житлових будинках використовується велика кількість різних електроприймачів, які поділяються на електроприймачі квартир і на електроприймачі загальнобудинкового призначення.

Метою даного дипломного проєкту є, відповідно до діючих в даний час нормативно-технічних документів, створити економічно доцільну систему електропостачання району міста, що забезпечує необхідну якість комплексного електропостачання всіх споживачів та електроприймачів.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		11

2 РОЗРОБКА ЗАГАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ МІСТА

2.1 Умови проектування

2.1.1 Характеристика об'єкту проектування

В даному проєкті розглянута система електропостачання район міста. В цьому районі є інструментальний цех, який входить до складу великого підприємства, та житлові райони. Розрахунок буде показаний на прикладі цеху та одного житлового району.

В цеху виконуються роботи з обробки та підготовки деталей та комплектуючих до різних типів обладнання. Цех складається з 5 приміщень – основного, де виконуються роботи, складу, інструментальної та побутової кімнат, а для забезпечення нормальних умов праці (вологість та чистота повітря) в цеху передбачена вентиляційна камера.

До споживачів I категорії відносяться вентиляційні установки, адже підприємство займається механічною обробкою деталей, має велику кількість відходів у вигляді металевого пилу. Тому необхідно забезпечити надійну, безперебійну роботу системи вентиляції для забезпечення безпечних умов праці. Спираючись на те, що цех живиться від одностансформаторної підстанції, для того, щоб забезпечити відповідну категорію надійності, передбачено резервне живлення камери від другої трансформаторної підстанції, яка живить інший цех. Інші споживачі цеху належать до III категорії надійності електропостачання і розподіляються відповідно на 90% та 10%.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Прокопець Я.С.			Розробка загальної схеми електропостачання району міста	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Попов В.А.						
Реценз.						ІЕЕ, ОЕ-п81		
Н. Контр..		Прокопенко І. Д						
Затверд.								

Основним обладнанням цеху є різноманітні верстати (горизонтально-фрезерні, продольно-стогальні, свердлильні, точильно-шліфувальні), мостові крани, токарні напівавтомати, маніпулятори та вертилятори.

На підприємстві встановлено двозмінний робочий день, офіційні вихідні у святкові дні.

Ґрунти в межах цеху – дерново-підзолисті ґрунти., навколишнє середовище не характеризується агресивними факторами. На території цеху та підприємства в цілому вибухонебезпечних приміщень немає.

Живлення споживачів району міста здійснюється за допомогою розподільних мереж напругою 6(10) та 0,38 кВ.

2.1.2 Класифікація та загальна характеристика основних споживачів електричної енергії

Електроприймачі електричної енергії в загальному випадку діляться на три категорії щодо надійності електропостачання [1]. Цех належить до III категорії, тому електропостачання забезпечується за допомогою одностансформаторної підстанції. Резервне живлення споживачів I категорії забезпечує трансформаторна підстанція другого цеху. Повний перелік ЕП, їх категорійність та розрахункові дані наведені в таблиці 2.1.

Основними споживачами електричної енергії міста є житлові будинки громадські будівлі. Даний район в цілому складається з п'ятиповерхових будинків, обладнаними квартирами з газовими плитами, та шістнадцятиповерховим будинком, обладнаним квартирами з електричними плитами.

В загальному випадку споживачами електричної енергії є електричні плити, пральні та посудомийні машини, холодильники, кондиціонери та інші електроприлади, ліфтові установки та інше електрообладнання.

Основними споживачами виступають освітлювальні установки, електроплити для приготування їжі та інше електричне обладнання.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		13

2.1.3 Класифікація приміщень об'єкта проектування

Цех належить до категорії Д за ступенем пожежонебезпеки: негорючі речовини та матеріали в холодному стані. [2]

За ступенем вибухонебезпечності цех належить до зони класу 22: простір, у якому вибухонебезпечний пил у завислому стані може з'являтися не часто й існувати недовго або в якому шари вибухонебезпечного пилу можуть існувати й утворювати вибухонебезпечні суміші в разі аварії. Ця зона може включати простір поблизу обладнання, що утримує пил, який може вивільнятися шляхом витоку і формувати пилові утворення.[3]

2.1.4 Характеристика джерела живлення

Система як джерело живлення задана наступними параметрами:

- 1) номінальною потужністю - 700 МВА;
- 2) індуктивним опором системи у відносних номінальних одиницях - 0,2;
- 3) струмом однофазного короткого замикання - 15 кА.

2.2 Визначення розрахункових навантажень механічного цеху

2.2.1 Методика розрахунку

Визначення розрахункових навантажень цеху та житлового району виконуємо згідно з [4].

Методика розрахунку для промислового об'єкту – електромеханічного цеху.

Розраховується сумарна номінальна потужність:

$$P_{\Sigma H} = N \cdot P_{шт}, \quad (2.1)$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	14
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

де n – кількість ЕП;

$P_{\text{ні}}$ - номінальна потужність ЕП;

Проміжну потужність визначаємо за допомогою коефіцієнта використання K_B :

$$P_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H}, \quad (2.2)$$

$$Q_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H} \cdot \text{tg}(f), \quad (2.3)$$

де k_B - коефіцієнт використання;

Розрахунок значення групового коефіцієнта використання:

$$K_B = \frac{\sum P_{\Pi}}{\sum P_H}, \quad (2.4)$$

Визначення ефективного числа ЕП (n_e):

Якщо $\frac{P_{i \max}}{P_{i \min}} \leq 3$; або $n_p > n_f$, то примусово приймаємо значення розрахункової ефективною кількості ЕП рівною фактичній кількості.

$P_{H \max}, P_{H \min}$ - максимальна та мінімальна потужності окремих електроприймачів відповідно.

Визначається коефіцієнт розрахункового навантаження (K_P) в функції від групового коефіцієнту використання і ефективного числа ЕП. K_P визначається методом інтерполяції з довідкових таблиць згідно з [5].

$$\frac{n_{e0} - n_{e1}}{n_{e2} - n_{e1}} = \frac{K_{P0} - K_{P1}}{K_{P2} - K_{P1}}, \quad (2.5)$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		15

Визначається розрахункова активна потужність:

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{\Pi}, \quad (2.6)$$

де K_p – коефіцієнт розрахункового навантаження;

Визначається розрахункова реактивна потужність:

$$Q_p = K_Q \cdot \sum Q_{\Pi}, \quad (2.7)$$

де K_Q - коефіцієнт розрахункової потужності може приймати два значення, в залежності від розрахованої ефективної кількості ЕП. У випадку $n_e < 10$, $K_Q = 1.1$, коли $n_e > 10$, $K_Q = 1$;

Повну потужність знайдемо за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.8)$$

Розрахунковий струм знаходимо за формулою, приймаючи той факт, що всі ЕП працюють на напрузі 380 В.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.9)$$

Розглянемо методику розрахунку для житлового району.

Визначення розрахункових навантажень громадських об'єктів виконуємо згідно [4]:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9 \cdot P_{сил}; \quad (2.10)$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \cdot tg\varphi_{кв} + 0,9 \cdot P_{сил} \cdot tg\varphi_{сил}, \quad (2.11)$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = P_{пит} \cdot N_{кв}, \quad (2.12)$$

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла. Значення $P_{пит}$ для кількості квартир не визначених в таблиці питомих розрахункових навантажень жител 1-го та 2-го видів розраховують за допомогою інтерполяції:

$$P_{пит}(N_{кв}) = P_{пит}(N_{кв.0}) + \frac{P_{пит}(N_{кв.1}) - P_{пит}(N_{кв.0})}{N_{кв.1} - N_{кв.0}}(N_{кв} - N_{кв.0}), \quad (2.13)$$

де $N_{кв}$ – поточна кількість квартир;

$N_{кв.0}$ – попереднє найближче значення кількості квартир з таблиці питомих розрахункових навантажень жител 1-го та 2-го видів згідно з [5];

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	17
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$N_{\text{кв.1}}$ – наступне найближче значення кількості квартир з таблиці питомих розрахункових навантажень жител 1-го та 2-го видів згідно з [5];

$P_{\text{сил}}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{\text{сил}} = P_{\text{р.л}} \cdot P_{\text{р.сан}}; \quad (2.14)$$

де $P_{\text{р.л}}$ – потужність ліфтових установок будинку;

$P_{\text{р.сан}}$ – потужність санітарно-гігієнічного обладнання будинку.

Потужність ліфтових установок та санітарно-гігієнічного обладнання розраховуються за формулами:

$$P_{\text{р.л}} = K_{\text{поп.л}} + N_{\text{л}} \cdot \sum P_{\text{л.і}}; \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{р.л}} = K_{\text{поп.л}} + N_{\text{л}} \cdot \text{tg} \varphi \cdot \sum P_{\text{л.і}}; \quad (2.16)$$

де $K_{\text{поп.л}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок обирається з довідкових таблиць згідно з [5].

$P_{\text{л.і}}$ – потужність ліфтової установки;

$N_{\text{л}}$ – кількість ліфтів

$$P_{p.сан} = N_{сен} \cdot K_{поп.сан} \cdot \sum P_{сан.i}; \quad (2.17)$$

$$Q_{p.сан} = N_{л} \cdot K_{поп.сан} \cdot tg\varphi \cdot \sum P_{сан.i}; \quad (2.18)$$

де $K_{поп.сан}$ – коефіцієнт попиту для санітарно-гігієнічного обладнання.
Приймається згідно [4].

$P_{сан.i}$ – потужність санітарно-гігієнічного обладнання.

$N_{сан}$ – кількість санітарно-гігієнічного обладнання.

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель:

$$P_p = P_{пит} \cdot N; \quad (2.19)$$

$$Q_p = P_{пит} \cdot N \cdot tg\varphi_{пит}; \quad (2.20)$$

де $P_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження громадської або адміністративної будівлі. Обирається з довідникових таблиць згідно з [5].

N – особливий параметр громадської або адміністративної будівлі.

Визначення розрахункового навантаження лінії живлення на ТП згідно.

$$P_{ТП} = P_{max} + K_1 \cdot P_1 + K_2 \cdot P_2 + \dots + K_i \cdot P_i; \quad (2.21)$$

$$Q_{ТП} = Q_{\max} + K_1 \cdot Q_1 + K_2 \cdot Q_2 + \dots + K_i \cdot Q_i; \quad (2.22)$$

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{ТП}^2 + Q_{ТП}^2}, \quad (2.23)$$

де P_{\max}, Q_{\max} – найбільше з навантажень (активне), що живить лінія, кВт;
 $K_1 \dots K_i$ – коефіцієнти, що враховують частку електричних навантажень будівель (приміщень) громадського призначення і житлових будинків у найбільшому розрахунковому навантаженні P_{\max} , прийняти за [4];

$P_1, Q_1 \dots P_i, Q_i$ – розрахункові навантаження всіх інших будівель (приміщень), крім будинку, що має найбільше навантаження, які живляться лінією ТП, кВт;

2.2.2 Вихідні дані для проведення розрахунку

План розташування обладнання інструментального цеху представлений на рисунку 2.1:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		20

Таблиця 2.1 – Розподіл ЕП по силовим пунктам та за категоріями надійності електропостачання

СПі	Номер на плані цеху	Назва ЕП	k_b	$\cos\varphi$	Номінальна потужність P_n , кВт	Категорія надійності
СП1	1–5	Зварювальні апарати, ТВ= 60%	0,25	0,4	52	ІІІ
СП2	11–14	Вентилятори	0,6	0,8	12	I
СП3	34–39	Електричні печі індукційні	0,65	0,9	12	I
СП4	20–24	Радіально-свердлильні верстати	0,21	0,7	8	ІІІ
	15–19	Плоскошліфувальні верстати	0,14	0,6	14	ІІІ
СП5	30–33	Крани консольно-поворотні, ТВ = 60 %	0,12	0,45	12,5	ІІІ
	25–27	Токарні верстати	0,14	0,6	4,8	ІІІ
СП6	6–8	Гальванічні ванни	0,5	0,7	34	ІІІ
	9, 10	Розточувальні верстати	0,26	0,7	8	ІІІ
	28, 29	Токарні верстати	0,14	0,6	4,8	ІІІ
ЩО	Щит основного освітлення.					ІІІ
ЩАО	Щит аварійного освітлення, світлових показників аварійних виходів та сигналізації.					I
ЩЗО	Щит зовнішнього охоронного освітлення.					I

2.2.3 Розрахунок внутрішнього освітлення та електричних навантажень електроприймачів, що отримують живлення від на пруги 0,4 кВ

Розрахунок електричних навантажень електроприймачів цеху

Розрахунок проведемо на прикладі СП6

Розраховується сумарна номінальна потужність.

Для гальванічних ванн маємо:

$$P_{\sum H} = N \cdot P_{\text{ПИТ}} = 3 \cdot 34 = 102 \quad (\text{кВт})$$

Для розточувальних верстатів:

$$P_{\sum H} = N \cdot P_{\text{ПИТ}} = 2 \cdot 8 = 16 \quad (\text{кВт})$$

Для токарних верстатів:

$$P_{\sum H} = N \cdot P_{\text{ПИТ}} = 2 \cdot 4.8 = 9,6 \quad (\text{кВт})$$

Коефіцієнт реактивної потужності силових споживачів беремо з таблиці 2.1.

Проміжні потужності визначаємо за допомогою коефіцієнта використання K_B .

Для гальванічних ванн маємо:

$$P_{\Pi} = K_B \cdot P_{\sum H} = 0,5 \cdot 102 = 51 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{\Pi} = K_B \cdot P_{\Sigma H} \cdot \operatorname{tg}(f) = 0.5 \cdot 102 \cdot \frac{\sqrt{1-0.7^2}}{0.7} = 52,03 \quad (\text{квар})$$

Аналогічним чином визначаємо сумарну номінальні та проміжні потужності для решти ЕП силових пунктів. Результати представлено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

№ п/п	Електроприймач	Кількість, шт	Номінальна потужність, кВт				Р _{ні} max/ Р _{ні} min	Коефіцієнт використання $K_{\kappa, j}$	cos φ	tg φ	Проміжне навантаження	
			Р _{ні}	Р _н заг	Р _{ні} max	Р _{ні} min					Активне Р _{пр} , кВт	Реактивне Q _{пр} , кВАр
1-5	Зварювальні апарати, ТВ=60%	5,00	52,00	260,00				0,25	0,40	2,29	65,00	148,93
Всього	СП1	5,00		260,00	52,00	52,00	1,00	0,25			65,00	148,93
11-14	Вентилятори	4,00	12,00	48,00				0,60	0,80	0,75	28,80	21,60
Всього	СП2	4,00		48,00	12,00	12,00	1,00	0,60			28,80	21,60
34-39	Електричні печі індукційні	6,00	12,00	72,00				0,65	0,90	0,48	47,02	22,77
Всього	СП3	6,00		72,00	12,00	12,00	1,00	0,65			47,02	22,77
20-24	Радіально-свердлильні верстати	5,00	8,00	40,00				0,21	0,70	1,02	8,40	8,57
15-19	Плоскошліфувальні верстати	5,00	14,00	70,00				0,14	0,60	1,33	9,80	13,07
Всього	СП4	10,00		110,00	14,00	8,00	1,75	0,17			18,20	21,64
30-33	Крани консольно-поворотні, ТВ = 60 %	4,00	12,50	50,00				0,12	0,45	1,98	6,00	11,91
25-27	Токарні верстати	3,00	4,80	14,40				0,14	0,60	1,33	2,02	2,69
Всього	СП5	7,00		64,40	12,50	4,80	2,60	0,12			8,02	14,60
6-8	Гальванічні ванни	3,00	34,00	102,00				0,50	0,70	1,02	51,00	52,03
9-10	Розточувальні верстати	2,00	8,00	16,00				0,26	0,70	1,02	4,16	4,24
28-29	Токарні верстати	2,00	4,80	9,60				0,14	0,60	1,33	1,34	1,79
Всього	СП6	7,00		127,60	34,00	4,80	7,08	0,44			56,50	58,07

Розраховуємо значення групового коефіцієнта використання СП6:

$$K_B = \frac{\sum P_{\Pi}}{\sum P_H} = \frac{51 + 4,16 + 1,34}{102 + 16 + 9,6} = 0,44$$

Визначаємо ефективне число ЕП (n_e):

Якщо $\frac{P_{i \max}}{P_{i \min}} \leq 3$ або $n_p > n_f$, то примусово приймаємо значення ефективної кількості ЕП рівною фактичній кількості.

Перевіримо:

$$\frac{P_{H\max}}{P_{H\min}} = \frac{34}{4,8} = 7,08 > 3$$

$$n_e = \frac{\left(\sum P_{H\Sigma}\right)^2}{\sum N \cdot (P_{ni})^2} = \frac{(102 + 16 + 9,6)^2}{3 \cdot 34^2 + 2 \cdot 8^2 + 2 \cdot 4,8^2} = 4,47$$

Оскільки округлення треба приймати в меншу сторону, приймаємо значення рівним $n_e = 4$.

Визначають коефіцієнт розрахункового навантаження (K_p) в функції від групового коефіцієнту використання і ефективного числа ЕП. K_p визначається методом інтерполяції за довідковою таблицею 2 згідно з [5].

Отже:

$$K_p = 1,36$$

Знаходимо розрахункову активну потужність:

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{II} = 1,36 \cdot (51 + 4,16 + 1,34) = 76,85 \quad (\kappa Bm)$$

Визначають розрахункову реактивну потужність.

Коефіцієнт розрахункової потужності може приймати два значення, в залежності від розрахованої ефективної кількості ЕП. У нашому випадку $K_Q = 1,1$, оскільки $n_e < 10$.

$$Q_p = K_Q \cdot \sum Q_{II} = 1,1 \cdot (52,03 + 4,24 + 1,79) = 63,87 \quad (\kappa var)$$

Повну потужність знайдемо за формулою:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	25
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

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

$$S_p = \sqrt{76,85^2 + 63,87^2} = 99,92 \text{ (кВА)};$$

Розрахунковий струм знаходимо за формулою, приймаючи той факт, що всі ЕП працюють на напрузі 380 В.

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{99,92}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 151,82 \text{ (А)}$$

Результати розрахунків для решти СП наведено в Таб. 2.4.

Розрахунок навантаження загального освітлення (ЩО)

Відповідно до [6] вважаючи що обробка корпусних деталей вимагає точність обробки до 5мм включно, характеризуємо роботу як роботу малої точності, розряду «5в». Тому загальна освітленість має бути близько 200 лк. Також слід врахувати те, що перестінки між відділеннями цеху мають висоту 3 метри, тому показник освітленості приймаємо рівним для всієї площі цеху.

Потрібний потік ламп в кожному світильнику Φ знаходиться з формули:

$$\Phi = \frac{E_{\min} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{\eta} = \frac{200 \cdot 1,4 \cdot 980 \cdot 1,1}{0,624} = 483717,94 \text{ (лм)}$$

де K_3 – коефіцієнт запасу для LED ламп беремо 1,4;

E_{\min} – мінімальна освітленість, лк;

F – площа, приміщення, що освітлюється, м²;

z – коефіцієнт мінімальної освітленості для LED ламп приймаємо 1,1;

η – коефіцієнт використання світлового потоку – відношення світлового потоку, який падає на робочу поверхню, до світлового потоку світильників.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		26

Коефіцієнт використання η залежить від типу світильника, коефіцієнтів відбиття стін $\rho_{\text{ст}}$, стелі $\rho_{\text{с}}$, робочої поверхні $\rho_{\text{р}}$, та від показника приміщення i , який враховує співвідношення розмірів приміщення. Приймаємо, що колір поверхонь цеху світло сірий:

$$\rho_{\text{ст}} = 0,5$$

$$\rho_{\text{с}} = 0,3$$

$$\rho_{\text{р}} = 0,1$$

Площа приміщення:

$$F = A \cdot B,$$

$$F = 28 \cdot 35 = 980 \quad (\text{м}^2)$$

Визначимо показник, який враховує співвідношення розмірів приміщення (індекс приміщення):

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)},$$

де відстань від робочої поверхні до світильників $h = 5_{\text{м}}$

Тоді:

$$i = \frac{28 \cdot 35}{5 \cdot (28 + 35)} = 3,11;$$

$$\eta = 0,624$$

Світловий потік однієї лампи, необхідний для забезпечення заданої мінімальної освітленості, лм:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		27

Нормоване значення освітленості для цеху дорівнює 200 лк. Коефіцієнт мінімальної освітленості $z = 1,1$. Значення коефіцієнту запасу приймаємо $k_3 = 1,4$.

Обираємо світильник промисловий «Олімп 120» з лампою LED, яка має наступні параметри: $\Phi_{\text{л}} = 12800$ лм, $P_{\text{л}} = 120$ Вт $U = 220$ В, $\cos(\mu) = 0,95$

Кількість світильників:

$$N_{\text{св}} = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{л}}},$$

$$N = \frac{483717,94}{12800} = 37,7 \approx 38 \quad (\text{шт.})$$

Знайдемо розрахункову потужність освітлювальних установок:

$$P_{P_OCB_OCNOBHE} = N \cdot P_N \cdot K_B = 38 \cdot 0,12 \cdot 0,95 = 4,33 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{P_OCB_OCNOBHE} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 38 \cdot 0,12 \cdot 0,95 \cdot 0,328 = 1,42 \quad (\text{квар})$$

$$S_{P_OCB_OCN} = \sqrt{(4,33^2 + 1,42^2)} = 4,56 \quad (\text{кВА})$$

$$I_{P_OCB_OCH} = \frac{S_{P_OCB_OCN}}{\sqrt{3} \cdot U_{0,38}} = \frac{4,56}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 6,92 \quad (\text{А})$$

Розрахунок навантаження аварійного освітлення (ЩАО)

Для забезпечення аварійного освітлення ($E_{\text{мін}} = 10$ лк) пропоную використати світильники «Каспій 3600» з LED лампою яка має наступні параметри: $\Phi_{\text{л}} = 3600$ лм, $P_{\text{л}} = 32$ Вт $U = 220$ В. $\cos(\mu) = 0,97$.

$$\Phi = \frac{E_{\text{мін}} \cdot K_3 \cdot F \cdot z}{\eta} = \frac{10 \cdot 1,4 \cdot 980 \cdot 1,1}{0,624} = 24185,89$$

$$N = \frac{24185,89}{3600} = 6,7 \approx 8$$

Відповідно пункту 3.21 [6] приймаємо коефіцієнт попиту аварійного освітлення рівним 1.

Також враховуємо 5 світлових показників «ВИХІД» потужністю по 37 Вт та 5 пристроїв звукової сигналізації потужністю по 10 Вт (по одній одиниці кожного обладнання в приміщення).

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	28
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$P_{P_OCB_ABAP} = N \cdot P_N \cdot K_B = 8 \cdot 0.032 \cdot 1 = 0.256 \quad (\text{кВт})$$

$$P_{P_ВИХІД} = N \cdot P_N \cdot K_B = 5 \cdot 0.037 \cdot 1 = 0.185 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{P_OCB_ABAP} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 8 \cdot 0.032 \cdot 1 \cdot 0.25 = 0.064 \quad (\text{квар})$$

$$Q_{P_ВИХІД} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 5 \cdot 0.037 \cdot 1 \cdot 0.25 = 0.05 \quad (\text{квар})$$

$$P_{P_ЗВУК} = N \cdot P_N \cdot K_B = 5 \cdot 0.01 \cdot 1 = 0.05 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{P_ЗВУК} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 5 \cdot 0.01 \cdot 1 \cdot 0.25 = 0.01 \quad (\text{квар})$$

$$S_{P_ЩАО} = \sqrt{((0.256 + 0.185 + 0.05)^2 + (0.06 + 0.05 + 0.01)^2)} = 0.51 \quad (\text{кВА})$$

$$I_{P_ЩАО} = \frac{S_{P_ЩАО}}{\sqrt{3} \cdot U_{0,38}} = \frac{0.51}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 0.77 \quad (\text{А})$$

Розрахунок навантаження зовнішніх освітлювальних установок (ЩЗО)

Охоронне та чергове освітлення має бути не менше 0,5 лк на відстані 0,5 м від землі на горизонтальній площині. Обираємо світильник MAXUS ASSISTANCE STREET BASIC з LED лампою, що має наступні характеристики: 50Вт, 5000Лм, 5000К, IP65. Розміщуємо світильники по зовнішньому периметру цеху на висоті 5 метрів та інтервалом 4,2 метри. Таким чином нам потрібно 30 світильників. $K_e=1$, $\text{tg}=0.25$. Приймаємо $U=380$ В за умови рівномірного підключення світильників в трифазній мережі .

$$P_{P_ЩЗО} = N \cdot P_N \cdot K_B = 30 \cdot 0.05 \cdot 1 = 1.5 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{P_ЩЗО} = N \cdot P_N \cdot K_B \cdot \text{tg}(\varphi) = 30 \cdot 0.05 \cdot 1 \cdot 0.25 = 0.38 \quad (\text{квар})$$

$$S_{P_ЩЗО} = \sqrt{((1.5)^2 + (0.38)^2)} = 1.55 \quad (\text{кВА})$$

$$I_{P_ЩЗО} = \frac{S_{P_ЩЗО}}{\sqrt{3} \cdot U_{0,38}} = \frac{1.55}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 2.35 \quad (\text{А})$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	29
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Результати розрахунків узагальнені в Таб. 2.4.

2.2.4 Розрахунок навантаження на шинах низької напруги ТП

Знайдемо загальний коефіцієнт використання по цеху:

$$K_B = \frac{\sum_{\text{СП}=1}^3 P_{\Pi i}}{\sum_{\text{СП}=1}^3 P_{\text{Hi}}} = \frac{65 + 28,80 + 47,02 + 18,20 + 8,02 + 56,50}{260 + 48 + 72 + 110 + 64,4 + 127,6} = 0,3$$

Ефективну кількість ЕП по цеху знаходимо за спрощеною формулою при умові:

$$\frac{P_{\text{нmax}}}{P_{\text{нmin}}} = \frac{52}{4,8} = 10,83 > 3$$

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^3 P_{\text{H-СП}i}}{P_{\text{нmax}}} = \frac{2 \cdot (260 + 48 + 72 + 110 + 64,4 + 127,6)}{52} = 26,23 \approx 26$$

$$n_e = 26 < n_e = 39$$

$$K_p = 0.75$$

Визначимо розрахункові потужності на шинах низької напруги трансформатора:

$$P_{P_HH} = K_P \sum_{i=1}^3 P_{\Pi_i} + P_{P_OCB_OCHOB} + P_{P_ЩАО} + P_{P_ЩЗО}$$

$$P_{P_HH} = 0.75 \cdot (65 + 28,80 + 47,02 + 18,20 + 8,02 + 56,50) + \\ + 4,33 + 0,49 + 1,5 = 173,98 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{P_HH} = K_P \sum_{i=1}^3 Q_{\Pi_i} + Q_{P_OCB_OCHOB} + Q_{P_ЩАО} + Q_{P_ЩЗО}$$

$$Q_{P_HH} = 0.75 \cdot (148,93 + 21,60 + 22,77 + 21,64 + 14,6 + 58,07) + \\ + 1,42 + 0,12 + 0,38 = 215,70 \quad (\text{квар})$$

$$S_{P_HH} = \sqrt{(P_{P_HH}^2 + Q_{P_HH}^2)} = \sqrt{(167,65^2 + 215,7^2)} = 273,19 \quad (\text{кВА})$$

Струм навантаження на шині НН трансформатора:

$$I_{P_HH} = \frac{S_{P_HH}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{273,19}{0.38 \cdot \sqrt{3}} = 415,07 \quad (\text{А})$$

2.3 Вибір батарей статичних конденсаторів на напрузі до 1000 В

Перед вибором трансформаторів потрібно розглянути питання компенсації реактивної потужності (досягти значення коефіцієнта реактивної потужності близьке до 1), то загальна потужність цеху буде розрахована після вибору батарей статичних конденсаторів.

Попередньо була розрахована загальна реактивна енергія, яку буде споживати підприємство, проте за встановленим договором з електропостачальником, за споживання реактивної енергії, повинні будуть бути сплачені значні кошти. Для уникнення такої ситуації та зменшення витрат підприємства, на стороні 0,4 кВ ТП цеху будуть встановлені конденсаторні батареї (КБ), які повинні будуть максимально компенсувати реактивну енергію. Далі буде проведений розрахунок, для визначення потренованої кількості та номіналу

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		31

конденсаторних батарей для підприємства.

Оскільки умовою відсутності споживання/генерації реактивної енергії є значення $\cos \varphi = 1$ згідно з [7], то використовуючи цю умову, та значення активної та реактивної енергії підприємства, розрахуємо значення КБ:

$$\alpha = \cos^{-1} 0,99 = 8,11^\circ$$

$$Q'_{цех} = P_{цех} \cdot \operatorname{tg}(\alpha)$$

$$Q'_{цех} = 173,98 \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 24,8 \text{ квар}$$

$$Q_{KB} = Q_{цех} - Q'_{цех},$$

де $Q'_{цех}$ - реактивна енергія цеху, яка має бути компенсована, квар.

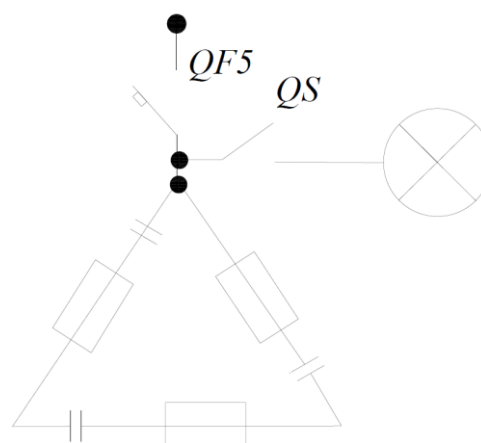
Q_{KB} - реактивна енергія КБ, квар.

$$Q_{KB} = 217,62 - 24,8 = 192,83 \text{ квар}$$

Отже, бачмо, що для компенсації реактивної потужності, нам буде потрібно КБ на 192,83 квар. Проте не слід забувати, що також не увесь час будуть працювати всі верстати, тому кількість енергії, що буде генеруватися в мережу буде менше, а отже нам потрібно обрати менший номінал батарей.

Для даного цеху мною було обрано 6 батарей з номіналом 30 квар, а їх загальний номінал становитиме 180 квар.

Однолінійна схема компенсації реактивної енергії зображена на рисунку 1.3.



9 X LPC 30 kVAr (440V), ETI

Рисунок 2.2 - Схема компенсації реактивної енергії цеху

2.3.1 Вибір схеми трансформаторної підстанції

Знаючи загальне навантаження цеху, та номінали конденсаторних батарей, розрахуємо номінал ТП:

$$S_{TP} = \sqrt{P^2 + (Q_{цех}^2 - Q_{КБ}^2)}$$

$$S_{TP} = \sqrt{173,98^2 + (217,62 - 210)^2} = 178,00 \text{ кВА}$$

Для цеху обираємо трансформатор згідно до [5] представлений в таблиці 2.3:

Таблиця 2.3 - Характеристики трансформатора цеху

Тип трансформатора	Схема и група з'єднання	Потужність короткого замикання, кВт	Напруга КЗ, %	Потужність холостого ходу, кВт
ТМ-250-10(6)/0,4	У/У _Н -0	3,7	4,5	0,56

Таблиця 2.4 – Зведені розрахунки навантаження цеху

№ п/п	Електроприймач	Кількість ьшт	Номинальна потужність, кВт				Коефіцієнт використання $K_{с.з.}$	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	Прямі навантаження			Кр	Розрахункове навантаження			
			Р _н	Р _{н заг}	Р _н max	Р _н min				Активне Р _{пр} , кВт	Реактивне Q _{пр} , кВАр	Активне Р _{роз} , кВт		Реактивне Q _{роз} , кВАр	Повна S _{роз} , кВА	Струм I _{роз} , А	
1-5	Зварювальні апарати, ТВ=60%	5,00	52,00	260,00			0,25	0,40	2,29	65,00	148,93						
Всього	СП1	5,00		260,00	52,00	52,00	0,25			65,00	148,93	5,00	1,56	163,83	192,67	292,73	
11-14	Вентилятори	4,00	12,00	48,00			0,60	0,80	0,75	28,80	21,60						
Всього	СП2	4,00		48,00	12,00	12,00	0,60			28,80	21,60	4,00	1,14	23,76	40,53	61,58	
34-39	Електричні печі індукційні	6,00	12,00	72,00			0,65	0,90	0,48	47,02	22,77						
Всього	СП3	6,00		72,00	12,00	12,00	0,65			47,02	22,77	6,00	1,04	25,05	54,94	83,47	
20-24	Радіально-свердлильні верстати	5,00	8,00	40,00			0,21	0,70	1,02	8,40	8,57						
15-19	Плоскошліфувальні верстати	5,00	14,00	70,00			0,14	0,60	1,33	9,80	13,07						
Всього	СП4	10,00		110,00	14,00	8,00	0,17			18,20	21,64	9,00	1,60	23,80	37,61	57,14	
30-33	Крани консольно-поворотні, ТВ = 60 %	4,00	12,50	50,00			0,12	0,45	1,98	6,00	11,91						
25-27	Токлярні верстати	3,00	4,80	14,40			0,14	0,60	1,33	2,02	2,69						
Всього	СП5	7,00		64,40	12,50	4,80	0,12			8,02	14,60	5,00	2,54	16,05	25,93	39,39	
6-8	Гальванічні ванни	3,00	34,00	102,00			0,50	0,70	1,02	51,00	52,03						
9-10	Розточувальні верстати	2,00	8,00	16,00			0,26	0,70	1,02	4,16	4,24						
28-29	Токлярні верстати	2,00	4,80	9,60			0,14	0,60	1,33	1,34	1,79						
Всього	СП6	7,00		127,60	34,00	4,80	0,44			56,50	58,07	4,00	1,36	63,87	99,92	151,82	
СП1+СП2+СП3+СП4+СП5+СП6			39,00		682,00	52,00	4,80	0,3		223,54	287,60	26	0,75	167,65	215,70	273,19	415,07
ЩО			38,00	0,12	4,56			0,95	0,95	0,33				4,33	1,42	4,56	6,93
Аварійне освітлення			8,00	0,03	0,26			1,00	0,97	0,25				0,26	0,06	0,26	0,40
Світлові інд. "Вихід"			5,00	0,04	0,19			1,00	0,97	0,25				0,19	0,05	0,19	0,29
Звукова сигналізація			5,00	0,01	0,05			1,00	0,97	0,25				0,05	0,01	0,05	0,08
ЩАО														0,49	0,12	0,51	0,77
ЩЗО			30,00	0,05	1,50			1,00	0,97	0,25				1,50	0,38	1,55	2,35
Шини НН														173,98	217,62	278,62	423,32
КУ									0,99	0,14					180,00		
Шини ВН														173,98	37,62	178,00	10,28

2.4 Формування мережі низької напруги цеху.

Знайдемо номінальний струм кожного ЕП окремо. Зведемо розрахунки в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5

Електроприймачі	Струм, А
Зварювальні апарати, ТВ=60%	197,51
Вентилятори	18,23
Електричні печі індукційні	20,26
Радіально-свердлильні верстати	17,36
Плоскошліфувальні верстати	35,45
Крани консольно-поворотні, ТВ = 60 %	42,20
Токарні верстати	12,15
Гальванічні ванни	73,80
Розточувальні верстати	17,36

Для вибору обладнання класифікуємо приміщення за рівнем вибухопожежної небезпеки.

В цеху присутня велика кількість пилу, яка видаляється через вентиляцію. Також в результаті плавлення металів в індукційних печах виділяються шкідливі, пожежонебезпечні речовини.

Таблиця 2.6 – Середні питомі показники по викиду забруднюючих речовин

Найменування забруднюючої речовини	Викиди забруднюючих речовин при плавленні, кг/т	
	сталі	чавуну
Пил неорганічний з вмістом SiO ₂ 20-70%	5,0	0,4
Диоксид азоту (NO ₂)	0,33	0,08
Сірки диоксид (SO ₂)	2,7	0,26
Оксид вуглецю (CO)	5,9	1,3

Класифікуємо цех як пожежонебезпечну територію (В) згідно [2].

Лінії живлення ЕП будемо прокладати в металевих трубах під бетонною підлогою. Обираємо кабелі АПВ (мінімально допустимі перерізи кабелів обираємо

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	35
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

з [1] таблиця 1.3.12). Для живлення ліній основного, аварійного та зовнішнього (охоронного) освітлення обираємо кабелі ВВГ 4х1.5. Кабелі основного та аварійного освітлення прокладаємо в гофрі (IP32) по стінам(2.1.14 [1]). До світильників кабелі протягнемо через підвісні лотки. Кабелі зовнішнього освітлення прокладаємо по зовнішньому периметру цеху, протягнувши його через металевий рукав, який забезпечить належний захист кабелю (IP65).

Обираємо щити розподільні (СП) та щити всіх видів освітлення з захистом IP54 і необхідною кількістю модулів для комутаційних пристроїв.

Обране обладнання представлено в таблиці 2.7.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		36

Таблиця 2.7-Обладнання

Спі	Силовa шафа	Електроприймачі	Іном, А	Автоматичний вимикач	Кабель	Спосіб прокладання
СП1	СМП 75-9 6х250А IP54	Зварювальні апарати, ТВ=60%	197,51	ВА 88-35 200А	АПВ 3х70+1х35 210А	мет.труба.d=34
		Зварювальні апарати, ТВ=60%	197,51	ВА 88-35 200А	АПВ 3х70+1х35 210А	мет.труба.d=34
		Зварювальні апарати, ТВ=60%	197,51	ВА 88-35 200А	АПВ 3х70+1х35 210А	мет.труба.d=34
		Зварювальні апарати, ТВ=60%	197,51	ВА 88-35 200А	АПВ 3х70+1х35 210А	мет.труба.d=34
		Зварювальні апарати, ТВ=60%	197,51	ВА 88-35 200А	АПВ 3х70+1х35 210А	мет.труба.d=34
СП2	СМП75- 4У3 8х63А IP54	Вентилятор	18,23	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Вентилятор	18,23	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Вентилятор	18,23	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Вентилятор	18,23	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
СП3	СМП75- 4У3 8х63А IP54	Електрична піч індукційна	20,26	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Електрична піч індукційна	20,26	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Електрична піч індукційна	20,26	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Електрична піч індукційна	20,26	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Електрична піч індукційна	20,26	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Електрична піч індукційна	20,26	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
СП4	СМП75- 4У3 8х63А IP54	Радіально-свердильний верстат	52,82	ВА 88-32 63А	АПВ 4х10 65А	мет.труба.d=21
		Плоскошліфувальний верстат				
		Радіально-свердильний верстат	52,82	ВА 88-32 63А	АПВ 4х10 65А	мет.труба.d=21
		Плоскошліфувальний верстат				
		Радіально-свердильний верстат	52,82	ВА 88-32 63А	АПВ 4х10 65А	мет.труба.d=21
		Плоскошліфувальний верстат	52,82	ВА 88-32 63А	АПВ 4х10 65А	мет.труба.d=21
		Радіально-свердильний верстат				
		Плоскошліфувальний верстат	52,82	ВА 88-32 63А	АПВ 4х10 65А	мет.труба.d=21
СП5	СМП75- 5У3 8х100А IP54	Кран консольно-поворотний	84,41	ВА 88-32 100А	АПВ 4х25 105А	мет.труба.d=24
		Кран консольно-поворотний				
		Кран консольно-поворотний	84,41	ВА 88-32 100А	АПВ 4х25 105А	мет.труба.d=24
		Кран консольно-поворотний				
		Токарний верстат	36,46	ВА 88-32 40А	АПВ 4х10 65А	мет.труба.d=21
		Токарний верстат				
		Токарний верстат				
СП6	СМП75- 5У3 8х100А IP54	Розточувальний верстат	17,36	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Розточувальний верстат	17,36	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Гальванічна ванна	73,80	ВА 88-32 80А	АПВ 4х25 105А	мет.труба.d=24
		Гальванічна ванна	73,80	ВА 88-32 80А	АПВ 4х25 105А	мет.труба.d=24
		Гальванічна ванна	73,80	ВА 88-32 80А	АПВ 4х25 105А	мет.труба.d=24
		Токарний верстат	24,3	ВА 47-29 25А	АПВ 4х4 32А	мет.труба.d=20
		Токарний верстат				
ЩО	ЩО-6Н	Основне освітлення	6,93	ВА 47-29 16А	ВВГнгд 4х1,5 15А	ПНД 10мм
ЩАО	ЩО-6Н	Аварійне освітлення	0,77	ВА 47-29 16А	ВВГнгд 4х1,5 15А	ПНД 10мм
ЩЗО	ЩО-6Н	Охоронне освітлення	2,35	ВА 47-29 16А	ВВГнгд 4х1,5 15А	Мет.рук. ДКС в ПВХ d=10

2.5 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення

2.5.1 Початкові дані для розрахунку

Від ТП№1-3 отримують живлення наступні об'єкти:

1. Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань (Б); II категорія надійності згідно з [4].
2. Два житлових будинки з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань (В); II категорія надійності.
3. Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань (Е); II категорія надійності.
4. Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань (Ж); II
5. Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань (З); II категорія надійності.
6. Аптека з площею залу 100 м² (Л); II категорія надійності.
7. Перукарня на 20 робочих місць (М); III категорія надійності.
8. Ресторан на 200 місць (Р); II категорія надійності.
9. Магазин промислових товарів з площею торгівельного залу 600 м² (Т). II категорія надійності.

Відповідно до [8] класифікуємо споруди за категорією надійності постачання електричної енергії.

Зобразимо принципову схему приєднання об'єктів до ТП№1-3 на рисунку 2.3.

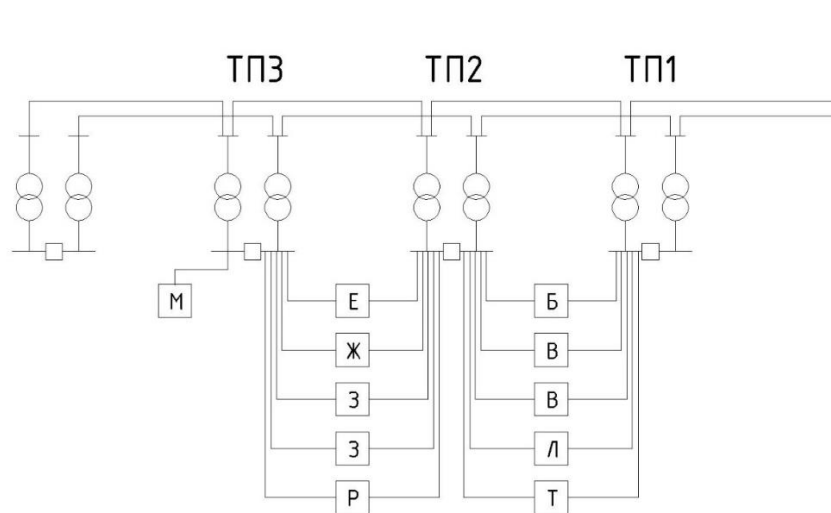


Рисунок 2.3 – Принципова схема приєднання об'єктів до ТП

2.5.2 Розрахунок нормального режиму роботи електричної мережі

Перед початком розрахунків слід зауважити, що усі будинки з одним типом їжеприготування приєднані до однієї ТП вважаються одним об'єктом.

Розрахунок покажемо на прикладі ТП№1.

Житлові будинки Б+В+В (ел. плити): житлові будинки Б, Б, В мають один тип їжеприготування, тому можемо розглядати їх як один об'єкт.

Вважаємо, що за нормального режиму роботи трансформаторів, навантаження будинків Б+В+В буде розподілятися рівномірно між ТП1 та ТП2, тобто по 152 квартири.

Житлові квартири вважаються квартирами третього рівня електрифікації у будинках із електроплитами потужністю до 8,5 кВт і значення питомої активної потужності визначається методом інтерполяції з довідкових даних таблиці 5 згідно з [5].

Загальна кількість квартир, що отримує живлення від одного тр-ра ТП1 складає 152, тоді згідно таб. 5 –[5] :

$$P_{\text{пит}} = 1,54 \text{ кВт/житло.}$$

У будинках, що заввишки більше 5-ти поверхів, передбачені ліфти.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	39
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

На кожен секцію 16-поверхового будинку передбачено по 2 ліфтові установки. Тобто, в будинках Б+В+В в сумі буде 10 ліфтових установок. Так як навантаження між ТП розподіляється рівномірно, то будемо враховувати половину потужності ліфтових установок. За табл 3.5 [5] визначимо значення коефіцієнт попиту ($K_{п.л}$) для ліфтових установок: $K_{п.л}=0,8$.

$$P_{л} = P_{л\Sigma} \cdot K_{п} = 32,5 \cdot 0,8 = 26 \text{ кВт}$$

Будемо вважати, що кожна квартира обладнана системою кондиціонування повітря. Відповідно з даних таблиці 3.6 [5] приймаємо коефіцієнт реактивного навантаження $\text{tg}\phi = 0,40$.

$$P_{ж/б_АБВ} = n_{кв} \cdot P_{ит} + 0,9 \cdot P_{л} = 152 \cdot 1,54 + 0,9 \cdot 26 = 257,48 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{ж/б_АБВ} = P_{ит} \cdot n_{кв} \cdot \text{tg}\phi_{кв} + 0,9 \cdot Q_{л} \text{ (квар)}$$

$$Q_{л} = P_{л\Sigma} \cdot K_{п} \cdot \text{tg}\phi_{л} = 32,5 \cdot 0,8 \cdot 1,17 = 30,42 \text{ кВАр}$$

$\text{tg}\phi_{л} = 1,17$ - обирається з довідкової таблиці 8.

$$Q_{ж/б_АБВ} = 1,54 \cdot 152 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 30,42 = 121,01 \text{ (квар)}$$

Повна потужність будинків:

$$S_{P_АБВ} = \sqrt{P_{P_АБВ}^2 + Q_{P_АБВ}^2} = \sqrt{257,48^2 + 121,01^2} = 284,5 \text{ (кВА)}$$

$$I_{P_АБВ} = \frac{S_{P_АБВ}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{284,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 432,25 \text{ (А)}$$

Аптека з площею залу 100 м² (Л):

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		40

Для аптеки питоме навантаження вибирається з довідкової таблиці 6. Припустимо, що аптека без приготування ліків, то $P_{\text{пит}} = 0,12 \text{ кВт/ м}^2$, $\text{tg}(\varphi) = 0,40$. В аптеці не передбачено ліфтових установок. При розрахунку нормального режиму аптеки потрібно врахувати 50% площі залу так як аптека II категорія надійності і має резервне живлення від ТПЗ, навантаження між ТП1 та ТПЗ розподіляється рівномірно.

Маємо:

$$P_{PL} = P_{\text{пит}} \cdot N = 50 \cdot 0,12 = 6 \text{ кВт}$$

$$Q_{PL} = P_{PL} \cdot \text{tg}(\varphi) = 6 \cdot 0,40 = 2,40 \text{ кВАр}$$

$$S_{PL} = \sqrt{P_{PL}^2 + Q_{PL}^2} = \sqrt{6^2 + 2,4^2} = 6,46 \text{ кВА}$$

$$I_{PK} = \frac{S_{PL}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6,46}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 9,82 \text{ А}$$

Магазин промислових товарів з площею торгівельного залу 600 м² (Т):

Для магазина продовольчих питоме навантаження вибирається з довідкової таблиці 6. Припустимо, що магазин з кондиціонуванням, то

$P_{\text{пит}} = 0,15 \text{ кВт на м}^2$ торгової зали, $\text{tg}(\varphi) = 0,75$. Ліфтових установок не передбачено. Магазин відноситься до III категорії надійності, тому не має резервного живлення.

При розрахунку нормального режиму враховуємо 50% площі торгівельного залу.

Маємо:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		41

$$P_{PC} = P_{num} \cdot N = 300 \cdot 0,15 = 45 \text{кВт}$$

$$Q_{PC} = P_{PC} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 90 \cdot 0,75 = 33,75 \text{кВАр}$$

$$S_{PC} = \sqrt{P_{PC}^2 + Q_{PC}^2} = \sqrt{45^2 + 33,75^2} = 56,25 \text{кВА}$$

$$I_{PC} = \frac{S_{PC}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{56,25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 85,46 \text{А}$$

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах низької напруги трансформаторної підстанції визначається за формулою:

$$P_{ТПр} = P_{p \max} + \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{ymi},$$

$$Q_{ТПр} = Q_{p \max} + \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{ymi},$$

де $P_{p \max}$ - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_{pi} - розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

K_{ymi} - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні;

$\cos \varphi$ - розрахункові коефіцієнти потужності.

$K_{ym} = 0,6$ для магазину та аптеки (торгові підприємства однозмінні) за табл 11 згідно з [5] враховуючи припущення, що аптека та магазин працюють в 1 зміну.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП1 в нормальному режимі:

$$P_{ТП1} = P_{p \max} + \sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot K_{ym} = 257,8 + 0,6 \cdot 6 + 0,6 \cdot 45 = 288,08 \text{кВт}$$

$$Q_{ТП1} = Q_{p \max} + \sum_{i=1}^n Q_{Pi} \cdot K_{ym} = 121,01 + 0,6 \cdot 2,4 + 0,6 \cdot 33,75 = 142,07 \text{кВАр}$$

Знайдемо повну потужність з наступної формули:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	42
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$S_{ТП1} = \sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2} = \sqrt{288,08^2 + 142,07^2} = 321,49 \text{ кВА}$$

$$I_{PC} = \frac{S_{PC}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{321,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 18,56 \text{ А}$$

Результати розрахунків по трьом ТП зведемо в таблицю 2.8:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		43

Таблиця 2.8 – Розрахунок навантаження ТП за нормального режиму роботи електричної мережі

Режими	ТП	Ввід	Коротка х-на	N	Парам	Р _{нгр} кВт	tg(f)	Р, р, kW	Q, р, kVA	N _л	Р _{нΣ}	К _п	tg(f) _л	Р _л кВт	Q _л кВт	Р _р кВт	Q _р кВт	Sp	ρ	К _{ум}	Р _{тп}	Q _{тп}	Σ _{тп} нн	l, м
Нормальний режим	ТП_№1	Б	Ел.плити 16 пов.,1 секц.,48 пом.	24,00	Кв	2,72	0,40	65,28	26,11	1,00	6,50	1,00	1,17	6,50	7,61	71,78	32,96	78,98	120,00	-	288,08	142,70	321,49	18,56
		В	Ел.плити 16 пов.,2 секц.,128 пом.	64,00	Кв	2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	139,70	63,52	153,46	233,16					
		В	Ел.плити 16 пов.,2 секц.,128 пом.	64,00	Кв	2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	139,70	63,52	153,46	233,16					
		Л	Аптека з площею залу 100 м2	50	м2	0,12	0,4	6	2,4							6	2,40	6,46	9,82	0,6				
		Т	Магазин площею залу 600 м2	300	м2	0,15	0,75	45	33,75							45	33,75	56,25	85,46	0,6				
		Б+В+В	Ел.плити 16 пов.,5 секц.,304 пом.	152	Кв	1,54	0,4	234,08	93,632	5	32,5	0,8	1,17	26	30,42	257,48	121,01	284,50	432,2507	-				
	ТП_№2	Б	Ел.плити 16 пов.,1 секц.,48 пом.	24,00	Кв	2,72	0,40	65,28	26,11	1,00	6,50	1,00	1,17	6,50	7,61	71,13	33,0	78,39	119,11	-	544,15	264,35	604,96	34,93
		В	Ел.плити 16 пов.,2 секц.,128 пом.	64,00	Кв	2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	138,53	63,5	152,40	231,55					
		В	Ел.плити 16 пов.,2 секц.,128 пом.	64,00	Кв	2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	138,53	63,5	152,40	231,55					
		Л	Аптека з площею залу 100 м2	50	м2	0,12	0,4	6	2,4							6	2,4	6,46	9,82	0,6				
		Т	Магазин площею залу 600 м2	300	м2	0,15	0,75	45	33,75							45	33,75	56,25	85,46	0,6				
		Е	Газ.плити, 9 пов., 1 секція, 36 пом.	18	Кв	1,91	0,43	34,38	14,7834	1	6,5	1	1,17	6,5	7,605	40,23	21,6	45,68	69,40	0,9				
Нормальний режим	ТП_№3	Ж	Газ.плити, 9 пов., 4 секц., 216 пом.	108	Кв	0,98	0,43	105,84	45,5112	4	26	0,7	1,17	18,2	21,294	122,22	64,7	138,28	210,09	0,9	544,15	264,35	604,96	34,93
		З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	54	Кв	1,19	0,43	64,26	27,6318							64,26	27,6	69,95	106,28	0,9				
		З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	54	Кв	1,19	0,43	64,26	27,6318							64,26	27,6	69,95	106,28	0,9				
		Р	Ресторан на 200 місць	100	місць	0,8	0,33	80	26,4							80	26,4	84,24	127,99	0,7				
		Б+В+В	Ел.плити 16 пов.,5 секц.,304 пом.	152	Кв	1,54	0,4	234,08	93,63	5	32,5	0,8	1,17	26	30,42	257,48	121,0	284,50	432,2507	-				
		Б+Ж+З+З	Газ.плити, 9 пов., 11 секц., 468 пом.	234	Кв	0,84	0,43	196,56	84,52	5,5	35,75	0,8	1,17	28,6	33,46	222,3	114,6	250,12	380,01	0,9				
	ТП_№3	Е	Газ.плити, 9 пов., 1 секція, 36 пом.	18	Кв	1,91	0,43	34,38	14,78							34,38	14,78	37,42	56,86	0,9	295,70	137,47	326,09	18,83
		Ж	Газ.плити, 9 пов., 4 секц., 216 пом.	108	Кв	0,98	0,43	105,84	45,51							105,84	45,51	115,21	175,04	0,9				
		З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	54	Кв	1,19	0,43	64,26	27,63	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	78,3	44,06	89,84	136,50	0,9				
		З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	54	Кв	1,19	0,43	64,26	27,63	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	78,3	44,06	89,84	136,50	0,9				
		Р	Ресторан на 200 місць	100	місць	0,8	0,33	80	26,4							80	26,40	84,24	127,99	0,7				
		М	Перукарня на 20 робочих місць	20	Роб.місць	1,45	0,25	29	7,25							29	7,25	29,89252	45,42	0,6				
Нормальний режим	ТП_№3	Б+Ж+З+З	Газ.плити, 9 пов., 11 секц., 468 пом.	234	Кв	0,84	0,43	196,56	84,52	5,5	35,75	0,8	1,17	28,6	33,46	222,3	114,64	250,12	380,01	0,9	295,70	137,47	326,09	18,83
		Б+В+В	Ел.плити 16 пов.,5 секц.,304 пом.	152	Кв	1,54	0,4	234,08	93,63	5	32,5	0,8	1,17	26	30,42	257,48	121,0	284,50	432,2507	-				
		Б+Ж+З+З	Газ.плити, 9 пов., 11 секц., 468 пом.	234	Кв	0,84	0,43	196,56	84,52	5,5	35,75	0,8	1,17	28,6	33,46	222,3	114,6	250,12	380,01	0,9				
		Е	Газ.плити, 9 пов., 1 секція, 36 пом.	18	Кв	1,91	0,43	34,38	14,78							34,38	14,78	37,42	56,86	0,9				
		Ж	Газ.плити, 9 пов., 4 секц., 216 пом.	108	Кв	0,98	0,43	105,84	45,51							105,84	45,51	115,21	175,04	0,9				
		З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	54	Кв	1,19	0,43	64,26	27,63	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	78,3	44,06	89,84	136,50	0,9				
	ТП_№3	З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	54	Кв	1,19	0,43	64,26	27,63	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	78,3	44,06	89,84	136,50	0,9	295,70	137,47	326,09	18,83
		З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	54	Кв	1,19	0,43	64,26	27,63	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	78,3	44,06	89,84	136,50	0,9				
		Р	Ресторан на 200 місць	100	місць	0,8	0,33	80	26,4							80	26,40	84,24	127,99	0,7				
		М	Перукарня на 20 робочих місць	20	Роб.місць	1,45	0,25	29	7,25							29	7,25	29,89252	45,42	0,6				
		Б+Ж+З+З	Газ.плити, 9 пов., 11 секц., 468 пом.	234	Кв	0,84	0,43	196,56	84,52	5,5	35,75	0,8	1,17	28,6	33,46	222,3	114,64	250,12	380,01	0,9				
		Б+В+В	Ел.плити 16 пов.,5 секц.,304 пом.	152	Кв	1,54	0,4	234,08	93,63	5	32,5	0,8	1,17	26	30,42	257,48	121,0	284,50	432,2507	-				

2.5.3 Розрахунок післяаварійного режиму електричної мережі

В якості П/А режиму будемо розглядати почергове виведення ТП№1-3 з експлуатації на 24 години для вимушених робіт з обслуговування обладнання.

Розрахунки представимо на прикладі виведення з експлуатації ТП2, враховуючи, що у цьому випадку буде найбільш несприятлива ситуація (ТП1 та ТП3 візьмуть на себе повне навантаження будівель I та II категорії).

Комунально-побутові споживачі, які живляться від ТП1:

Житлові будинки Б+В+В (ел. плити) :

Житлові квартири вважаються квартирами третього рівня електрифікації у будинках із електроплитами потужністю до 8,5 кВт і значення питомої активної потужності визначається методом інтерполяції з довідкових даних таблиці 5 згідно з [5].

Загальна кількість квартир, що отримує живлення від одного тр-ра ТП1 складає 304 шт., тоді згідно табл 3.5 [5]:

$$P_{\text{пит}}=1,34 \text{ кВт/житло.}$$

У будинках, що заввишки більше 5-ти поверхів, передбачені ліфти.

На кожную секцію передбачено по 2 ліфтові установки. Тобто, в будинках Б+В+В в сумі буде 10 ліфтових установок. За табл 3.6 [5] визначимо коефіцієнт попиту $K_{\text{п.л}}$ для ліфтових установок: $K_{\text{п.л}}=0,6$.

$$P_{\text{л}} = P_{\text{л}\Sigma} \cdot K_{\text{л}} = 65 \cdot 0,6 = 39,00 \text{ кВт}$$

Будемо вважати, що кожна квартира обладнана системою кондиціювання повітря. Відповідно з даних таблиці 3.6 [5] приймаємо коефіцієнт реактивного навантаження $\text{tg}\phi = 0,40$.

$$P_{\text{ж/б_АБВ}} = n_{\text{кв}} \cdot P_{\text{пит}} + 0,9 \cdot P_{\text{л}} = 304 \cdot 1,34 + 0,9 \cdot 39 = 442,46 \text{ (кВт)}$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	45
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$Q_{ж/б_АБВ} = P_{\text{н\text{т}}} \cdot n_{\text{кв}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{кв}} + 0,9 \cdot Q_{\text{Л}} \text{ (квар)}$$

$$Q_{\text{Л}} = P_{\text{Л}\Sigma} \cdot K_{\text{Л}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{Л}} = 65 \cdot 0,6 \cdot 1,17 = 45,63 \text{кВАр}$$

$\text{tg}\varphi_{\text{Л}} = 1,17$ - обирається з довідкової таблиці 8.

$$Q_{ж/б_АБВ} = 1,34 \cdot 304 \cdot 0,4 + 0,9 \cdot 45,63 = 204,01 \text{ (квар)}$$

Повна потужність будинків:

$$S_{P_БВ} = \sqrt{P_{P_АБВ}^2 + Q_{P_АБВ}^2} = \sqrt{442,46^2 + 204,01^2} = 487,23 \text{ (кВА)}$$

$$I_{P_АБВ} = \frac{S_{P_АБВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{487,23}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 740,26 \text{ (А)}$$

Аптека з площею залу 100 м² (Л):

Для аптеки питоме навантаження вибирається з довідкової таблиці 6. Припустимо, що аптека без приготування ліків, то $P_{\text{пнт}} = 0,12 \text{ кВт/ м}^2$, $\text{tg}(\varphi) = 0,40$. В аптеці не передбачено ліфтових установок.

$$P_{\text{ПЛ}} = P_{\text{н\text{т}}} \cdot N = 100 \cdot 0,12 = 12 \text{кВт}$$

$$Q_{\text{ПЛ}} = P_{\text{ПЛ}} \cdot \text{tg}(\varphi) = 12 \cdot 0,40 = 4,8 \text{кВАр}$$

$$S_{\text{ПЛ}} = \sqrt{P_{\text{ПЛ}}^2 + Q_{\text{ПЛ}}^2} = \sqrt{12^2 + 4,8^2} = 12,92 \text{кВА}$$

$$I_{\text{ПЛ}} = \frac{S_{\text{ПЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{12,92}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 19,64 \text{ А}$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		46

Магазин промтоварів з площею торгівельного залу 600 м² (Т):

Для магазину продовольчих питоме навантаження вибирається з довідкової таблиці 6. Припустимо, що магазин з кондиціонуванням, то

$P_{\text{пит}} = 0,15$ кВт на м² торгової зали, $\text{tg}(\varphi) = 0,75$. Ліфтових установок не передбачено.

Маємо:

$$P_{PT} = P_{\text{пит}} \cdot N = 600 \cdot 0,15 = 90 \text{ кВт}$$

$$Q_{PT} = P_{PT} \cdot \text{tg}(\varphi) = 90 \cdot 0,75 = 67,5 \text{ кВАр}$$

$$S_{PT} = \sqrt{P_{PT}^2 + Q_{PT}^2} = \sqrt{90^2 + 67,5^2} = 112,5 \text{ кВА}$$

$$I_{PT} = \frac{S_{PT}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{112,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 170,93 \text{ А}$$

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах низької напруги трансформаторної підстанції визначається за формулою:

$$P_{ТПр} = P_{p \max} + \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{умі},$$

$$Q_{ТПр} = Q_{p \max} + \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{умі},$$

де $P_{p \max}$ - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_{pi} - розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		47

$K_{умі}$ - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження і-ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні;

$\cos \varphi$ - розрахункові коефіцієнти потужності.

$K_{умі}=0,6$ для магазину та аптеки (торгові підприємства однозмінні) за табл 11 згідно з [19] враховуючи припущення, що аптека та магазин працюють в 1 зміну.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП1 в післяаварійному режимі:

$$P_{ТП1} = P_{P_{\max}} + \sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot K_{умі} = 442,26 + 0,6 \cdot 12 + 0,6 \cdot 90 = 503,66 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТП1} = Q_{p_{\max}} + \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{умі} = 204,01 + 0,6 \cdot 4,8 + 0,6 \cdot 67,5 = 247,39 \text{ кВАр}$$

Знайдемо повну потужність з наступної формули:

$$S_{ТП1} = \sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2} = \sqrt{503,66^2 + 247,39^2} = 561,14 \text{ кВА}$$

$$I_{PC} = \frac{S_{PC}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{561,14}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,40 \text{ А}$$

Комунально-побутові споживачі, які живляться від ТП3:

Житлові будинки Е,Ж,З,З (газ.плити):

Житлові квартири вважаються І-го рівня електрифікації – у будинках із плитами на природньому газі і значення питомої активної потужності визначається методом інтерполяції з довідкових даних таблиці 5 згідно з [5].

Загальна кількість квартир, що отримує живлення від одного тр-ра ТП3, під час виходу зі строю ТП2, складає 468 жител. Тоді згідно таблиці:

$$P_{пит}=0,71 \text{ кВт/житло.}$$

Будинки заввишки 9 поверхи, то на кожен секцію передбачено по 1 ліфтовій установці, тобто загалом 11 ліфтів . За табл 7 згідно з [5] визначимо коефіцієнт попиту $K_{п.л}$ для ліфтових установок: $K_{п.л}=0,49$.

$$P_{л} = P_{л\Sigma} \cdot K_{л} = 71,5 \cdot 0,49 = 35,035 \text{ кВт}$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	48
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Оскільки у вихідних даних інформації про наявність кондиціонерів не надано, то будемо вважати, що кожна квартира обладнана системою кондиціювання повітря. Відповідно з довідкових даних таблиці 8 приймемо коефіцієнт реактивного навантаження $\text{tg}\phi = 0,43$.

$$P_{жс/б_ЕЖЗЗ} = n_{кв} \cdot P_{пит} + 0,9 \cdot P_{л} = 468 \cdot 0,71 + 0,9 \cdot 35,035 = 363,81 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{жс/б_ЕЖЗЗ} = P_{пит} \cdot n_{кв} \cdot \text{tg}\phi_{кв} + 0,9 \cdot Q_{л} \text{ (квар)}$$

$$Q_{л} = P_{л\Sigma} \cdot K_{л} \cdot \text{tg}\phi_{л} = 35,035 \cdot 0,49 \cdot 1,17 = 40,99 \text{ кВАр}$$

$\text{tg}\phi_{л} = 1,17$ - обирається з довідкової таблиці 8.

$$Q_{жс/б_ЕЖЗЗ} = 0,71 \cdot 468 \cdot 0,43 + 0,9 \cdot 40,99 = 179,77 \text{ (квар)}$$

Повна потужність будинків:

$$S_{P_ЕЖЗЗ} = \sqrt{P_{P_ЕЖЗЗ}^2 + Q_{P_ЕЖЗЗ}^2} = \sqrt{363,81^2 + 179,77^2} = 405,8 \text{ (кВА)}$$

$$I_{P_ЕЖЗЗ} = \frac{S_{P_ЕЖЗЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{405,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 616,56 \text{ (А)}$$

Перукарня на 20 робочих місць (М):

Для перукарні питоме навантаження вибирається з довідкової таблиці 6.

$P_{пит} = 1,45 \text{ кВт/м}^2$, $\text{tg}(\phi) = 0,25$. Ліфтових установок не передбачено.

Маємо:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	49
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$P_{PM} = P_{num} \cdot N = 20 \cdot 1,45 = 29,00 \text{ кВт}$$

$$Q_{PM} = P_{PM} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 29 \cdot 0,2 = 7,25 \text{ кВАр}$$

$$S_{PM} = \sqrt{P_{PM}^2 + Q_{PM}^2} = \sqrt{29^2 + 7,25^2} = 29,89 \text{ кВА}$$

$$I_{PM} = \frac{S_{PM}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{29,89}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 45,42 \text{ А}$$

Ресторан на 200 місць (Р):

Питоме навантаження вибирається з довідкової таблиці 6. $P_{пит} = 0,8 \text{ кВт/м}^2$, $\operatorname{tg}(\varphi) = 0,33$. Ліфтових установок не передбачено.

$$P_{PH} = P_{num} \cdot N = 200 \cdot 0,8 = 160,00 \text{ кВт}$$

$$Q_{PH} = P_{PH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 160 \cdot 0,33 = 52,8 \text{ кВАр}$$

$$S_{PH} = \sqrt{P_{PH}^2 + Q_{PH}^2} = \sqrt{160^2 + 52,8^2} = 168,49 \text{ кВА}$$

$$I_{PH} = \frac{S_{PH}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{168,49}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 255,99 \text{ А}$$

Сумарне навантаження для ТПЗ в післяаварійному режимі:

$$P_{ТПЗ} = P_{P_{\max}} + \sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot K_{ymi} = 363,81 + 0,7 \cdot 160 + 0,6 \cdot 29 = 496,11 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТПЗ} = Q_{P_{\max}} + \sum_{i=1}^n Q_{Pi} \cdot K_{ymi} = 179,77 + 0,6 \cdot 7,25 + 0,7 \cdot 52,8 = 221,81 \text{ кВАр}$$

Знайдемо повну потужність з наступної формули:

$$S_{ТПЗ} = \sqrt{P_{ТПЗ}^2 + Q_{ТПЗ}^2} = \sqrt{496,11^2 + 221,81^2} = 543,44 \text{ кВА}$$

$$I_{PC} = \frac{S_{PC}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{543,44}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,38 \text{ А}$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		50

Аналогічно по черзі розглядаємо варіанти з виводом зі строю ТП1 та ТП3, розраховуємо післяаварійні режими для цих ТП та результати заносимо до таблиці 2.9:

Таблиця 2.9 – Розрахунок навантаження ТП післяаварійного режиму роботи

Режим	ТП	Вид	Коротка-ча	N	Парам	Рпвт_вВ [тг/ф]	Р_р [kW]	Q_р [kVA]	Пл_Σ	Кп	тг/ф [л]	Рп_кВт	Qп_кВАр	Рп_кВт	Qп_кВАр	Бр	Ір	Кум	Р_тп	Q_тп	Ст_пн	т_тп
Післяаварійний режим ТП№2	ТП_№1	Б	Ел.плити 16 пов, 1 секц, 48 пом.	48,00 №		2,25	0,40	108,00	1,00	6,50	1,00	1,17	6,50	7,61	113,85	50,04	124,36	188,95				
		В	Ел.плити 16 пов, 2 секц, 128 пом.	128,00 №		1,63	0,40	208,64	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	219,17	95,78	239,18	363,40				
		В	Ел.плити 16 пов, 2 секц, 128 пом.	128,00 №		1,63	0,40	208,64	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	219,17	95,78	239,18	363,40		503,66	247,39	561,14
		Л	Аптека з площею залу 100 м2	100 м2		0,12	0,4	12								4,80	12,92	19,64	0,6			32,40
		Т	Магазин площею залу 600 м2	600 м2		0,15	0,75	90								67,50	112,50	170,93	0,6			
	ТП_№3	Б+В+В	Ел.плити 16 пов, 10 секц, 304 пом.	304 №		1,34	0,4	407,36	10	65	0,6	1,17	39	45,63	442,46	204,01	487,23	740,2667	-			
		Е	Газ.плити 9 пов, 1 секція, 36 пом.	36 №		1,34	0,43	48,24							48,24	20,74	52,51	79,78				
		Ж	Газ.плити 9 пов, 4 секц, 216 пом.	216 №		0,86	0,43	185,76							185,76	79,88	202,21	307,22				
		З	Газ.плити 9 пов, 3 секц, 108 пом.	108 №		0,99	0,43	106,92	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	120,96	62,40	136,11	206,79				
		З	Газ.плити 9 пов, 3 секц, 108 пом.	108 №		0,99	0,43	106,92	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	120,96	62,40	136,11	206,79		496,11	221,81	543,44
		Р	Ресторан на 200 місць	200 місць		0,8	0,33	160							160,00	52,80	168,49	255,99	0,7			31,38
		М	Перукарня на 20 робочих місць	20 Роб.місць		1,45	0,25	29							29,00	7,25	29,89252	45,42	0,7			
		Е+Ж+З+З	Газ.плити 9 пов, 11 секц, 468 пом.	468 №		0,71	0,43	332,28	11	71,5	0,49	1,17	35,035	40,99	363,81	179,77	405,80	616,56	-			
Післяаварійний режим ТП№1	ТП_№2	Б	Ел.плити 16 пов, 1 секц, 48 пом.	48,00 №		2,25	0,40	108,00	1,00	6,50	1,00	1,17	6,50	7,61	113,85	50,0	124,36	188,95				
		В	Ел.плити 16 пов, 2 секц, 128 пом.	128,00 №		1,63	0,40	208,64	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	219,17	95,8	239,18	363,40				
		В	Ел.плити 16 пов, 2 секц, 128 пом.	128,00 №		1,63	0,40	208,64	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	219,17	95,8	239,18	363,40				
		Л	Аптека з площею залу 100 м2	100 м2		0,12	0,4	12							12	4,8	12,92	19,64	0,6			
		Т	Магазин площею залу 600 м2	600 м2		0,15	0,75	90							90,00	67,50	112,50	170,93	0,6			
	ТП_№3	Е	Газ.плити 9 пов, 1 секція, 36 пом.	36 №		1,91	0,43	34,38	1	6,5	1	1,17	6,5	7,605	40,23	21,6	45,68	69,40				
		Ж	Газ.плити 9 пов, 4 секц, 216 пом.	108 №		0,98	0,43	105,84	4	26	0,7	1,17	18,2	21,294	122,22	64,7	138,28	210,09		759,73	369,04	844,62
		З	Газ.плити 9 пов, 3 секц, 108 пом.	54 №		1,19	0,43	64,26							64,26	27,6	69,95	106,28				
		З	Газ.плити 9 пов, 3 секц, 108 пом.	54 №		1,19	0,43	64,26							64,26	27,6	69,95	106,28				
		Р	Ресторан на 200 місць	100 місць		0,8	0,33	80							80	26,4	84,24	127,99	0,7			
		Б+В+В	Ел.плити 16 пов, 10 секц, 304 пом.	304 №		1,34	0,4	407,36	10	65	0,6	1,17	39	45,63	442,46	204,0	487,23	740,2667	-			
		Е+Ж+З+З	Газ.плити 9 пов, 11 секц, 468 пом.	234 №		0,84	0,43	196,56	5,5	35,75	0,8	1,17	28,6	33,46	222,3	114,6	250,12	380,01	0,9			
		Е	Газ.плити 9 пов, 1 секція, 36 пом.	18 №		1,91	0,43	34,38							34,38	14,78	37,42	56,86				
		Ж	Газ.плити 9 пов, 4 секц, 216 пом.	108 №		0,98	0,43	105,84							105,84	45,51	115,21	175,04				
		З	Газ.плити 9 пов, 3 секц, 108 пом.	54 №		1,19	0,43	64,26	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	78,3	44,06	89,84	136,50				
		З	Газ.плити 9 пов, 3 секц, 108 пом.	54 №		1,19	0,43	64,26	3	19,5	0,8	1,17	15,6	18,252	78,3	44,06	89,84	136,50		295,70	137,47	326,09
		Р	Ресторан на 200 місць	100 місць		0,8	0,33	80							80	26,40	84,24	127,99	0,7			
		М	Перукарня на 20 робочих місць	20 Роб.місць		1,45	0,25	29							29	7,25	29,89252	45,42	0,6			
		Е+Ж+З+З	Газ.плити 9 пов, 11 секц, 468 пом.	234 №		0,84	0,43	196,56	5,5	35,75	0,8	1,17	28,6	33,46	222,3	114,64	250,12	380,01	-			

Продовження таблиці 2.9

Режим	ТП	Ввід	Коротка х-ча	N	Парам	Рплгт х В (tgφ)	P гр. kW	Q гр. kVAh/Нл	PгрΣ	Kп	tg(φ)п	РплБт	QплкВАр	Рр кВт	Qр кВАр	Sp	Ip	Kум	Ртп	Qтп	Stп_нн	L_тп	
ТП №1	Б	Ел.плити 16 пов., 1 секц., 48 пом.	24,00 кВт			2,72	0,40	65,28	26,11	1,00	6,50	1,00	1,17	6,50	7,61	32,96	78,98	120,00					
	В	Ел.плити 16 пов., 2 секц., 128 пом.	64,00 кВт			2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	63,52	153,46	233,16	-				
	В	Ел.плити 16 пов., 2 секц., 128 пом.	64,00 кВт			2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	63,52	153,46	233,16		142,70	321,49	18,56	
	Л	Аптека з площею залу 100 м2	50 м2			0,12	0,4	6	2,4						6	2,40	6,46	9,82	0,6	288,08			
	Т	Магазин площею залу 600 м2	300 м2			0,15	0,75	45	33,75						45	33,75	56,25	85,46	0,6				
	Б+В+В	Ел.плити 16 пов., 10 секц., 304 пом.	152 кВт			1,54	0,4	234,08	93,632	5	32,5	0,8	1,17	26	30,42	257,48	121,01	284,50	432,2507	-			
ТП №2	Б	Ел.плити 16 пов., 1 секц., 48 пом.	24,00 кВт			2,72	0,40	65,28	26,11	1,00	6,50	1,00	1,17	6,50	7,61	33,0	78,39	119,11					
	В	Ел.плити 16 пов., 2 секц., 128 пом.	64,00 кВт			2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	63,5	152,40	231,55	-				
	В	Ел.плити 16 пов., 2 секц., 128 пом.	64,00 кВт			2,00	0,40	128,00	51,20	2,00	13,00	0,90	1,17	11,70	13,69	63,5	152,40	231,55					
	Л	Аптека з площею залу 100 м2	50 м2			0,12	0,4	6	2,4						6	2,4	6,46	9,82	0,6				
	Т	Магазин площею залу 600 м2	300 м2			0,15	0,75	45	33,75						45	33,75	56,25	85,46	0,6				
	Е	Газ.плити, 9 пов., 1 секція, 36 пом.	36 кВт			1,34	0,43	48,24	20,7432	1	6,5	1	1,17	6,5	7,605	54,09	27,6	60,72	92,25				
	Ж	Газ.плити, 9 пов., 4 секц., 216 пом.	216 кВт			0,86	0,43	185,76	79,8768	4	26	0,7	1,17	18,2	21,294	202,14	99,0	225,10	342,00				
	З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	108 кВт			0,99	0,43	106,92	45,9756						106,92	46,0	116,39	176,83	-				
	З	Газ.плити, 9 пов., 3 секц., 108 пом.	108 кВт			0,99	0,43	106,92	45,9756						106,92	46,0	116,39	176,83					
	Р	Ресторан на 200 місць	200 місць			0,8	0,33	160	52,8						160	52,8	168,49	255,99	0,7				
Підприємство	Б+В+В	Ел.плити 16 пов., 10 секц., 304 пом.	152 кВт			1,54	0,4	234,08	93,63	5	32,5	0,6	1,17	19,5	22,815	251,63	114,2	276,32	419,8212	0,9			
	Е+Ж+З+З	Газ.плити, 9 пов., 11 секц., 468 пом.	468 кВт			0,71	0,43	332,28	142,88	11	71,5	0,49	1,17	35,035	40,99	363,8115	179,8	405,80	616,56				
Підприємство ТП №3																							

2.5.4 Вибір потужності трансформаторів ТП№1-3

Для вибору потужності ТП зведемо всі необхідні розрахункові дані у таблицю 2.10.

Таблиця 2.10 – Зведена таблиця розрахунку навантажень ТП1-ТП3 в нормальному та післяаварійному режимі роботи

№ТП	Нормальний режим роботи				Післяаварійний режим роботи			
	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	I , А	P , кВт	Q , квар	S , кВ·А	I , А
ТП1	288,08	142,70	3212,49	18,56	503,66	247,39	561,14	32,4
ТП2	544,15	264,35	604,96	34,93	759,73	369,04	844,62	48,76
ТП3	295,70	137,47	326,09	18,83	496,11	221,81	543,44	31,38

При виборі варто опиратись на найбільше можливе навантаження трансформатора у післяаварійному режимі, що наведено в табл. 2.11:

Табл. 2.11 – Вибір номінальної потужності ТП:

№ТП	$S_{n/a \text{ ТП}}$, кВ·А	$S_{ном \text{ ТП}}$, кВ·А	$1,4 * S_{ном \text{ ТП}}$, кВ·А
ТП1	561,14	630	882
ТП2	844,62	630	882
ТП3	543,44	630	882

В табл. 2.12 наведено паспортні характеристики обраних ТП.

Основні характеристики тр-рів представлені в таблиці:

Таблиця 2.12 – Технічна характеристика трансформатора

ТМ 630/10/0,4							
S , (кВА)	U_B , (В)	U_H , (В)	$U_{кз}$, (%)	$P_{хх}$, (Вт)	P_k , (В)	$U_{кз}$, %	$I_{хх}\%$
630	10000	400	5,5	1050	7600	5,5	1,8

Знайдемо коефіцієнт завантаження для ТП1-3 в П/А режимі:

$$K_{3AB_1} = \frac{S_{ТП1_П/А}}{S_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{561,14}{630} \cdot 100\% = 89\%$$

$$K_{3AB_2} = \frac{S_{ТП2_П/А}}{S_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{844,52}{630} \cdot 100\% = 134\%$$

$$K_{3AB_3} = \frac{S_{ТП3_П/А}}{S_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{543,44}{630} \cdot 100\% = 86\%$$

2.5.5 Вибір перерізу ліній низької напруги, що живить житлові та громадські будинки

Житловий будинок (Б): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_Б_норм}=120(A)$, $I_{P_Б_авар}=188,95(A)$.

Обираємо кабель 2х АВВГ 4х35 113А х2= 226А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Відстань від трансформаторних підстанцій до всіх об'єктів приймаємо однаковою $L=0,1$ км.

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_Б} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ C$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Приймаємо коефіцієнт рівним 0,9 для двох КЛ.

$$120 < 226 \cdot 1,03 \cdot 0,9 = 209,502A$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		54

Умова виконується.

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_Б_АВАР} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

де $K_{пер}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії. $\tau = 1,5$.

Початкове значення коефіцієнту завантаження приймаємо

$$\frac{I_{P_Б_АВАР}}{I_{ДОП}} = \frac{188,95}{2 \cdot 113} = 0,84$$

найближче табличне значення = 0,8.

$$188,95 < 226 \cdot 1,03 \cdot 1,35 \cdot 0,9 = 282,82$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі:

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 71,78 \cdot (0,32 / 2) \cdot 0,1}{380^2} = 0,79\%$$

$$0,79 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в П/А режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 10\%$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		55

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{ABAP} \cdot r_0 \cdot 0.1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 113.85 \cdot (0.32 / 2) \cdot 0.1}{380^2} = 1.26\%$$

$$1.26 < 10(\%)$$

Умова виконується.

Житловий будинок (В): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_B_норм}=233,16$ (А), $I_{P_B_авар}=363,4$ (А).

Обираємо кабель 2 х АВВГ 4х95 214Ах2=428А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_B} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Приймаємо коефіцієнт рівним 0,9 для двох КЛ.

$$233,16 < 428 \cdot 1,03 \cdot 0,9 = 396,76 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_B_ABAP} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		56

де $K_{пер}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії. $\tau = 1,5$.

Початкове значення коефіцієнту завантаження приймаємо

$$\frac{I_{P_B_ABAP}}{I_{доп}} = \frac{363,4}{2 \cdot 214} = 0,85$$

найближче табличне значення $= 0,8$.

$$363,4 < 428 \cdot 1,03 \cdot 0,9 \cdot 1,35 = 535,62$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{доп}$$

$$\Delta U_{доп} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 139,7 \cdot (0,32 / 2) \cdot 0,1}{380^2} = 1,55\%$$

$$1,55 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в П/А режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{доп}$$

$$\Delta U_{доп} = 10\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{ABAP} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 219,17 \cdot (0,32 / 2) \cdot 0,1}{380^2} = 2,43\%$$

$$2,43 < 10(\%)$$

Умова виконується.

Житловий будинок (Е): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_E_норм}=56,86$ (А),

$$I_{P_E_авар}=79,78(А).$$

Обираємо кабель АВВГ 4х25 102А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_E} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Приймаємо коефіцієнт рівним 0,9 для двох КЛ.

$$56,86 < 102 \cdot 1,03 \cdot 0,9 = 94,55 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_E_ABAP} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		58

де $K_{пер}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії. $\tau = 1,5$.

Початкове значення коефіцієнту завантаження приймаємо

$$\frac{I_{P-E-ABAP}}{I_{доп}} = \frac{79,78}{102} = 0,78$$

найближче табличне значення $= 0,8$.

$$79,78 < 102 \cdot 1,03 \cdot 1,35 = 127,64 A$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{доп}$$

$$\Delta U_{доп} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 34,38 \cdot 1,2 \cdot 0,1}{380^2} = 2,86\%$$

$$2,86 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в П/А режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{доп}$$

$$\Delta U_{доп} = 10\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 48,24 \cdot 1,2 \cdot 0,1}{380^2} = 4,01\%$$

$$4,01 < 10(\%)$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		59

Умова виконується.

Аптека з площею залу 100 м² (Л): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_Л_норм}=9,82$ (А), $I_{P_Л_авар}=19,64$ (А).

Обираємо кабель АВВГ 4х16 77А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_Л} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації +10° С;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$9,82 < 77 \cdot 1,03 \cdot 1 = 79,31 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_Л_АВАР} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

де $K_{пер}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії. $\tau = 1,5$.

Початкове значення коефіцієнту завантаження приймаємо

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		60

$$\frac{I_{P-Л-АВАР}}{I_{ДОП}} = \frac{19,64}{77} = 0,25$$

найближче табличне значення = 0,8.

$$19,64 < 77 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 107,07$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 6 \cdot 1,91 \cdot 0,1}{380^2} = 0,79\%$$

$$0,79 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в П/А режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 10\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{АВАР} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 12 \cdot 1,91 \cdot 0,1}{380^2} = 1,59\%$$

$$1,59 < 10(\%)$$

Умова виконується.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		61

Магазин площею залу 600м² (Т): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм

$$I_{P_T}=170,93 \text{ (A)},$$

Обираємо кабель АВВГ 4х70 178А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_T} < I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації +10° С.

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$170,93 < 178 \cdot 1,03 \cdot 1 = 183,34 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевірку кабелю живлення магазину за умовою допустимого струму та падіння напруги в П/А режимі немає необхідності, оскільки магазин (Т) живиться радіально від ТП і не має резервного живлення.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		62

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 90 \cdot 0,44 \cdot 0,1}{380^2} = 2,74\%$$

$$2,74 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Ресторан на 200 місць (Р): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_P}=255,99$ (А),

Обираємо кабель 2хАВВГ 4х50 2х143=286 А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_P} < I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$255,99 < 286 \cdot 1,03 \cdot 1 = 294,58 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевірку кабелю живлення ресторана за умовою допустимого струму та падіння напруги в П/А режимі немає необхідності, оскільки ресторан (Р) живиться радіально від ТП і не має резервного живлення.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		63

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}$$

$$\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 160 \cdot 0,443 \cdot 0,1}{380^2} = 3,54\%$$

$$3,54 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Житлові будинки (Ж): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_Ж_норм}=175,04$ (А), $I_{P_Ж_авар}=307,22$ (А).

Обираємо кабель 2хАВВГ 4х95 2х214=428 А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_Ж} < I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Приймаємо коефіцієнт рівним 0,9 для двох КЛ.

$$175,04 < 428 \cdot 1,03 \cdot 0,9 = 396,76 \text{ А}$$

Умова виконується.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		64

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_Ж_АВАР} < I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

де $K_{пер}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії. $\tau = 1,5$.

Початкове значення коефіцієнту завантаження приймаємо

$$\frac{I_{P_Ж_АВАР}}{I_{ДОП}} = \frac{307,22}{2 \cdot 214} = 0,72, \text{ найближче табличне значення } = 0,8.$$

$$307,22 < 428 \cdot 1,03 \cdot 0,9 \cdot 1,35 = 535,62 A$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 105,84 \cdot (0,32 / 2) \cdot 0,1}{380^2} = 1,17\%$$

$$1,17 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в П/А режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 10\%$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		65

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{ABAP} \cdot r_0 \cdot 0.1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 185,76 \cdot (0,32 / 2) \cdot 0,1}{380^2} = 2,06\%$$

$$2,06 < 10(\%)$$

Умова виконується.

Житлові будинки (З): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_3_норм}=136,50$ (А), $I_{P_3_авар}=206,79$ (А).

Обираємо кабель АВВГ 4х95 214А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_3} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$136,50 < 214 \cdot 1,03 \cdot 1 = 220,42 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_3_ABAP} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		66

де $K_{пер}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії. $\tau = 1,5$.

Початкове значення коефіцієнту завантаження приймаємо

$$\frac{I_{P-3-ABAP}}{I_{доп}} = \frac{206,79}{214} = 0,96$$

найближче табличне значення $= 0,8$.

$$206,79 < 214 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 297,57$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{доп}$$

$$\Delta U_{доп} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 78,3 \cdot 0,32 \cdot 0,1}{380^2} = 1,74\%$$

$$1,74 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в П/А режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{доп}$$

$$\Delta U_{доп} = 10\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{ABAP} \cdot r_0 \cdot 0.1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 120,96 \cdot 0,32 \cdot 0,1}{380^2} = 2,68\%$$

$$2,68 < 10(\%)$$

Умова виконується.

Перукарня на 20 робочих місць (М): відповідно до табл розрахунку нормального та післяаварійного режимів має розрахунковий струм $I_{P_M_норм}=22,71$ (А), $I_{P_M_авар}=45,42$ (А).

Обираємо кабель АВВГ 4х16 77А (табл 1. 3.12 ПУЕ кабелі багатожильні в землі) згідно з [1].

Перевіримо обраний кабель за умовами допустимого струму нормального режиму:

$$I_{P_M} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2,$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$22,71 < 77 \cdot 1,03 \cdot 1 = 79,31 \text{ А}$$

Умова виконується.

Перевіримо обраний кабель за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{P_M_ABAP} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

де $K_{пер}=1,35$ – коефіцієнт допустимого перевантаження лінії. $\tau = 1,5$.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		68

Початкове значення коефіцієнту завантаження приймаємо

$$\frac{I_{P-B-ABAP}}{I_{ДОП}} = \frac{45,42}{77} = 0,59$$

найближче табличне значення = 0,8.

$$45,42 < 77 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 107,07$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в нормальному режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 5\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{НОРМ} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 14,5 \cdot 1,91 \cdot 0,1}{380^2} = 1,92\%$$

$$1,92 < 5(\%)$$

Умова виконується.

Виконаємо перевірку на втрату напруги в П/А режимі.

$$\Delta U < \Delta U_{ДОП}$$

$$\Delta U_{ДОП} = 10\%$$

$$\Delta U = \frac{10^5 \cdot P_{ABAP} \cdot r_0 \cdot 0,1}{U_H^2} = \frac{10^5 \cdot 29 \cdot 1,91 \cdot 0,1}{380^2} = 3,84\%$$

$$0,89 < 10(\%)$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		69

Умова виконується.

Результати розрахунків представимо у вигляді таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

	Б	В	В	Л	Т	Р	Е	Ж	З	З	М
Кабель	2хАВВГ	2хАВВГ	2хАВВГ	АВВГ	АВВГ	2хАВВГ	АВВГ	2хАВВГ	АВВГ	АВВГ	2хАВВГ
S, мм ²	4х35	4х95	4х150	4х16	4х70	4х50	4х25	4х95	4х95	4х95	4х16
I _р , норм, А	120,00	233,16	233,16	9,82	85,46	127,99	56,86	175,04	136,50	136,50	45,42
I _р , післяавар., А	188,95	363,40	363,40	19,64	170,93	255,99	79,78	307,22	206,79	206,79	45,42
I _{ном} , А	113	214	274	77	178	143	102	214	214	214	77
r, Ом/км	0,32	0,32	0,32	1,91	0,44	0,32	1,2	0,32	0,32	0,32	1,91
L, км	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
I _{доп}	209,50	396,76	396,76	79,31	183,34	294,58	94,55	396,76	220,42	220,42	79,31
I _{доп} ^{П/А}	282,83	535,62	535,62	107,07	247,51	397,68	127,65	535,62	297,57	297,57	107,07
U _{доп} (%)	0,80	1,55	1,55	0,79	1,37	1,77	2,86	1,17	1,74	1,74	3,84
U _{доп} ^{П/А} (%)	1,26	2,43	2,43	1,59	2,74	3,55	4,01	2,06	2,68	2,68	3,84

2.6 Розрахунок ліній розподільної мережі

2.6.1 Розрахунок мінімально допустимого перерізу ліній розподільної мережі 10 кв

Визначення розрахункового навантаження Л1 та Л2. Вихідні дані згідно варіанту представлені в таблиці 2.14 та 2.15 Розрахункове навантаження нормального режиму ТП№1-3 візьмемо з розділу 2.5.4.

Таблиця 2.14 - Навантаження ТП №1-4

Варіант		6
ТП1	P , кВт	288,08
	Q , квар	142,70
ТП2	P , кВт	544,15
	Q , квар	264,35
ТП3	P , кВт	295,70
	Q , квар	137,47
ТП4	P , кВт	760
	Q , квар	200

Таблиця 2.15 - Зосереджене навантаження на РП

P_1 , МВт	0,9
Q_1 , Мвар	0,2
P_2 , МВт	1
Q_2 , Мвар	0,25

За таблиці 23 згідно з [5] виберемо трансформатори для розрахунку втрат:

ТП1-ТП3- трансформатори типу ТМ 630/10/0,4

ТП4- трансформатор типу ТМ 1000/10/0,4 .

Знайдемо втрати в трансформаторах.

ТП1:

$$\Delta P_{\text{ТП1}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot (K_{\text{ЗAB}_1})^2 + \Delta P_{\text{хх}} = 7,6 \cdot 0,89^2 + 1,050 = 7,08 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{\text{ТП1}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{ТП1-П/А}}^2}{S_{\text{трн}}} + \frac{I_{\text{хх}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{561,14^2}{630} + \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 38,83 \quad (\text{квар})$$

$$P'_{ТП1} = P_{ТП1} + \Delta P_{ТП1} = 288,08 + 7,08 = 295,16 \quad (\text{кВт})$$

$$Q'_{ТП1} = Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП1} = 142,70 + 38,83 = 181,53 \quad (\text{квар})$$

ТП2:

$$\Delta P_{ТП2} = \Delta P_{к3} \cdot (K_{3AB_2})^2 + \Delta P_{xx} = 7,6 \cdot 0,1,34^2 + 1,05 = 14,71 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{ТП2} = \frac{U_{к3}}{100} \cdot \frac{S_{ТП2_II/A}^2}{S_{трн}} + \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{НОМ} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{844,62^2}{630} + \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 73,62 \quad (\text{квар})$$

$$P'_{ТП2} = P_{ТП2} + \Delta P_{ТП2} = 544,15 + 14,71 = 558,86 \quad (\text{кВт})$$

$$Q'_{ТП2} = Q_{ТП2} + \Delta Q_{ТП2} = 264,35 + 73,62 = 337,97 \quad (\text{квар})$$

ТП3:

$$\Delta P_{ТП3} = \Delta P_{к3} \cdot (K_{3AB_3})^2 + \Delta P_{xx} = 7,36 \cdot 0,86^2 + 1,05 = 6,71 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_{ТП3} = \frac{U_{к3}}{100} \cdot \frac{S_{ТП3_II/A}^2}{S_{трн}} + \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{НОМ} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{543,44^2}{630} + \frac{1,8}{100} \cdot 630 = 37,12 \quad (\text{квар})$$

$$P'_{ТП3} = P_{ТП3} + \Delta P_{ТП3} = 295,70 + 6,71 = 302,41 \quad (\text{кВт})$$

$$Q'_{ТП3} = Q_{ТП3} + \Delta Q_{ТП3} = 137,47 + 37,12 = 174,59 \quad (\text{квар})$$

ТП4:

$$\Delta P_{ТП4} = \Delta P_{к3} \cdot (K_{3AB_4})^2 + \Delta P_{xx} = 10,8 \cdot 0,78^2 + 1,55 = 8,12 \quad (\text{кВт})$$

$$K_{3AB_4} = \frac{S_{ТП4}}{S_{НОМ}} = \frac{\sqrt{760^2 + 200^2}}{1000} = 0,78$$

$$\Delta Q_{ТП4} = \frac{U_{к3}}{100} \cdot \frac{S_{ТП4}^2}{S_{трн}} + \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{НОМ} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{\sqrt{760^2 + 200^2}}{1000} + \frac{1,2}{100} \cdot 1000 = 14,5 \quad (\text{квар})$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		72

$$P'_{ТП4} = P_{ТП4} + \Delta P_{ТП4} = 760 + 8,12 = 768,12 \quad (\text{кВт})$$

$$Q'_{ТП4} = Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП4} = 200 + 14,5 = 214,5 \quad (\text{квар})$$

Розрахунки втрат та повних потужностей всіх ТП зведемо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16- Втрати та повні потужності ТП

	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4
ΔP кВт	7,08	14,71	6,71	8,12
ΔQ квар	38,83	73,62	37,12	14,5
$P'_{ТПi}$	295,16	558,86	302,41	768,12
$Q'_{ТПi}$	181,53	337,97	174,59	214,5

На схемі електропостачання № 1 рис. видно, що ТП№1-ТП№4 живляться за двопроменевою схемою.

Знайдемо розрахункову потужність Л1 та Л2 в нормальному режимі.

$$P_{Л1} = \left(\sum_{i=1}^4 P'_{ТПi} \right) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР} \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{Л1} = \left(\sum_{i=1}^4 Q'_{ТПi} \right) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР} \quad (\text{квар}),$$

де $K_{СУМ.МАКС.ТР}$ – коефіцієнт суміщення максимумів трансформаторів який вибирається за таблиці 9 згідно з [5]. Приймаємо $K_{СУМ.МАКС.ТР}=0,8$ для 8-ми трансформаторів припустивши, що житлова забудова (70 % і більше – навантаження житлових будинків, до 30 % – навантаження громадських будівель).

Навантаження кожного трансформатору умовно складе 50% загального розрахункового навантаження відповідних ТП, тобто навантаження на Л1 та Л2 буде однаковим.

$$P_{Л1(Л2)} = \frac{295,16 + 558,86 + 302,41 + 768,12}{2} \cdot 0,8 = 769,82(\text{кВт})$$

$$Q_{Л1(Л2)} = \frac{181,53 + 337,97 + 174,59 + 214,5}{2} \cdot 0,8 = 363,44(\text{квар})$$

$$S_{Л1(Л2)} = \sqrt{(769,82^2 + 363,44^2)} = 851,3(\text{кВА})$$

$$I_{Л1(Л2)} = \frac{S_{Л1(Л2)}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{851,3}{10 \cdot \sqrt{3}} = 49,15(\text{А})$$

П/А режим буде являти собою живлення всіх трансформаторів від Л1 або Л2.

Для вибору кабелю проведемо розрахунок П/А режиму для Л1.

При П/А К сум макс = 0,85 для 4 ТП.

$$P_{Л1}^{П/А} = \left(\sum_{i=1}^4 P'_{ТПi} \right) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТП} \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{Л1}^{П/А} = \left(\sum_{i=1}^4 Q'_{ТПi} \right) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТП} \quad (\text{квар}),$$

де $K_{СУМ.МАКС.ТП}$ – коефіцієнт суміщення максимумів трансформаторів.

Приймаємо $K_{СУМ.МАКС.ТП} = 0,85$ для 4-ьох трансформаторів.

$$P_{Л1}^{П/А} = (295,16 + 558,86 + 302,41 + 768,12) \cdot 0,85 = 1635,86(\text{кВт})$$

$$Q_{Л1}^{П/А} = (181,53 + 337,97 + 174,59 + 214,5) \cdot 0,85 = 618(\text{квар})$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		74

$$S_{Л1}^{П/А} = \sqrt{(1635,86^2 + 618^2)} = 1748,71 (\text{кВА})$$

$$I_{Л1}^{П/А} = I_{Л2}^{П/А} = \frac{S_{Л1}^{П/А}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{1748,71}{10 \cdot \sqrt{3}} = 101 (\text{А})$$

За таблицею ПУЕ (таблиця 1.3.37) згідно з [1] обираємо кабель АПвП 3х35 $I_{доп}=119(\text{А})$ при прокладці в землі. Перевіримо кабель за умовою допустимого струму П/А режиму.

$$I_{Л1}^{П/А} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1;

$$K_{пер}=1,35.$$

$$101 < 119 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 165,47 (\text{А})$$

Умова виконується.

Визначення розрахункового навантаження ЛЗ при нормальному режимі роботи:

$$P_{ЛЗ} = (P'_{ТП1} + P'_{ТП2} + P'_{ТП3} + P'_{ТП4} + P_{Р_ІНШ_ЦЕХ} + P_{S2}) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР} (\text{кВт})$$

$$\text{Припустимо, що } P_{Р_ІНШ_ЦЕХ} = P_{Р_ВН} = 179,44 (\text{кВт})$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		75

Приймаємо $K_{СУМ.МАКС.ТР}=0,8$ для 6-ти трансформаторів за табл 9.

Тоді:

$$P_{Л3} = (295,16 + 558,86 + 302,41 + 768,12 + 179,44 + 1000) \cdot 0,8 = 2483,188 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{Л3} = (Q'_{ТП1} + Q'_{ТП2} + Q'_{ТП3} + Q'_{ТП4} + Q_{P_ИШ_ЦЕХ} + Q_{S2}) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР} \quad (\text{квар})$$

$$Q_{P_ИШ_ЦЕХ} = Q_{P_BH} = 244,94 \quad (\text{квар})$$

$$Q_{Л3} = (181,53 + 337,997 + 174,59 + 214,5 + 244,94 + 250) \cdot 0,8 = 1122,82 \quad (\text{кВт})$$

$$S_{Л3} = \sqrt{(2483,188^2 + 1122,82^2)} = 2725,24 \quad (\text{кВА})$$

$$I_{Л3} = \frac{S_{Л3}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{2725,24}{10 \cdot \sqrt{3}} = 157,34 \quad (\text{А})$$

Визначення розрахункового навантаження Л4:

$$P_{Л4} = (P'_{ТП1} + P'_{ТП2} + P'_{ТП3} + P'_{ТП4} + P_{P_BH} + P_{S1}) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР} \quad (\text{кВт})$$

$$P_{P_BH} = 179,44 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{Л4} = (Q'_{ТП1} + Q'_{ТП2} + Q'_{ТП3} + Q'_{ТП4} + Q_{P_BH} + Q_{S1}) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР} \quad (\text{квар})$$

$$Q_{P_BH} = 244,94 \quad (\text{квар})$$

Приймаємо $K_{СУМ.МАКС.ТР}=0,8$ для 6-ти трансформаторів за табл 9.

$$P_{Л4} = (295,16 + 558,86 + 302,41 + 768,12 + 179,44 + 900) \cdot 0,8 = 2403,188 \quad (\text{кВт})$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		76

$$Q_{Л4} = (181,53 + 337,997 + 174,59 + 214,5 + 244,94 + 200) \cdot 0,8 = 1082,82 \quad (\text{кВт})$$

$$S_{Л4} = \sqrt{(2403,188^2 + 1082,82^2)} = 2635,87 (\text{кВА})$$

$$I_{Л4} = \frac{S_{Л4}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{2635,87}{10 \cdot \sqrt{3}} = 152,18 (\text{А})$$

Визначення розрахункового режиму П/А режиму (навантаження Л3 дорівнює навантаженню Л4):

$$P_{Л3}^{П/А} = (P'_{ТП1} + P'_{ТП2} + P'_{ТП3} + P'_{ТП4} + P_{P_BH} + P_{P_ИИШ_ЦЕХ} + P_{S1} + P_{S2}) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР}$$

$$P_{P_ИИШ_ЦЕХ} = P_{P_BH} = 179,44 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{Л3}^{П/А} = (Q'_{ТП1} + Q'_{ТП2} + Q'_{ТП3} + Q'_{ТП4} + Q_{P_BH} + Q_{P_ИИШ_ЦЕХ} + Q_{S1} + Q_{S2}) \cdot K_{СУМ.МАКС.ТР}$$

$$Q_{P_ИИШ_ЦЕХ} = Q_{P_BH} = 244,94 \quad (\text{квар})$$

Приймаємо $K_{СУМ.МАКС.ТР} = 0,75$ для 12-ти трансформаторів за табл 9 згідно з [5].

$$P_{Л3}^{П/А} = (295,16 + 558,86 + 302,41 + 768,12 + 179,44 + 179,44 + \\ + 1000 + 900) \cdot 0,75 = 3137,57 (\text{кВт})$$

$$Q_{Л3}^{П/А} = (181,53 + 337,997 + 174,59 + 214,5 + 244,94 + 244,94 + \\ + 250 + 200) \cdot 0,75 = 1478,78 \quad (\text{квар})$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		77

$$S_{ЛЗ}^{П/А} = \sqrt{(3137,57^2 + 1478,78^2)} = 3468,59 (\text{кВА})$$

$$I_{ЛЗ}^{П/А} = I_{Л4}^{П/А} = \frac{S_{ЛЗ}^{П/А}}{U_H \cdot \sqrt{3}} = \frac{3468,59}{10 \cdot \sqrt{3}} = 200,26 (\text{А})$$

Відповідно ПУЕ обираємо кабель АПвП 3х95 $I_{доп}=203(\text{А})$. Перевіримо за умовою допустимого струму П/А режиму:

$$I_{ЛЗ}^{П/А} < I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{пер},$$

де K_1 – Коефіцієнт, що враховує фактичні термічні умови експлуатації, приймаємо $K_1=1,03$, вважаючи, що середньорічна температура в регіоні експлуатації $+10^\circ \text{C}$;

K_2 – Коефіцієнт, що враховує кількість прокладених кабелів. Оскільки кабель один, приймаємо коефіцієнт рівним 1.

$$200,26 < 203 \cdot 1,03 \cdot 1 \cdot 1,35 = 282,27$$

Умова виконується.

Обрані кабелі зведемо в таблицю 2.17

Таблиця 2.17-Кабельні лінії

	І _л , А	І _{л_п/а} , А	кабель	S, мм ²	І _{доп} , А	r ₀ Ом/км	x ₀ Ом/км
Л1	49,15	101	АПвП	3х35	119	0,868	0,095
Л2	49,15	101	АПвП	3х35	119	0,868	0,095
Л3	157,34	200,26	АПвП	3х95	203	0,32	0,0602
Л4	152,18	200,26	АПвП	3х95	203	0,32	0,0602

2.6.2 Визначення очікуваної величини недовідпущеної електроенергії в ПЛ5

Параметри лінії наведені в таблицях 2.18 та 2.19.

Таблиця 2.18 – Параметри лінії Л5

Параметри	
ω_0 , пошк./км·рік	0,25
τ_p , ГОД	5
$\tau_{п}$, ГОД	2
$\tau_{вр}$, ГОД	3
l_{0-12} , км	0,4
l_{12-13} , км	2,1
l_{13-14} , км	0,2
l_{14-15} , км	0,7
l_{15-16} , км	1,5
l_{14-17} , км	1,1
l_{17-18} , км	1,2
l_{18-19} , км	0,2
l_{19-110} , км	2,1
l_{18-111} , км	0,3
$l_{111-112}$, км	0,4
$l_{112-113}$, км	1,1
$l_{113-114}$, км	0,2

Таблиця 2.19 – Навантаження вузлів лінії Л5

Значення активної потужності у вузлах, кВт									
P_{12}	P_{13}	P_{15}	P_{16}	P_{17}	P_{19}	P_{110}	P_{112}	P_{113}	P_{114}
20	100	300	20	10	70	30	50	70	40

Визначаємо очікувану величину недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії (ПЛ) Л5

$$A_{\text{нед}} = \omega_0 \cdot \tau_P \cdot \sum_{i=1}^m P_i \cdot \sum_{j=1}^n L_j ,$$

де:

m – кількість ділянок даної лінії;

n – кількість вузлів навантажень;

ω_0 – питома частота відмов;

τ_P – значення часу відновлення електропостачання.

Загальне навантаження лінії

$$\sum_{i=1}^n P_i = 20 + 100 + 300 + 20 + 10 + 70 + \\ + 30 + 50 + 70 + 40 = 710 \quad (\text{кВт})$$

Загальна довжина ланок лінії

$$\sum_{j=1}^n L_j = 0,4 + 2,1 + 0,2 + 0,7 + 1,5 + 1,1 + 1,2 + \\ + 0,2 + 2,1 + 0,3 + 0,4 + 1,1 + 0,2 = 11,5 \quad (\text{км})$$

$$A_{\text{нед}} = 0,25 \cdot 5 \cdot 710 \cdot 11,5 = 10206,25 \quad (\text{кВт} \cdot \text{год})$$

2.6.3 Розрахунок рівня зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії

Основним механізмом зниження очікуваної недовідпущеної електроенергії є забезпечення селективності лінії. В такому випадку, при поломці на лінії достатньо буде знеструмити лише пошкоджену ділянку замість всієї повітряної лінії.

Встановимо роз'єднувачі між вузлами 14–15 та 17–18, поділивши таким чином ПЛ на три секції.

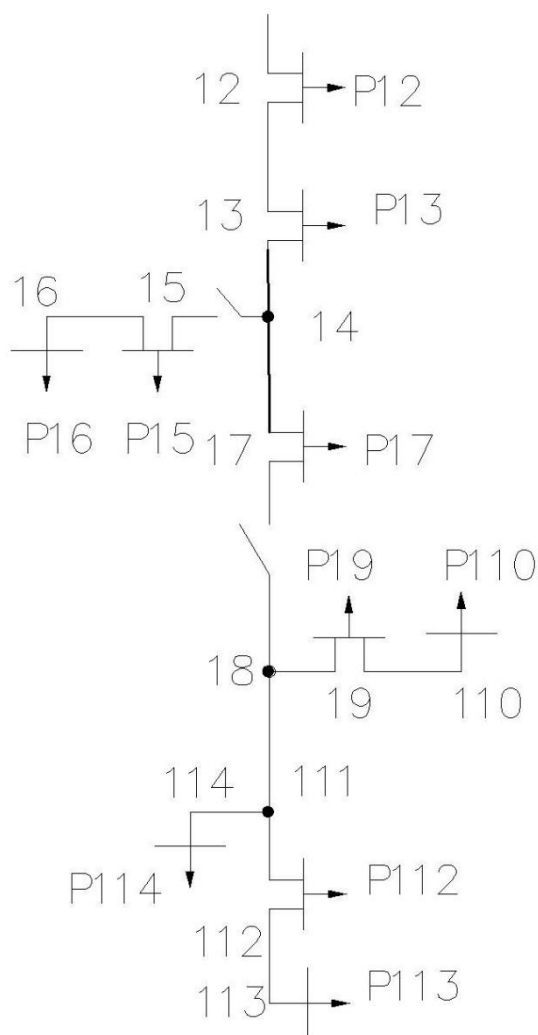


Рисунок 2.4 – Схема ПЛ5

Для оцінки очікуваної величини недоотриманої електроенергії можна використовувати так звану структурно-логічну матрицю.

Принцип її формування полягає в наступному. Рядки матриці відповідають вузлам мережі, які представлені середніми значеннями своїх навантажень. Стовпці матриці відповідають ділянкам мережі, які характеризуються їх довжинами. Комірki матриці заповнюють значеннями часу відновлення електропостачання, яке необхідне для відновлення живлення даного вузла мережі (рядок матриці) у разі пошкодження на відповідній ділянці лінії (стовпець матриці), враховуючи всі встановлені в мережі комутаційні та захисні апарати і резервні джерела живлення.

Для спрощення розрахунків зобразимо схему ПЛ5 до наступного вигляду

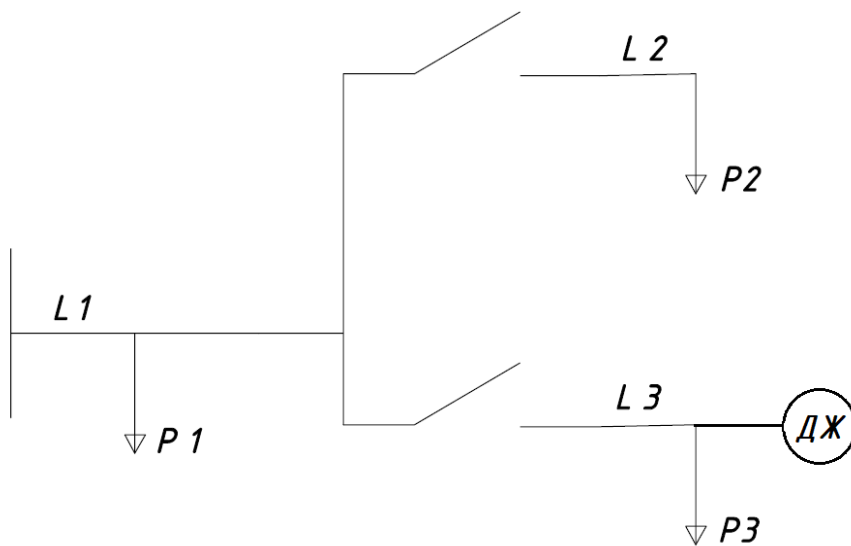


Рисунок 2.5 – Спрощена схема ПЛ5

Знайдемо параметри елементів спрощеної схеми

$$P_1 = P_{12} + P_{13} + P_{17} = 20 + 100 + 10 = 130 \text{ (кВт)}$$

$$P_2 = P_{15} + P_{16} = 300 + 20 = 320 \text{ (кВт)}$$

$$P_3 = P_{19} + P_{110} + P_{114} + P_{112} + P_{113} = 70 + 30 + 40 + 70 + 50 = 260 \text{ (кВт)}$$

$$L_1 = L_{0-12} + L_{12-13} + L_{13-14} + L_{14-17} = 0.4 + 2.1 + 0.2 + 1.1 = 3.8 \text{ (км)}$$

$$L_2 = L_{15-16} = 1.5 \text{ (км)}$$

$$L_3 = L_{18-19} + L_{19-110} + L_{18-111} + L_{111-112} + L_{112-113} = 0.2 + 2.1 + 0.3 + 1.1 = 3.7 \text{ (км)}$$

Будуємо структурно-логічну матрицю (таблиця 2.20)

Таблиця 2.20

	$L1$	$L2$	$L3$
$P1$	τp	τn	τn
$P2$	τp	τp	τn
$P3$	$\tau \nu p$	τn	τp

Отримуємо вираз:

$$A_{нед}^{селект} = \omega_0 (P_I (L_I \cdot \tau p + L_{II} \cdot \tau n + L_{III} \cdot \tau n) + \\ + P_{II} (L_I \cdot \tau p + L_{II} \cdot \tau p + L_{III} \cdot \tau n) + P_{III} (L_I \cdot \tau \nu p + L_{II} \cdot \tau n + L_{III} \cdot \tau p))$$

$$A_{нед}^{селект} = 0.25 (130 (3.8 \cdot 5 + 1.5 \cdot 2 + 3.7 \cdot 2) + \\ + 320 (3.8 \cdot 5 + 1.5 \cdot 5 + 3.7 \cdot 2) + 260 (3.8 \cdot 3 + 1.5 \cdot 2 + 3.7 \cdot 4))$$

$$A_{нед}^{селект} = 5565.5 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}$$

Проведемо аналіз зі зменшення недовідпуску електричної енергії.

$$A_{екон} = \frac{A_{нед} - A_{нед}^{селект}}{A_{нед}} \cdot 100\% = \frac{10206.25 - 5565.5}{10206.25} \cdot 100\% = 45.469\%$$

При використанні секціонування лінії можна зменшити обсяг недовідпущеної є/є на 45.47%.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		83

2.7 Визначення розрахункових навантажень на різних ієрархічних рівнях електропостачальної системи.

Розрахунок навантаження на шинах 10 кВ живлячої підстанції будемо проводити прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження $S_3 (P_3, Q_3)$ та $S_4 (P_4, Q_4)$ значення яких наведено в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21- Початкові дані визначення розрахункових навантажень

Навантаження та одиниці їх виміру	Навантаження
P_3 , МВт	44
Q_3 , Мвар	9
P_4 , МВт	38
Q_4 , Мвар	8
$P_{Л3}$, МВт	2,483
$Q_{Л3}$, Мвар	1,123
$P_{Л4}$, МВт	2,403
$Q_{Л4}$, Мвар	1,083

Навантаження Л5 беремо з розділу 2.6.2:

$$P_{Л5} = 710 \text{ (кВт)}$$

Навантаження першої секції шин:

$$P_{I_CШ} = (P_{Л5} + P_{Л4} + P_3) \cdot K_{CУМ}$$

$$P_{I_CШ} = (710 \cdot 10^{-3} + 2,483 + 44) \cdot 0.8 = 37,75 \quad (\text{МВт})$$

$$Q_{I_CШ} = (P_{Л5} \cdot \text{tg}_{Л5}(\mu) + Q_{Л3} + Q_3) \cdot K_{CУМ}$$

$$Q_{I_CШ} = (710 \cdot 0,48 \cdot 10^{-3} + 1,123 + 9) \cdot 0,8 = 8,37 \quad (\text{Мвар})$$

$$S_{I_CШ} = \sqrt{P_{I_CШ}^2 + Q_{I_CШ}^2} = \sqrt{37,75^2 + 8,37^2} = 38,67 \quad (\text{МВА})$$

Де $K_{CУМ}=0.8$ для першої та 0.85 для розрахунку другої секції шин відповідно [8].

Навантаження другої секції шин:

$$P_{II_CШ} = (P_{Л3} + P_4) \cdot K_{CУМ}$$

$$P_{II_CШ} = (2,403 + 38) \cdot 0,85 = 34,34 \quad (\text{МВт})$$

$$Q_{II_CШ} = (Q_{Л3} + Q_4) \cdot K_{CУМ}$$

$$Q_{II_CШ} = (1,083 + 8) \cdot 0,85 = 7,72 \quad (\text{Мвар})$$

$$S_{II_CШ} = \sqrt{P_{II_CШ}^2 + Q_{II_CШ}^2} = \sqrt{34,34^2 + 7,72^2} = 35,2 \quad (\text{МВА})$$

2.7.1 Визначення річних втрат електричної енергії в лінії 35 кВ і трансформаторах підстанції 35/10 кВ

Для розрахунку використовують:

метод поелементних розрахунків;

метод числа годин найбільших втрат.

Параметри повітряних ліній 35 кВ (переріз F , мм² та довжина L , км), номінальна потужність та параметри трансформаторів 35/10 кВ наведені у таблиці 9.1. Від

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		85

підстанції 35/10 кВ живляться дві групи споживачів: S_5 та S_6 . Споживачі S_5 працюють n_1 діб згідно графіка P'_5, Q'_5 та n_2 діб за графіком P''_5, Q''_5 . Відповідно, споживачі S_6 працюють n_1 діб згідно графіка P'_6, Q'_6 та n_2 діб за графіком P''_6, Q''_6 . Решту часу ($365 - n_1 - n_2$ діб) трансформатори та лінія відключені.

Чотирьох-ступеневі (тривалість кожної ступені 6 годин) добові графіки навантаження у відносних одиницях ($\frac{P_i}{\max P_i}, \frac{Q_i}{\max Q_i}$) та максимальне навантаження кожного споживача ($P_{5\max}, Q_{5\max}, P_{6\max}, Q_{6\max}$) наведені у таблиці 2.22.

Річний відпуск електричної енергії A_5, A_6 та максимальне річне навантаження ліній $L_5 (P_{5\max}, Q_{5\max})$ і $L_6 (P_{6\max}, Q_{6\max})$ наведені у табл. 2.23.

Схема електропостачання зображена на рисунку 2.24.

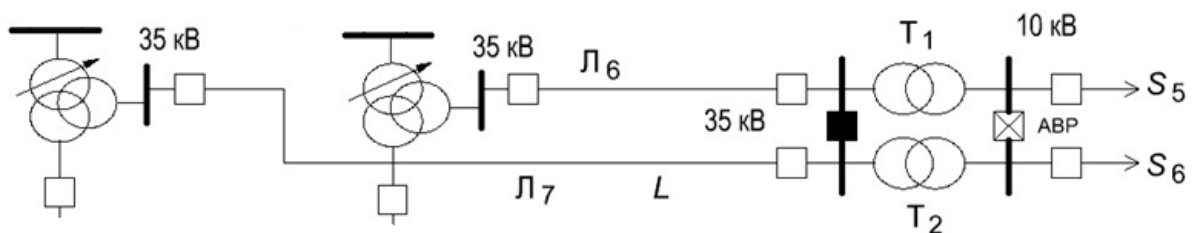


Рисунок 2.6 - Схема електропостачання

Таблиця 2.22 - Параметри лінії та трансформаторів

Лінія 35 км		Трансформатори 35/10 кВ				
$F, \text{мм}^2$	$L, \text{км}$	$S_{\text{н. 35/10}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$\Delta P_{\text{нх}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$
120	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8

Таблиця 2.23 – Навантаження споживачів S_5 та S_6

Навантаження спож. S_5		Навантаження спож. S_6	
$n_1, \text{діб}$	190	$n_1, \text{діб}$	190
P'_{51}, Q'_{51}	0,8	P'_{61}, Q'_{61}	0,7
P'_{52}, Q'_{52}	0,6	P'_{62}, Q'_{62}	0,8
P'_{53}, Q'_{53}	1,0	P'_{63}, Q'_{63}	1,0
P'_{54}, Q'_{54}	0,4	P'_{64}, Q'_{64}	0,5
$n_2, \text{діб}$	160	$n_2, \text{діб}$	160
P''_{51}, Q''_{51}	0,6	P''_{61}, Q''_{61}	0,7
P''_{52}, Q''_{52}	0,7	P''_{62}, Q''_{62}	1,0

Продовження таблиці 2.23

P''_{53}, Q''_{53}	0,9	P''_{63}, Q''_{63}	0,8
P''_{54}, Q''_{54}	0,5	P''_{64}, Q''_{64}	0,6
$P_{5\max}, \text{МВт}$	8,0	$P_{6\max}, \text{МВт}$	7,5
$Q_{5\max}, \text{Мвар}$	5,0	$Q_{6\max}, \text{Мвар}$	3,5
$A_{P5}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	46272	$A_{P6}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	47970
$A_{Q5}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	20244	$A_{Q6}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	22386

Таблиця 2.24 - Відпуск електроенергії в мережу

Параметри	Значення
$A_{P\text{л}6}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	48534
$P_{\text{л}6\max}, \text{МВт}$	8,52
$A_{Q\text{л}6}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	26229
$Q_{\text{л}6\max}, \text{Мвар}$	4,82
$A_{P\text{л}7}, \text{МВт}\cdot\text{год}$	50381
$P_{\text{л}7\max}, \text{МВт}$	7,97
$A_{Q\text{л}7}, \text{Мвар}\cdot\text{год}$	28734
$Q_{\text{л}7\max}, \text{Мвар}$	4,7

2.7.2 Метод поелементних розрахунків

Розрахунок річних втрат електроенергії проводимо методом поелементних розрахунків згідно [1].

Знаходимо навантаження споживачів на кожній ступені графіка:

$$P_{51} = P'_{51} \cdot P_{5\max},$$

$$P_{1.51} = 0,3 \cdot 11 = 3,3 \text{ МВт},$$

$$Q_{51} = Q'_{51} \cdot Q_{5\max},$$

$$Q_{1.51} = 0,3 \cdot 5 = 1,5 \text{ Мвар},$$

$$S_{51} = \sqrt{P_{51}^2 + Q_{51}^2},$$

$$S_{1.51} = \sqrt{3,3^2 + 1,5^2} = 3,62 \text{ МВА.}$$

Інші розрахунки для першої та другої групи споживачів аналогічні і наведені в таблицях 2.25, 2.26 та 2.27.

Таблиця 2.25- Навантаження споживачів S5

Навантаження споживачів S5			
$P_{1.51}$, МВт	6,4	$Q_{1.51}$, Мвар	4
$P_{1.52}$, МВт	4,8	$Q_{1.52}$, Мвар	3
$P_{1.53}$, МВт	8	$Q_{1.53}$, Мвар	5
$P_{1.54}$, МВт	3,2	$Q_{1.54}$, Мвар	2
$P_{2.51}$, МВт	4,8	$Q_{2.51}$, Мвар	3
$P_{2.52}$, МВт	5,6	$Q_{2.52}$, Мвар	3,5
$P_{2.53}$, МВт	7,2	$Q_{2.53}$, Мвар	4,5
$P_{2.54}$, МВт	4	$Q_{2.54}$, Мвар	2,5

Таблиця 2.26 - Навантаження споживачів S6

Навантаження споживачів S6			
$P_{1.61}$, МВт	5,25	$Q_{1.61}$, Мвар	2,45
$P_{1.62}$, МВт	6	$Q_{1.62}$, Мвар	2,8
$P_{1.63}$, МВт	7,5	$Q_{1.63}$, Мвар	3,5
$P_{1.64}$, МВт	3,75	$Q_{1.64}$, Мвар	1,75
$P_{2.61}$, МВт	5,25	$Q_{2.61}$, Мвар	2,45
$P_{2.62}$, МВт	7,5	$Q_{2.62}$, Мвар	3,5
$P_{2.63}$, МВт	6	$Q_{2.63}$, Мвар	2,8
$P_{2.64}$, МВт	4,5	$Q_{2.64}$, Мвар	2,1

Таблиця 2.27 - Навантаження споживачів S5 та S6

Навантаження споживачів S5		Навантаження споживачів S6	
$S_{1.51}$, МВА	7,55	$S_{1.61}$, МВА	5,79
$S_{1.52}$, МВА	5,66	$S_{1.62}$, МВА	6,62
$S_{1.53}$, МВА	9,43	$S_{1.63}$, МВА	8,28
$S_{1.54}$, МВА	3,77	$S_{1.64}$, МВА	4,14
$S_{2.51}$, МВА	5,66	$S_{2.61}$, МВА	5,79
$S_{2.52}$, МВА	6,60	$S_{2.62}$, МВА	8,28
$S_{2.53}$, МВА	8,49	$S_{2.63}$, МВА	6,62
$S_{2.54}$, МВА	4,72	$S_{2.64}$, МВА	4,97

$$\Delta P'_{\text{навл}} = P_{\text{к}} \cdot \left(\frac{S_{51}}{S_{\text{н}}} \right)^2,$$

$$\Delta P'_{\text{навл}} = 65 \cdot \left(\frac{7,55}{10}\right)^2 = 37,05 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q'_{\text{навл}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot (S_{51})^2}{100 \cdot S_{\text{н}}} \cdot 10^3,$$

$$\Delta Q'_{\text{навл}} = \frac{7,5 \cdot 7,55^2}{100 \cdot 10} \cdot 10^3 = 427,52 \text{ квар},$$

$$\Delta P''_{\text{навл}} = 65 \cdot \left(\frac{5,66}{10}\right)^2 = 20,82 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q''_{\text{навл}} = \frac{7,5 \cdot 5,66^2}{100 \cdot 10} \cdot 10^3 = 240,27 \text{ квар}.$$

Розраховуємо активні та реактивні втрати неробочого ходу в трансформаторі:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{нх}} = 14,5 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{I_{\text{нх}} \cdot S_{\text{н}}}{100},$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{0,8 \cdot 10}{100} = 80 \text{ квар}.$$

Результати зведемо до таблиці 2.28.

Таблиця 2.28 - Розрахунок для першої групи споживачів

S_5								
Ступінь	$n_{1\text{діб}}$				$n_{2\text{діб}}$			
	$\Delta P'_{\text{навл}}$, кВт	$\Delta P_{\text{пост}}$, кВт	$\Delta Q'_{\text{навл}}$, квар	$\Delta Q_{\text{пост}}$, квар	$\Delta P''_{\text{навл}}$, кВт	$\Delta P_{\text{пост}}$, кВт	$\Delta Q''_{\text{навл}}$, квар	$\Delta Q_{\text{пост}}$, квар
1	37,05	14,5	427,52	80	20,82	14,5	240,27	80
2	20,82	14,5	240,27	80	28,31	14,5	326,70	80
3	57,80	14,5	666,94	80	46,85	14,5	540,60	80
4	9,24	14,5	106,60	80	14,48	14,5	167,09	80

Розрахунок групи споживачів S_6 проводимо аналогічно. Результати розрахунку зведемо до таблиці 2.29.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ			
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата				89

Таблиця 2.29- Розрахунок для S₆

S ₆								
Ступінь	n _{1діб}				n _{2діб}			
	ΔP' _{нав} , кВт	ΔP _{пост} , кВт	ΔQ' _{нав} , квар	ΔQ _{пост} , квар	ΔP'' _{нав} , кВт	ΔP _{пост} , кВт	ΔQ'' _{нав1} , квар	ΔQ _{пост} , квар
1	21,79	14,5	251,43	80	21,79	14,5	251,43	80
2	28,49	14,5	328,68	80	44,56	14,5	514,19	80
3	44,56	14,5	514,19	80	28,49	14,5	328,68	80
4	11,14	14,5	128,55	80	16,06	14,5	185,26	80

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P'_{\text{нав}} + \Delta P_{\text{пост}},$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 21,79 + 14,5 = 28,321 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q'_{\text{нав}} + \Delta Q_{\text{пост}},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 196,56 + 80 = 276,56 \text{ квар}.$$

Результати зведемо до таблиці 2.30.

Таблиця 2.30 - Втрати навантаження в трансформаторах

S ₅				S ₆			
n _{1діб}		n _{2діб}		n _{1діб}		n _{2діб}	
ΔP _{тр}	ΔQ _{тр}	ΔP _{тр}	ΔQ _{тр}	ΔP _{тр}	ΔQ _{тр}	ΔP _{тр}	ΔQ _{тр}
51,55	507,52	35,32	320,27	36,29	331,43	36,29	331,43
35,32	320,27	42,81	406,70	42,99	408,68	59,06	594,19
72,30	746,94	61,35	620,60	59,06	594,19	42,99	408,68
23,74	186,60	28,98	247,09	25,64	208,55	30,56	265,26

Визначимо втрати електроенергії в трансформаторах для S₅:

$$\Delta A_{P_{T5}} = ((\Sigma \Delta P'_{\text{нав}(n_1)}) \cdot n_1 \cdot 6 + (\Sigma \Delta P''_{\text{нав}(n_2)}) \cdot n_2 \cdot 6) + \Delta P_{\text{пост}} \cdot ((n_1 + n_2) \cdot 24),$$

$$\begin{aligned} \Delta A_{P_{T5}} &= ((37,05 + 20,82 + 57,80 + 9,24) \cdot 190 \cdot 6 + \\ &+ (20,82 + 28,31 + 46,85 + 14,48) \cdot 160 \cdot 6) + 14,5 \cdot ((190 + 160) \cdot 24) = \\ &= 370239 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \end{aligned}$$

$$\Delta A_{Q_{T5}} = ((\Sigma \Delta Q'_{\text{нав}(n_1)}) \cdot n_1 \cdot 6 + (\Sigma \Delta Q''_{\text{нав}(n_2)}) \cdot n_2 \cdot 6) + \Delta Q_{\text{пост}} \cdot ((n_1 + n_2) \cdot 24),$$

$$\Delta A_{Q_{T5}} = ((427,52 + 240,27 + 666,94 + 106,6) \cdot 190 \cdot 6 + (240,27 + 326,7 + 540,6 + 167,09) \cdot 160 \cdot 6) + 23 \cdot ((190 + 160) \cdot 24) = 2988589 \text{ квар} \cdot \text{год},$$

Аналогічно розраховуємо для S_6 та занесемо в таблицю 2.31

Таблиця 2.31 – зведені значення втрат електричної енергії для трансформаторів

	S_5	S_6
$\Delta A_{P_T}, \text{кВт} \cdot \text{год}$	370239	349081,2
$\Delta A_{Q_T}, \text{квар} \cdot \text{год}$	3538789	3294426

Визначимо потужність, що надходить на шини трансформаторів 35/10кВ з врахуванням втрат потужності:

$$P_{5BH} = P_{51} + \Delta P_{TP} \cdot 10^{-3},$$

$$P_{5BH} = 7,55 + 51,55 \cdot 10^{-3} = 7,6 \text{ МВт},$$

$$Q_{5BH} = Q_{51} + \Delta Q_{TP} \cdot 10^{-3},$$

$$Q_{5BH} = 4 + 507,52 \cdot 10^{-3} = 4,51 \text{ Мвар},$$

$$S_{5BH} = \sqrt{P_{5BH}^2 + Q_{5BH}^2},$$

$$S_{5BH} = \sqrt{7,6^2 + 4,51^2} = 7,87 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.32.

Таблиця 2.32 – Потужність, що надходить на шини трансформаторів 35/10кВ

S_5					
$n_{1 \text{ діб}}$			$n_{2 \text{ діб}}$		
$P_{5BH}, \text{МВт}$	$Q_{5BH}, \text{Мвар}$	$S_{5BH}, \text{МВА}$	$P_{5BH}, \text{МВт}$	$Q_{5BH}, \text{Мвар}$	$S_{5BH}, \text{МВА}$
6,45	4,51	7,87	4,84	3,32	5,87
4,84	3,32	5,87	5,64	3,91	6,86
8,07	5,75	9,91	7,26	5,12	8,89
3,22	2,19	3,90	4,03	2,75	4,88

Таблиця 2.33 – Потужність, що надходить на шини трансформаторів 35/10кВ

S_6					
$n_{1\text{діб}}$			$n_{2\text{діб}}$		
$P_{6\text{ВН}}, \text{МВт}$	$Q_{6\text{ВН}}, \text{Мвар}$	$S_{6\text{ВН}}, \text{МВА}$	$P_{6\text{ВН}}, \text{МВт}$	$Q_{6\text{ВН}}, \text{Мвар}$	$S_{6\text{ВН}}, \text{МВА}$
5,29	2,78	5,97	5,29	2,78	5,97
6,04	3,21	6,84	7,56	4,09	8,60
7,56	4,09	8,60	6,04	3,21	6,84
3,78	1,96	4,25	4,53	2,37	5,11

Погонні опори для заданого перерізу повітряної лінії [8]:

$$r_0 = 0,198 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,406 \text{ Ом/км}.$$

Визначимо активні й реактивні втрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{\text{Л6}} = \frac{P_{5\text{ВН}}^2 + Q_{5\text{ВН}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_0 \cdot L \cdot 10^3,$$

$$\Delta P_{\text{Л6}} = \frac{6,45^2 + 4,51^2}{35^2} \cdot 0,198 \cdot 25 \cdot 10^3 = 533,26 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{Л6}} = \frac{P_{5\text{ВН}}^2 + Q_{5\text{ВН}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot 10^3,$$

$$\Delta Q_{\text{Л6}} = \frac{10,07^2 + 5,54^2}{35^2} \cdot 0,406 \cdot 25 \cdot 10^3 = 1115 \text{ квар},$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.34.

Таблиця 2.34 – Сумарна потужність, яка проходить по лініях Л6 та Л7.

S_5				S_6			
$n_{1\text{діб}}$		$n_{2\text{діб}}$		$n_{1\text{діб}}$		$n_{2\text{діб}}$	
$\Delta P_{\text{Л6}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{Л6}}, \text{квар}$	$\Delta P_{\text{Л6}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{Л6}}, \text{квар}$	$\Delta P_{\text{Л7}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{Л7}}, \text{квар}$	$\Delta P_{\text{Л7}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{Л7}}, \text{квар}$
250,29	513,22	139,02	285,07	144,18	359,75	144,18	359,75
139,02	285,07	190,34	390,29	189,16	473,19	298,62	751,22
396,77	813,57	319,01	654,14	298,62	751,22	189,16	473,19
61,31	125,73	96,09	197,03	73,10	181,68	105,55	262,78

Визначимо втрати активної та реактивної енергії в лінії:

$$\Delta A_{P/Л6} = \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{Л6(n_1)} \right) \cdot n_1 \cdot 6 + \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{Л6(n_2)} \right) \cdot n_2 \cdot 6,$$

$$\Delta A_{P/Л6} = (250,29 + 139,02 + 396,77 + 61,31) \cdot 190 \cdot 6 + \\ + (139,02 + 190,34 + 319,01 + 96,09) \cdot 160 \cdot 6 = 1680706,2 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{Q/Л6} = \left(\sum_{i=1}^n \Delta Q_{Л6(n_1)} \right) \cdot n_1 \cdot 6 + \left(\sum_{i=1}^n \Delta Q_{Л6(n_2)} \right) \cdot n_2 \cdot 6,$$

$$\Delta A_{Q/Л6} = (513,22 + 285,07 + 813,57 + 125,73) \cdot 230 \cdot 6 + \\ + (285,07 + 390,29 + 654,14 + 197,03) \cdot 110 \cdot 6 = 3446321,4 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Аналогічні розрахунки втрат активної та реактивної енергії в лінії зведемо в таблицю 2.35.

Таблиця 2.35 - Зведені значення втрат електричної енергії для ліній

	ПЛ 6	ПЛ 7
$\Delta A_{P/Л}, \text{кВт} \cdot \text{год}$	1680706,2	1511778
$\Delta A_{Q/Л}, \text{кВт} \cdot \text{вар}$	3446321,4	3786120

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{P/Л6} + \Delta A_{P/Л7} + \Delta A_{P/т5} + \Delta A_{P/т6},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 1680706,2 + 1511778 + 370239 + 349081,2 = \\ = 3911804,4 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{Q/Л6} + \Delta A_{Q/Л7} + \Delta A_{Q/т5} + \Delta A_{Q/т6},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = 3446321,4 + 3786120 + 3538789 + 3294426 = 1406565,4 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

2.7.3 Метод числа годин максимальних втрат

Розрахунок числа годин максимальних втрат в лініях:

$$T_{\max Л6} = \frac{A_{P/Л6}}{P_{\max Л6}},$$

$$T_{\max Л6} = \frac{48534}{8,52} = 5696,47 \text{ год}.$$

Розрахуємо тривалість роботи лінії:

$$T_{P/Л6} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{\text{рл6}} = (190 + 160) \cdot 24 = 8400 \text{ год},$$

Розраховуємо час годин максимальних втрат:

$$\tau_{\text{max л6}} = (0,124 + \frac{T_{\text{max л6}}}{10^4})^2 \cdot T_{\text{р}},$$

$$\tau_{\text{max л6}} = (0,124 + \frac{5696,47}{10^4})^2 \cdot 8400 = 4041,62 \text{ год}.$$

Розраховуємо втрати електричної енергії

$$\Delta A_{\text{рл}} = \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau_{\text{max л6}},$$

$$\Delta A_{\text{рл6}} = \frac{8,52^2 + 4,82^2}{35^2} \cdot 0,198 \cdot 25 \cdot 4041,62 \cdot 10^3 = 1564924.69 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{\text{ql}} = \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \tau_{\text{max л6}},$$

$$\Delta A_{\text{ql6}} = \frac{8,52^2 + 4,82^2}{35^2} \cdot 0,406 \cdot 25 \cdot 4041,62 \cdot 10^3 = 3208886 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

Розрахунок втрат електричної енергії в трансформатора Т1:

$$T_{\text{max т1}} = \frac{A_{\text{рт1}}}{P_{\text{max т1}}},$$

$$T_{\text{max т1}} = \frac{46272}{8} = 5784 \text{ год},$$

$$T_{\text{т1}} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{\text{т1}} = (190 + 160) \cdot 24 = 8400 \text{ год},$$

$$\tau_{\text{т1}} = (0,124 + \frac{T_{\text{max т1}}}{10^4})^2 \cdot T_{\text{т1}},$$

$$\tau_{\text{т1}} = (0,124 + \frac{5784}{10^4})^2 \cdot 8400 = 4144.2 \text{ год}.$$

$$\Delta A_{\text{т1}} = \Delta P_{\text{к}} \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot \tau_{\text{т1}} + \Delta P_{\text{н.х}} \cdot T_{\text{т1}},$$

$$\Delta A_{\text{рт1}} = 65 \cdot \frac{8^2 + 5^2}{10^2} \cdot 4041,62 + 14.5 \cdot 8400 = 355607,7 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	94
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$\Delta A_{Q_{T1}} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_{\text{H}}} \cdot \tau_{T1} + \frac{I_{\text{H.X}}}{100} \cdot T_{T1},$$

$$\Delta A_{Q_{T1}} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{8^2 + 5^2}{10} \cdot 4041,62 + \frac{0,8}{100} \cdot 8400 = 283398,4 \text{ квар} \cdot \text{год},$$

Аналогічно розрахуємо втрати електричної енергії для T2:

$$T_{\max T2} = \frac{A_{Pr2}}{P_{\max T2}},$$

$$T_{\max T2} = \frac{47970}{7,5} = 6396 \text{ год},$$

$$T_{T2} = (n_1 + n_2) \cdot 24,$$

$$T_{T1} = (190 + 160) \cdot 24 = 8400 \text{ год},$$

$$\tau_{T2} = (0,124 + \frac{T_{\max T2}}{10^4})^2 \cdot T_{T2},$$

$$\tau_{T2} = (0,124 + \frac{6396}{10^4})^2 \cdot 8400 = 4897,9 \text{ год}.$$

$$\Delta A_{T2} = \Delta P_{\kappa} \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_{\text{H}}^2} \cdot \tau_{T2} + \Delta P_{\text{H.X}} \cdot T_{T2},$$

$$\Delta A_{Pr2} = 65 \cdot \frac{7,5^2 + 3,5^2}{10^2} \cdot 4897,9 + 14,5 \cdot 8400 = 339878,99 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{Q_{T2}} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_{\text{H}}} \cdot \tau_{T2} + \frac{I_{\text{H.X}}}{100} \cdot T_{T2},$$

$$\Delta A_{Q_{T2}} = \frac{7.5}{100} \cdot \frac{7,5^2 + 3,5^2}{10} \cdot 3722,3 + \frac{0.8}{100} \cdot 8400 = 2583,4 \text{ квар} \cdot \text{год},$$

Знайдемо сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\Sigma P} = \Delta A_{PJ6} + \Delta A_{PJ7} + \Delta A_{PT1} + \Delta A_{PT2},$$

$$\Delta A_{\Sigma P} = 2 \cdot 1564924,69 + 339878,99 + 355607,7 = 3825336,07 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = \Delta A_{QJ6} + \Delta A_{QJ7} + \Delta A_{QT5} + \Delta A_{QT6},$$

$$\Delta A_{\Sigma Q} = 2 \cdot 3208886 + 283398,4 + 2583445 = 9284615,4 \text{ квар} \cdot \text{год}.$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		95

Результати проведених за двома методами розрахунків зведемо до таблиці 2.36 (при цьому будемо вважати еталонним методом - метод поелементних розрахунків):

Таблиця 2.36 – Оцінка результатів по двом методам

	ΔA_p , кВт·год	ΔA_Q , квар·год	Розрахункова похибка, %	
Метод поелементних розрахунків	3911804.4	1406565.4	активні	реактивні
Метод числа найбільших втрат	3825336.07	9284615.4	9.21	11,8

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

Коротке замикання - це ненормальне з'єднання між двома вузлами електричного кола, які повинні знаходитися під різними напругами. Воно призводить до того, що електричний струм обмежується тільки еквівалентним опором решти мережі, що може викликати пошкодження ланцюга, перегрів, пожежі або вибух. Хоча зазвичай це відбувається в результаті несправності, бувають випадки, коли коротке замикання викликається навмисно, наприклад, для захисту ланцюга від пилу з вимірюванням напруги. В аналізі ланцюга, коротке замикання визначається як з'єднання між двома вузлами. У «ідеальному» короткому замиканні відсутність опору і падіння напруги на з'єднанні. У реальних схемах результатом є поєднання майже без опору. В такому випадку струм обмежується тільки опором ланцюга.

В даному проекті струми КЗ розраховуються для перевірки вимикачів, а саме перевірка на термічну і електродинамічну стійкість кабелів, на предмет того, чи правильно їх обрали.

2.8.1 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі вище 1 кВ

2.8.1.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Була розроблена розрахункова схема на основі однолінійної схеми електричної мережі, (лист 1 графічної частини) на якій позначені розрахункові точки КЗ.

Розрахункова схема (РС) представляє собою фрагмент однолінійної схеми, де вибрана магістраль живлення трансформаторної підстанції з трансформатором Т2.

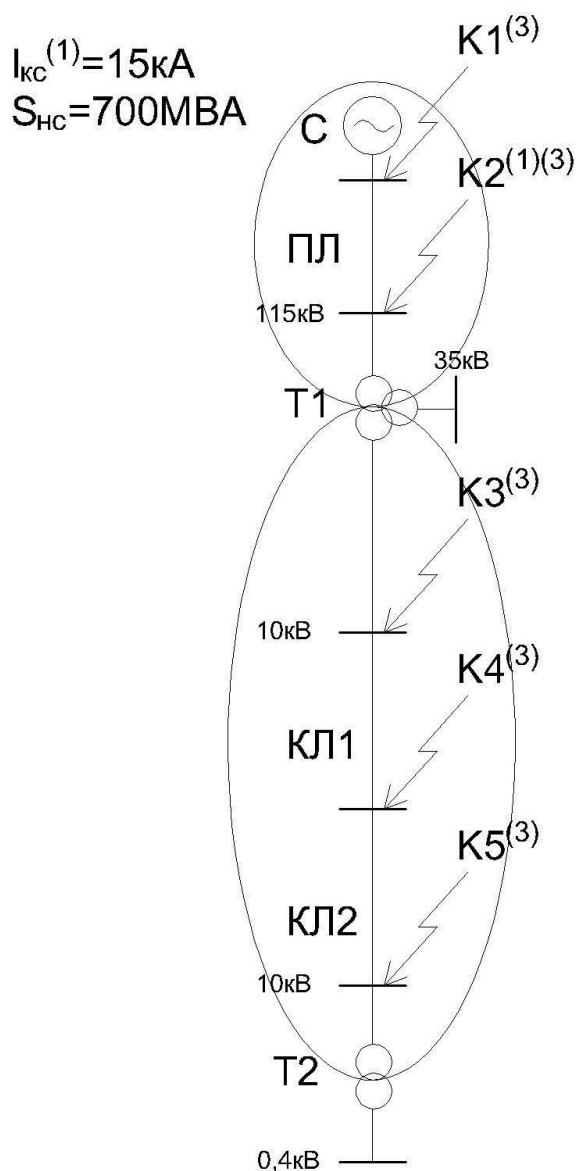


Рисунок 2.7 – Розрахункова схема

Вихідні дані розрахункової схеми:

- Система (С) як джерело живлення задана (Розділ 2.1.4)

$$S_{нс}^{(3)} = 700 \text{ МВА}, \quad x_{с*н} = 0,2, \quad I_{кз}^{(1)} = 15 \text{ кА}$$

Трансформатор - Т1: ТДТН-63000/110; $S_{нт}=63 \text{ МВА}$; $U_{нВН}=115 \text{ кВ}$,
 $U_{нСН}=38,5 \text{ кВ}$, $U_{нн}=10,5 \text{ кВ}$ $u_{кВ-С}=10,5\%$, $u_{кВ-Н}=18\%$, $u_{кС-Н}=7\%$;
з'єднання обмоток: $Y_n / Y_n / Y_n$ згідно з [16].

- повітряна лінія ПЛ1: АС-120, $l=25 \text{ км}$, $X_{01}=0,42 \text{ Ом/км}$,
 $R_{01}=0,244 \text{ Ом/км}$;
- кабельна лінія КЛ1: АПВП 3х95, $l=1,7 \text{ км}$, $X_{01}=0,0602 \text{ Ом/км}$,
 $R_{01}=0,32 \text{ Ом/км}$;
- кабельна лінія КЛ2: АПВП 3х35, $l=0,7 \text{ км}$, $X_{01}=0,095 \text{ Ом/км}$,
 $R_{01}=0,868 \text{ Ом/км}$;
- Трансформатор Т2: тип ТМ-630/10; $S_n = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $U_{нв} = 10 \text{ кВ}$;
 $U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}$; $\Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт}$; $U_k = 5,5\%$; $\Delta I_{нх} = 1,8\%$; $\Delta P_{нх} = 1,05 \text{ кВт}$;

Розрахуємо параметри елементів схеми у іменованих одиницях за наближеним зведенням, приймаємо середні напруги $U_1=115 \text{ кВ}$, $U_2=10,5 \text{ кВ}$. Розрахунки проводимо з точністю до сотих. За базисну напругу приймаємо $U_6 = 115 \text{ кВ}$. Схема заміщення (СЗ) зображена на рисунку 2.8

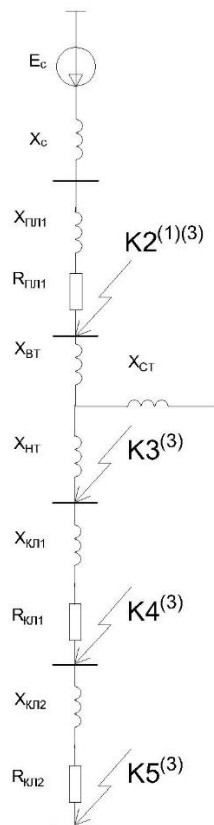


Рисунок 2.8– Схема заміщення

Розрахуємо ЕРС і опір системи:

$$E_c = U_{нс} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}},$$

$$E_c = 115 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 66,47 \text{ кВ};$$

$$X_c = x_{c*н} \frac{U_{\theta}^2}{S_{kc}^{(3)}},$$

$$X_c = 0,2 \frac{115^2}{700} = 3,78 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо активний і індуктивний опори ПЛ1

$$R_{ПЛ1} = r_0 \cdot l,$$

$$R_{ПЛ1} = 0,244 \cdot 25 = 6,1 \text{ Ом.}$$

$$X_{ПЛ1} = x_0 \cdot l,$$

$$X_{ЛЛ1} = 0,42 \cdot 25 = 10,5 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо активний і індуктивний опори КЛ2:

$$R_{КЛ2} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2,$$

$$R_{КЛ2} = 0,868 \cdot 0,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 72,88 \text{ Ом.}$$

$$X_{КЛ2} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2,$$

$$X_{КЛ2} = 0,095 \cdot 0,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 7,98 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо активний та індуктивний опори КЛ1

$$R_{КЛ1} = r_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2,$$

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2.$$

$$R_{КЛ1} = 0,32 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 65,26 \text{ Ом,}$$

$$X_{КЛ1} = 0,0602 \cdot 1,7 \cdot \left(\frac{115}{10,5} \right)^2 = 12,28 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опір трансформатора Т1:

$$X_{вт} = \frac{u_{кВ-С\%} + u_{кВ-Н\%} - u_{кС-Н\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{нт}},$$

$$X_{нт} = \frac{u_{кВ-Н\%} + u_{кС-Н\%} - u_{кВ-С\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{нт}},$$

$$X_{ст} = \frac{u_{кВ-С\%} + u_{кС-Н\%} - u_{кВ-Н\%}}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{U_{вн}^2}{S_{нт}},$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		100

$$X_{em} = \frac{10,5 + 18 - 7}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{63} = 22,57 \text{ Ом,}$$

$$X_{um} = \frac{18 + 7 - 10,5}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{63} = 15,22 \text{ Ом,}$$

$$X_{cm} = \frac{10,5 + 7 - 18}{2 \cdot 100\%} \cdot \frac{115^2}{63} = -0,525 \text{ Ом.}$$

Еквівалентуємо схему заміщення відносно точок КЗ.

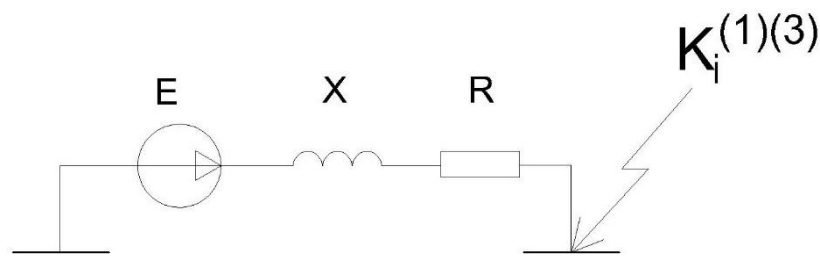


Рисунок 2.9 –Еквівалента схема заміщення для точки КЗ.

Враховуючи велику електричну віддаленість точок КЗ від системи, періодична складова струму КЗ приймається незатухаючою і визначається за формулою:

$$I_t'' = I_{tt} = I_{t\infty} = \frac{E_c}{\sqrt{R_{\Sigma i}^2 + X_{\Sigma i}^2}},$$

де $I_t'' = I_{tt} = I_{t\infty}$ - діючі значення відповідно надперехідного струму, періодичного складника струму КЗ для довільного моменту часу t та усталеного струму трифазного КЗ.

Постійну часу затухання аперіодичної складової струму короткого замикання визначається за формулою:

$$T_{aki} = \frac{X_{\Sigma i}}{\omega \cdot R_{\Sigma i}}.$$

Ударний коефіцієнт визначається:

$$K_{ydi} = 1 + \frac{-0,01}{e^{T_{aki}}}.$$

Визначимо ударний струм КЗ за формулою:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		101

$$i_{y\partial i} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial i} \cdot I_t''$$

Найбільші діючі значення повного струму короткого замикання:

$$I_{\partial i} = I_i'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial i} - 1)^2}$$

Значення теплового імпульсу розраховується:

$$B_{ki} = I_i''^2 \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{aki}),$$

де $t_{\text{відімк}}$ - час початку КЗ до його відімкнення, с;

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с},$$

де $t_3 = 0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ - весь час вимикання вимикача, с;

Розрахуємо активний і реактивний опори до точки К1:

$$X_{\Sigma 2} = X_c + X_{nl1} = 3,78 + 10,5 = 14,28 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{nl1} = 6,1 \text{ Ом}.$$

Періодична складова струму КЗ для точки К2:

$$I_2'' = I_{2t} = I_{2\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{14,28^2 + 6,1^2}} = 4,28 \text{ кА}.$$

Розрахуємо постійну часу затухання аперіодичної складової струму КЗ для К2:

$$T_{aki} = \frac{4,28}{314 \cdot 6,1} = 0,0022 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт для К2:

$$K_{y\partial 2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,007$$

Ударний струм КЗ для К2:

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1,007 \cdot 4,28 = 6,12 \text{ кА}.$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ для К2:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	102
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$I_{\partial 2} = 4,28 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,007 - 1)^2} = 4,28 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для К2:

$$B_{\kappa 2} = 4,28^2 \cdot (0,18 + 0,0022) = 3,34 \text{ кА.}$$

Розрахуємо активний і реактивний опори для К5:

$$X_{\Sigma 5} = X_c + X_{nl1} + X_{em} + X_{nm} + X_{\kappa l1} + X_{\kappa l2} = 3,78 + 10,5 + 22,57 + 15,22 - 0,525 + 12,28 + 7,98 = 71,8 \text{ Ом,}$$

$$R_{\Sigma 5} = R_{nl1} + R_{\kappa l1} + R_{\kappa l2} = 6,1 + 65,26 + 72,88 = 144,24 \text{ Ом.}$$

Періодична складова струму КЗ для К5:

$$I''_5 = I_{5t} = I_{5\infty} = \frac{66,47}{\sqrt{71,8^2 + 144,24^2}} = 0,41 \text{ кА.}$$

$$I''^{10,5}_5 = I''^{115}_5 \cdot \left(\frac{U_1}{U_2} \right) = 0,41 \cdot \frac{115}{10,5} = 4,52 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму КЗ для К5:

$$T_{aki} = \frac{71,8}{314 \cdot 144,24} = 0,002 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт для К5:

$$K_{y\partial 5} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,0.$$

Ударний струм КЗ для К5:

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot 4,52 \cdot 1,0 = 6,4 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ для К5:

$$I_{\partial 5} = 4,52 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,0 - 1)^2} = 4,52 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу для К5:

$$B_{\kappa 5} = 4,52^2 \cdot (0,18 + 0,002) = 3,71 \text{ кА.}$$

Аналогічно здійснимо розрахунки для всіх точок КЗ.

Таблиця 2.37-Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	$x_{\Sigma i}$	$r_{\Sigma i}$	I_i'' кА	$T_{aki} \cdot c$	$k_{y\partial i}$	$i_{y\partial i}, \text{кА}$	$I_{\partial i},$ кА	$B_{ki},$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К2	14,28	6,1	4,28	0,002	1,01	6,12	4,28	3,34
К3	51,54	6,1	14,03	0,027	1,69	33,52	19,59	40,71
К4	64,34	71,36	7,58	0,003	1,03	11,04	7,58	10,50
К5	71,80	144,24	4,52	0,002	1,00	6,40	4,52	3,71

2.8.1.2. Розрахунок однофазного короткого замикання

Виконаємо розрахунок струму однофазного КЗ на стороні 115 кВ.

Еквівалентний опір прямої послідовності:

$$X_{рез1} = X_c + X_{нл1} = 3,78 + 10,5 = 14,28 \text{ Ом},$$

$$R_{рез1} = R_{нл1} = 6,1 \text{ Ом}.$$

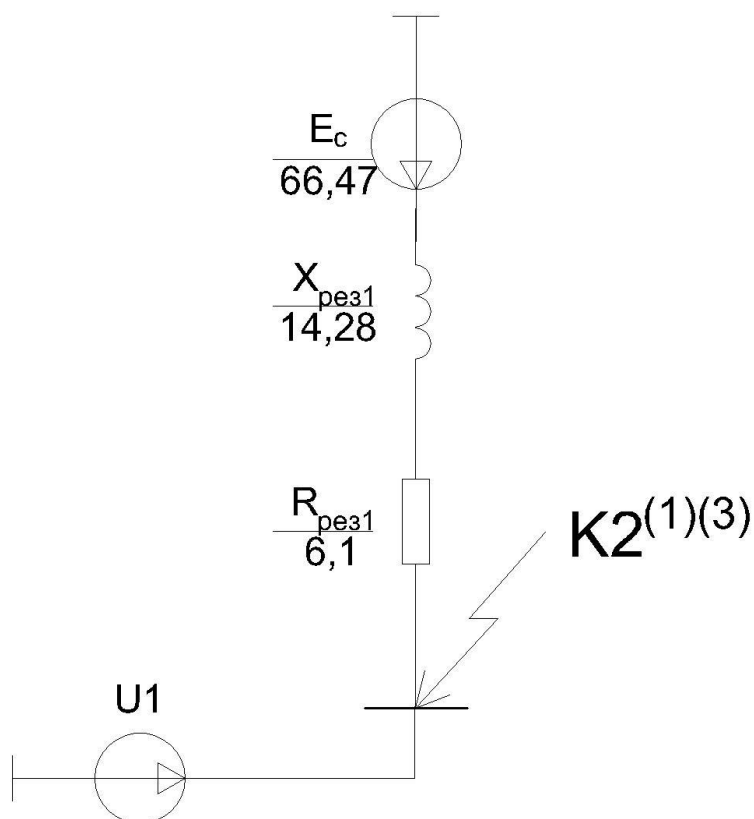


Рисунок 2.10 – СЗ прямої та зворотної послідовності

Еквівалентний опір зворотної послідовності:

$$X_{рез2} = X_{рез1} = X_c + X_{нл1} = 3,78 + 10,5 = 14,28 \text{ Ом},$$

$$R_{рез1} = R_{рез1} = R_{нл1} = 6,1 \text{ Ом.}$$

Будуємо схему заміщення нульової послідовності та розраховуємо її параметри (рис.1.11)

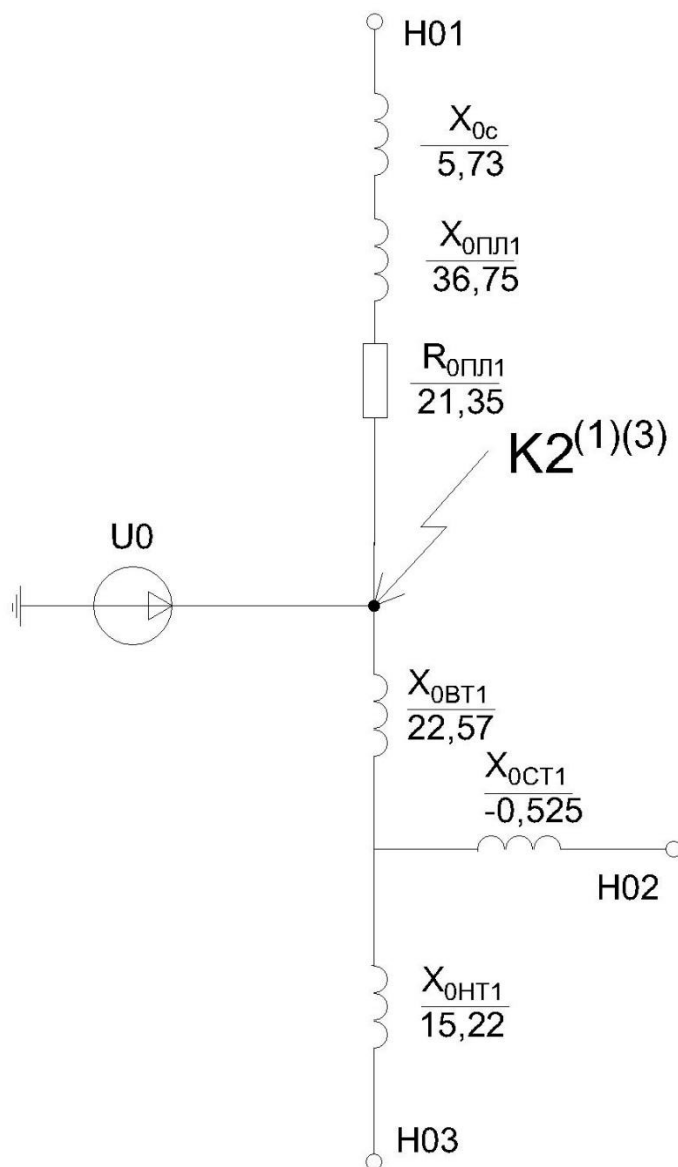


Рисунок 2.11 – СЗ нульової послідовності

Опори елементів СЗ нульової послідовності співпадають з опорами СЗ трифазного КЗ, окрім опорів повітряної лінії та системи:

Розрахуємо опори повітряної лінії:

$$X_{0нл1} = 3,5 \cdot X_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,42 \cdot 25 = 36,75 \text{ Ом,}$$

$$R_{0нл1} = 3,5 \cdot R_{01} \cdot l = 3,5 \cdot 0,244 \cdot 25 = 21,35 \text{ Ом.}$$

Опір нульової послідовності системи знаходимо по заданому струму однофазного КЗ на шинах системи $I_{кз}=19$ кА:

$$I_{кз} = 15 \text{ кА} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{X_{c1} + X_{c2} + X_{c0}} = \frac{3 \cdot 66,47}{3,78 + 3,78 + X_{c0}} \text{ Ом}$$

$$\text{звідси } X_{c0} = \frac{3 \cdot 66,47 - 2 \cdot 15 \cdot 3,78}{15} = 5,73 \text{ Ом}$$

Проводимо повне еквівалентування СЗ нульової послідовності до найпростішого виду:

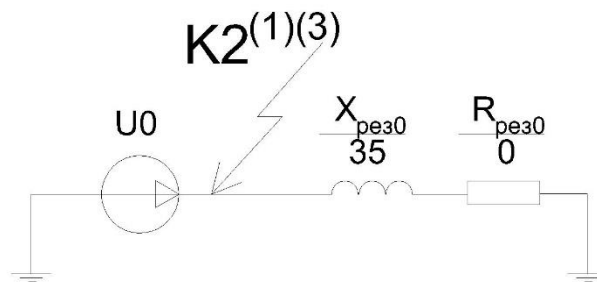


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема заміщення нульової послідовності
Результуючі опори нульової послідовності відносно точки К1:

$$X_{рез01} = X_{0c} + X_{0nl} = 5,73 + 36,75 = 42,48 \text{ Ом},$$

$$X_{рез02} = X_{0вт} + \frac{X_{0нт} \cdot X_{0см}}{X_{0нт} + X_{0см}} = 22,57 + \frac{15,22 \cdot (-0,525)}{15,22 + (-0,525)} = 22,04 \text{ Ом},$$

$$X_{рез0} = \frac{X_{рез01} \cdot X_{рез02}}{X_{рез01} + X_{рез02}} = \frac{42,48 \cdot 22,04}{42,48 + 22,04} = 14,56 \text{ Ом},$$

$$R_{рез0} = \frac{R_{рез01} \cdot R_{рез02}}{R_{рез01} + R_{рез02}} = \frac{21,35 \cdot 0}{21,35 + 0} = 0$$

Визначимо додатковий опір однофазного КЗ:

$$\Delta X^{(1)} = X_{рез2} + X_{рез0} = 14,28 + 14,56 = 28,84 \text{ Ом},$$

$$\Delta R^{(1)} = R_{рез2} + R_{рез0} = 6,1 + 0 = 6,1 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір однофазного КЗ розраховується:

$$X_{\Sigma}^{(1)} = X_{рез1} + \Delta X^{(1)} = 14,28 + 28,84 = 43,12 \text{ Ом},$$

$$R_{\Sigma}^{(1)} = R_{рез1} + \Delta R^{(1)} = 6,1 + 6,1 = 12,2 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо діюче значення надперехідного струму КЗ в пошкодженій фазі:

$$I_1^{(1)} = \frac{m^{(1)} \cdot E_c}{\sqrt{(R_{\text{рез1}} + \Delta R^{(1)})^2 + (X_{\text{рез1}} + \Delta X^{(1)})^2}},$$

де $m^{(1)}=3$ – для однофазного КЗ.

$$I_1^{(1)} = \frac{3 \cdot 66,47}{\sqrt{(6,1 + 6,1)^2 + (14,28 + 28,84)^2}} = 4,45 \text{ кА.}$$

Постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ визначається:

$$T_{\text{ак1}}^{(1)} = \frac{X_{\Sigma}^{(1)}}{\omega \cdot R_{\Sigma}^{(1)}} = \frac{43,12}{314 \cdot 12,2} = 0,011 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт при однофазному КЗ розраховується:

$$K_{\text{уд1}}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{ак1}}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,011}} = 1,41.$$

Ударний струм при однофазному КЗ розраховується:

$$i_{\text{уд1}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд1}}^{(1)} \cdot I_1^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,41 \cdot 4,45 = 8,88 \text{ кА.}$$

Найбільше діюче значення повного струму КЗ розраховується:

$$I_{\text{y1}}^{(1)} = I_1^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{\text{уд1}}^{(1)} - 1)^2};$$

$$I_{\text{y1}}^{(1)} = 4,45 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,41 - 1)^2} = 5,15 \text{ кА.}$$

Значення теплового імпульсу розраховується:

$$B_{\kappa 1}^{(1)} = I_1^{(1)2} \cdot (t_{\text{відімк}} + T_{\text{ак1}}^{(1)}),$$

де $t_{\text{відімк}}$ - час від початку КЗ до його відімкнення, с.

$$t_{\text{відімк}} = t_3 + t_{\text{вимик}} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$$

$t_3=0,1$ – час спрацювання релейного захисту, с;

$t_{\text{вимик}} = 0,08$ - повний час вимикання вимикача з приводом, с.

$$B_{\kappa 1}^{(1)} = 4,45^2 \cdot (0,18 + 0,011) = 3,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результати розрахунків для К1 занесемо в таблицю 2.38.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	107
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Таблиця 2.38 – Результати розрахунків для К1

Точка КЗ	$x_{\Sigma}^{(1)}$	$r_{\Sigma}^{(1)}$	$I''^{(1)}$, кА	$T_{ак}^{(1)}$, с	$k_{уд}^{(1)}$	$i_{уд}^{(1)}$, кА	$I_{\partial}^{(1)}$, кА	$B_{\kappa}^{(1)}$, $кА^2 \cdot с$
$K2^{(1)}$	43,12	12,2	4,45	0,011	1,41	8,88	5,15	3,79

2.8.1.3. Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

За умовами нормального режиму, перевіримо комутаційні апарати.

Таблиця 2.39 – Перевірка комутаційних апаратів 110 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
110 кВ	ВРС-110Ш-31,5/2500 УХЛП	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	8,88 кА 4,45 кА	82 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	3,79 $кА^2 с$	4800 $кА^2 с$

Таблиця 2.40 – Перевірка комутаційних апаратів 10 кВ.

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
10 кВ	Вимикач ВР2-10/1600-31,5УЗ	Струм динамічної стійкості	$i_{уд} \leq i_{max}$ $I'' \leq I_{вимик}$	33,52 кА 14,03 кА	80 кА 31,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_{\kappa} \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	14,71 $кА^2 с$	1200 $кА^2 с$

Перевірка перерізу провідників проводиться за умовою термічної стійкості:

$$F_{\min} < F,$$

де F – переріз вибраного кабелю, мм²;

F_{\min} - мінімально допустимий переріз кабелю по умовам термічної стійкості, мм²;

Величину F_{\min} розрахуємо за формулою:

$$F_{\min} < \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C},$$

де C – коефіцієнт, відповідний різниці температур провідника до і після КЗ,
 $C = 75 A \cdot c / \text{мм}^2$

Розрахунок для КЛ1:

$$F_{\min} < \frac{\sqrt{3,34} \cdot 10^3}{75} = 24,37 \text{ мм}^2$$

Результати наведемо в таблиці 2.41

Таблиця 2.41- Розрахункові перерізи живильних мереж

Ділянка	$F_{\text{поч}}, \text{мм}^2$	$C_T, A \cdot \frac{c^{0,5}}{\text{мм}^2}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot c$	$F_{\min}, \text{мм}^2$	$F_{\text{об}}, \text{мм}^2$
КЛ1	95	75	3,34	24,37	95
КЛ2	35	75	1,57	16,07	35

2.8.1.4 Аналіз розрахунків та висновки

У цьому розділі ми розраховували показники трьохфазного та однофазного КЗ для перевірки комутаційних апаратів, а саме: діюче значення повного струму КЗ і надперехідний струм КЗ, вторинні показники теплового імпульсу, для перевірки на термічну стійкість кабелів и комутаційної апаратури.

У результатах перевірки, обраних комутаційних апаратів та провідникової продукції, було виявлено, що уся комутаційна апаратура відповідає вимогам.

2.8.2 Розрахунок струмів короткого замикання в електричній мережі нижче 1 кВ

2.8.2.1 Розрахунок трифазного короткого замикання

Опори збірних шин та їх з'єднання мають істотний вплив на струми КЗ в мережі до 1 кВ, а також трансформатори струму, розмикаючі котушки автоматичних вимикачів. Помітний вплив мають опори контактних з'єднань – болтових з'єднань шин, перехідний опір контакту в місці КЗ, також зажимних контактів апаратів.

Всі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, будемо враховувати при розрахунках. Розрахунок проведемо в іменованих одиницях.

РС зображена на рисунку 2.7.

Вихідні дані:

Система: струм КЗ $I_s^{(3)} = 1,83 \text{ кА}$

Трансформатор: тип ТМ-630/10; $S_n = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $u_{нв} = 10 \text{ кВ}$; $u_{нн} = 0,4 \text{ кВ}$; $\Delta P_{кз} = 7,6 \text{ кВт}$; $U_k = 5,5\%$; $\Delta I_{нх} = 1,8\%$; $\Delta P_{нх} = 1,05 \text{ кВт}$;

Шини приєднання трансформатора до щита 0,4 кВ: $l_{ш} = 5 \text{ м}$; метал – АІ; $r_{ш.о} = 0,1 \text{ Ом} / \text{км}$; $x_{ш.о} = 0,13 \text{ Ом} / \text{км}$; $S = 80 \times 8 \text{ мм}^2$.

Автоматичні вимикачі:

QF; тип АВМ 12П, $I_{ном} = 1200 \text{ А}$, QF_1 ; тип ВА55-41, $I_{ном} = 1000 \text{ А}$.

Трансформатор струму ТС: $r_{ТС} = 0,2 \text{ мОм}$; $x_{ТС} = 0,05 \text{ мОм}$.

Опори котушок включення автоматичних вимикачів: $X_{КВ.СФ} = 0,07 \text{ мОм}$; $R_{КВ.СФ} = 0,13 \text{ мОм}$.

Опори контактів автоматичних вимикачів: $r_{К_{СФ}} = 0,14 \text{ мОм}$, $R_{б.к} = 0,003 \text{ мОм}$

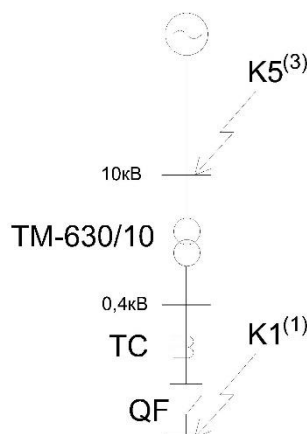


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема

Розрахунок параметрів схеми заміщення у іменованих одиницях:

Опір системи:

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	110
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

$$X_c = \frac{U_{HH}^2}{\sqrt{3} \cdot I_5^{(3)} \cdot U_{BH}} = \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,83 \cdot 10,5} = 4,81 \text{ МОм}$$

Опори трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{K3} \cdot (U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H^2} = \frac{7,6 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{630^2} = 3,06 \text{ МОм}$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_H}\right)^2} \cdot \frac{(U_{HH})^2 \cdot 10^6}{S_H}$$

$$X_m = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{7,6}{630}\right)^2} \cdot \frac{(0,4)^2 \cdot 10^6}{630} = 13,63 \text{ МОм}$$

Опори шин:

$$R_m = R_{u.0} \cdot l_u \cdot 10^3 = 0,1 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,5 \text{ МОм},$$

$$X_{u.0} = R_{u.0} \cdot l_u \cdot 10^3 = 0,13 \cdot 0,005 \cdot 10^3 = 0,65 \text{ МОм},$$

Активний опір болтового з'єднання:

$$R_{\sigma.K} = 0,003 \text{ МОм}$$

Побудуємо СЗ для визначення струмів КЗ в точках К1-К2

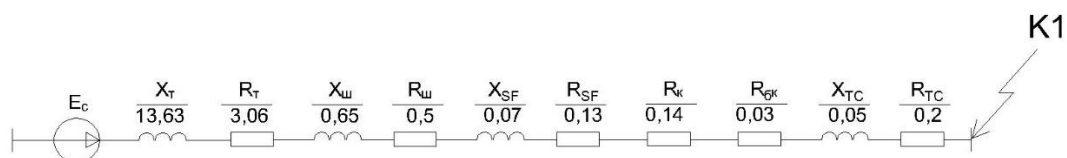


Рисунок 2.14 – Схема заміщення

Еквалентуємо СЗ:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{KB.SF} + X_{u.0} + X_{mc},$$

$$X_{\Sigma 1} = 4,81 + 13,63 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 19,21 \text{ МОм}$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{u.0} + 4 \cdot R_{\sigma.K} + R_{KB.SF} + R_m + R_{K_{SF}} + R_{mc},$$

$$R_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 3,06 + 0,14 + 0,2 = 4,04 \text{ МОм}$$

Виконаємо розрахунок надперехідного значення струму трифазного КЗ:

$$I_1^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2}} = \frac{1,05 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{19,21^2 + 4,04^2}} = 12,35 \text{ кА}$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму трифазного КЗ:

$$T_{ак1}^{(3)} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} = \frac{19,21}{314 \cdot 4,04} = 0,015 \text{ с}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1^{(3)2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)})$$

Де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ - час вимкнення вимикача, с;

$$B_{к1}^{(3)} = 12,35^2 \cdot (0,18 + 0,015) = 29,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{y\partial 1}^{(3)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}^{(3)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,015}} = 1,52$$

$$i_{y\partial 1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(3)} \cdot I_1^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,52 \cdot 12,35 = 26,49 \text{ кА}$$

Розрахунок найбільшого діючого значення струму короткого замикання:

$$I_{y1}^{(3)} = I_1^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(3)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(3)} = 12,35 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,52 - 1)^2} = 15,3 \text{ кА}$$

2.8.2.2 Розрахунок струму однофазного КЗ

Проведемо розрахунок струму однофазного КЗ в К1.

Схема заміщення прямої послідовності

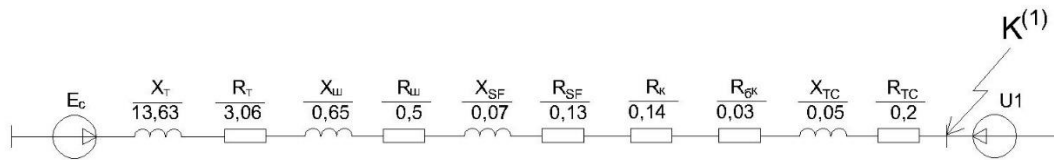


Рисунок 2.15 – СЗ прямої послідовності

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_m + X_{кв.SF} + X_{ш} + X_{mc},$$

$$X_{\Sigma 1} = 4,81 + 13,63 + 0,07 + 0,65 + 0,05 = 19,21 \text{ МОм}.$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{ш} + 4 \cdot R_{б.к} + R_{кв.SF} + R_m + R_{кSF} + R_{mc},$$

$$R_{\Sigma 1} = 0,5 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 3,06 + 0,14 + 0,2 = 4,04 \text{ МОм}.$$

СЗ нульової послідовності

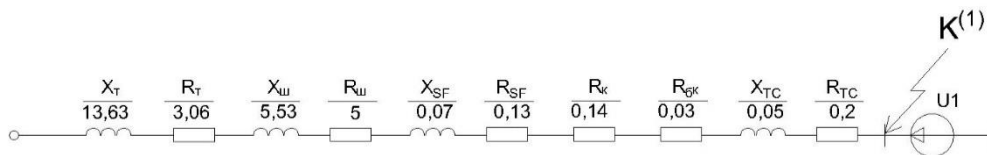


Рисунок 2.16 – СЗ нульової послідовності

Опори нульової послідовності шин:

$$X_{ш.0} = 8,5 \cdot X_{ш} = 8,5 \cdot 0,65 = 5,53 \text{ МОм},$$

$$R_{ш.0} = 10 \cdot R_{ш} = 10 \cdot 0,5 = 5 \text{ МОм}.$$

Розрахунок евівалентних активних та індуктивних опорів нульової послідовності для К1:

$$X_{\Sigma 0} = (X_{mo} + X_{кв.QF0} + X_{ш0} + X_{mc0}),$$

$$X_{\Sigma 0} = 13,63 + 0,07 + 5,53 + 0,05 = 19,28 \text{ МОм},$$

$$R_{\Sigma 0} = R_{m0} + 4 \cdot R_{б.к0} + R_{к.QF0} + R_{кв.QF0} + R_{ш.0} + R_{mc0},$$

$$R_{\Sigma 0} = 3,06 + 4 \cdot 0,003 + 0,13 + 0,14 + 5 + 0,2 = 8,55 \text{ МОм}.$$

Діюче значення періодичної складової струму однофазного КЗ:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot U_{нн}) \cdot 10^3 \cdot m^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma 1} + R_{\Sigma 0})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma 1} + X_{\Sigma 0})^2}},$$

де $X_{\Sigma 0}$ та $R_{\Sigma 0}$ - індуктивний та активний опір СЗ нульової послідовності:

$$I_1^{(1)} = \frac{(1,05 \cdot 0,4) \cdot 10^3 \cdot 3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 19,21 + 19,28)^2 + (2 \cdot 4,04 + 8,55)^2}} = 12,12 \text{ кА}$$

Розрахунок постійної часу згасання аперіодичного струму КЗ:

$$T_{ак1}^{(1)} = \frac{2 \cdot X_1 + X_{10}}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot (2 \cdot R_1 + R_{10})} = \frac{2 \cdot 19,21 + 19,28}{314 \cdot (2 \cdot 4,04 + 8,55)} = 0,011 \text{ с}$$

Розрахунок ударного коефіцієнту:

$$k_{y\partial 1}^{(1)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ак1}^{(1)}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,011}} = 1,4 \text{ с}$$

Розрахунок ударного струму для К1:

$$i_{y\partial 1}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial 1}^{(1)} \cdot I_1^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 12,12 = 24,06 \text{ кА}$$

Розрахунок найбільшого значення повторного струму КЗ:

$$I_{y1}^{(1)} = I_1^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_{y\partial 1}^{(1)} - 1)^2},$$

$$I_{y1}^{(1)} = 12,12 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,4 - 1)^2} = 13,96 \text{ кА}$$

Розрахунок теплового імпульсу:

$$B_{к1}^{(3)} = I_1^{(3)^2} \cdot (t_{відімк} + T_{ак1}^{(3)})$$

Де $t_{відімк}$ - час від початку КЗ до вимкнення, с:

$$t_{відімк} = t_3 + t_{вимик} = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с}$$

$t_3 = 0,1$ - релейний захист – час спрацювання, с;

$t_{вимик} = 0,08$ - час вимкнення вимикача, с;

Таблиця 2.42 – Результати розрахунків для мережі нижче 1 кВ

Точка КЗ	U_i , кВ	$X_{\Sigma i}$, МОм	$R_{\Sigma i}$, МОм	I_i'' , кА	$T_{акi}$, с	$k_{y\partial i}$	$i_{y\partial i}$, кА	I_{yi} , кА	B_{ki} , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
$K1^{(3)}$	0,4	19,21	4,04	12,35	0,015	1,52	26,49	12,29	29,78
$K1^{(1)}$	0,4	19,28	8,55	12,11	0,011	1,4	24,06	13,95	28,04

2.8.2.3 Перевірка вибраних комутаційних апаратів і провідників та висновки

Таблиця 2.43 –Перевірка комутаційних апаратів 0,4 кВ

Напруга	Вибраний елемент	Параметри	Умови перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані
0,4 кВ	ВА55-41	Струм динамічної стійкості	$i_{yo} \leq i_{\max}$ $I'' \leq I_{\text{вимик}}$	26,49 12,35	55 кА 33,5 кА
		Тепловий імпульс	$B_k \leq I_{m.c}^2 t_{m.c}$	29,78	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.8.2.4 Аналіз розрахунків та висновки

В цьому пункті ми провели розрахунок однофазного та трифазного струма КЗ. Також проведено перевірку комутаційних апаратів, вибраних в пунктах струмових частин обладнання.

2.9 Релейний захист та автоматика

2.9.1 Загальні вимоги до релейного захисту і автоматики в мережах 10/0,4 кВ.

При протіканні струму короткого замикання (КЗ) елементи системи електропостачання піддаються термічному і динамічному впливу. Для зменшення розмірів ушкодження і запобігання аварій встановлюють сукупність автоматичних пристроїв, названих релейним захистом, які забезпечують із заданим ступенем швидкого відключення ушкодженого елемента або ділянки мережі, якщо дане ушкодження являє собою безпосередню небезпеку для цього кола, пускають в хід сигнальні пристрої, якщо така небезпека відсутня.

Релейний захист окремих елементів ЕПС здійснюється як на оперативному змінному, так і на оперативному постійному струмах. Застосування оперативного постійного струму з джерелом живлення від акумуляторних батарей має бути обґрунтований в кожному окремому випадку.

При виконання захисту передбачається резервування, що полягає в забезпеченні дії захисту кожного елемента ЕПС при ушкодженнях на суміжному

елементі на випадок відмови захисту вимикача. Окремий резервний захист виконується в тих випадках, коли основний захист однієї ділянки за принципом своєї дії не може виконати функції резервного захисту при ушкодженнях на суміжній ділянці.

У мережах з великим струмом замикання на землю вибирається такий режим нейтралі силових трансформаторів, за якого струми замикання на землю забезпечували б дію захисту при всіх можливих режимах системи.

Вимоги до релейного захисту:

- селективність (релейний захист повинен бути виборчий, тобто відключати високовольтними вимикачами або автоматичними вимикачам. тільки ушкоджену ділянку електричного кола);
- швидкодія (релейний захист повинен мати мінімальний час спрацьовування; для збільшення швидкодії допускається невивірковість захисту, що працює в сполученні з пристроями автоматики – автоматичне повторення ввімкнення (АПВ) і автоматичне введення резерву (АВР), що усувають цю невивірковість; за часом дії захисти можна підрозділити на швидкодіючі ($t_{сз} = 0,1 \dots 0,2$ с) і з витримкою часу;
- чутливість (чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості);
- надійність (надійність забезпечується застосуванням високоякісних і надійно працюючих реле та інших апаратів, виконанням більш простих схем захистів з меншою кількістю реле, контактів і кіл, ретельним виконанням монтажу, постійними спостереженнями та доглядом за захисними пристроями).

2.9.2 Вибір елементів релейного захисту і автоматики

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	116
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Згідно ПУЕ [1] для трансформаторів передбачаються наступні види захисту:

1. Газовий захист від ушкоджень всередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу, і від зниження рівня масла;
2. Струмова відсічка без витримки часу, установлена з боку живлення і охоплює частину обмотки трансформатора, для захисту від ушкоджень на виводах, а також внутрішніх ушкоджень;
3. Максимальний струмовий захист від струмів, обумовлених перевантаженням з дією на сигнал (передбачений черговий персонал);
4. Максимальний струмовий захист від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатофазними короткими замиканнями. Встановлюється з боку основного живлення.
5. Захист від однофазного короткого замикання на землю.

2.9.3. Перевірка селективності елементів РЗА

2.9.3.1 Розрахунок струмової відсічки

Релейний захист був розрахований для схеми, зображеній на рисунку 2.17.

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

$$I_{с.о} \geq K_{вц} \cdot I_{\sum тф}$$

і від КЗ на шинах низької напруги трансформаторів по вираженню

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	117
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

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

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

$I_{\Sigma mp}$ - 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.

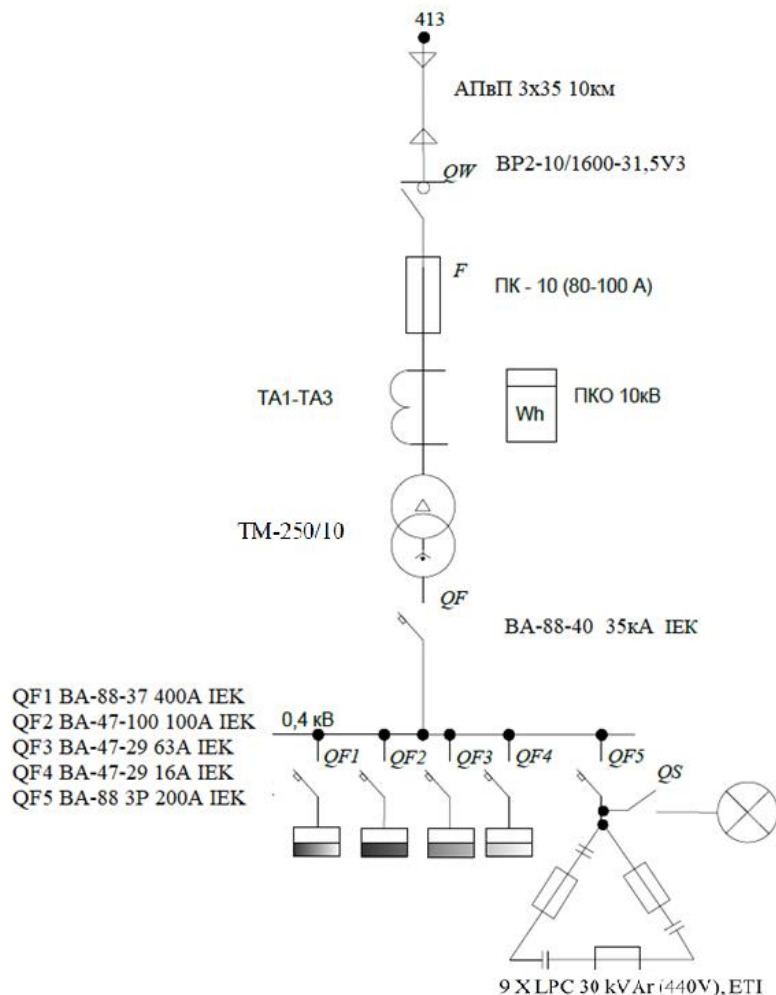


Рисунок 2.17 - Ділянка для розрахунку релейного захисту

$$I_{\Sigma_{mp}} = \frac{S_{mp.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А}$$

$$I_{c.в.} \geq 5 \cdot 14,43 = 72,15 \text{ А}$$

$$I_{c.в.} \geq 1,5 \cdot 586 = 879 \text{ А}$$

Приймаємо струм спрацьовування відсічення $I_{c.в.} = 879 \text{ А}$. Струм спрацьовування реле відсічки:

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{спр.з.} \cdot K_{cx}^{(3)}}{k_{TC}} = \frac{879 \cdot 1}{25} = 35,16 \text{ А}$$

де $K_{cx}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми;

Визначимо коефіцієнт чутливості:

$$k_{\chi} = \frac{I_{кз.мін}^{(2)} \cdot k_{cx}}{I_{c.p.}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{586 \cdot 1}{35,16} = 14,43 \geq 1,5$$

Приймаємо реле типу РТ-80 з межами струму спрацьовування 12,5-50 А.

Висновок: проведено розрахунок навантаження споживачів на рівні напруги 0,4 кВ і запроектовано електричну мережу на тому ж рівні напруги. Після первинного вибору елементів електричної мережі був проведений розрахунок струму спрацьовування відсічення також струму спрацювання реле і коефіцієнт чутливості, а також обрано реле РТ-80.

2.10 Розрахунок вартості нестандартного приєднання до мереж ОСР

Розрахунок виконуємо за даними, наведеними у [15].

1. Виконаємо розрахунок вартості приєднання трансформаторної підстанції з розрахованим навантаженням 173,98 кВт. Вважаємо, що цех належить до III категорії надійності.

$$\text{Вартість}' = P \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ};$$

$$\text{Вартість}' = 173,98 \cdot 1,84 + 25,17 = 345,293 \text{ тис.грн.}$$

2. Розрахунок вартості підключення на відстані 2000 м, враховуючи ставку плати за лінійну складову приєднання на 2021 рік для ОСР.

$$\text{Вартість}'' = L \cdot \text{ставку} + \text{ПДВ};$$

$$\text{Вартість}'' = 2000 \cdot 2,857 + 857,1 = 6571,1 \text{ тис.грн.}$$

3. Загальна вартість:

$$\text{Вартість} = \text{Вартість}' + \text{Вартість}'';$$

$$\text{Вартість} = 345,293 + 6571,1 = 5638,93 \text{ тис.грн.}$$

Отже, загальна вартість нестандартного приєднання до мереж ОСР цеху буде становити 5638,93 тисячі гривень.

Висновки до розділу 2

В розділі було надано коротку характеристику об'єкта проектування, розраховано електричні навантаження комунально-побутових, громадських та промислових споживачів електричної енергії, розроблено загальну схему електропостачання міста.

За розрахованими даними, було обрано на перевірено на допустиме падіння напруги кабельні лінії марки АВВГ, які живлять побутових споживачів. Для електромеханічного цеху обрано комутаційну апаратуру, а саме роз'єднувачі, автоматичні вимикачі, трансформатори струму, силові шафи.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		120

Було визначено та проаналізовано однофазні та трифазні струми короткого замикання в мережах до і вище 1000 В. За допомогою отриманих результатів було перевірено комутаційну апаратуру на електродинамічну та термічну стійкості, розраховано максимальний струмовий захист кабельних ліній 10кВ.

Економічною частиною даного розділу було визначення вартості нестандартного приєднання цеху до електричних мереж оператора системи розподілу.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		121

3 ОСОБЛИВОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З ЛОКАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

3.1 Основні принципи регулювання напруги в СЕП загального призначення

На практиці в разі відсутності достовірних даних завдання регулювання напруги часто вирішують, ґрунтуючись на аналізі тільки двох граничних режимів електричної мережі - максимальних і мінімальних навантажень. При цьому аналізують найбільш характерну лінію, що відходить від шин підстанції й використовують фактичні та усереднені значення режимних параметрів: ΔU_c - втрата напруги в розподільній лінії в режимі максимальних навантажень; $\Delta U_{тр}$ - усереднене значення втрати напруги в розподільних трансформаторах в режимі максимальних навантажень; ΔU_n - усереднена втрата напруги в низьковольтних лініях в режимі максимальних навантажень;

$$\alpha = \frac{I_{\min}}{I_{\max}}$$
 - показник співвідношення мінімального й максимального навантажень.

В цьому випадку відхилення напруги (δU) в будь-якій точці мережі в будь-якому із зазначених режимів визначають за формулою

$$\delta U = E_{\Pi} + E_T - \alpha(\Delta U_c + \Delta U_{тр} + \Delta U_n), \quad (3.1)$$

де E_{Π} - добавка напруги, яка створюється на трансформаторах підстанції відповідно в режимах максимальних або мінімальних навантажень; E_T - добавка напруги, яка створюється на розподільних трансформаторах. В даному випадку при виборі E_T враховують те, що вона повинна компенсувати втрату напруги в режим

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Прокопець Я.С.			Особливості регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.		Попов В.А.					123	
Реценз.						ІЕЕ, ОЕ-п81		
Н. Контр..		Прокопенко І. Д						
Затверд.								

Нижче розглянуто приклад, який демонструє принципи вирішення зазначеної задачі для наведеної на рис. 3.1 розподільної лінії напругою 10 кВ.

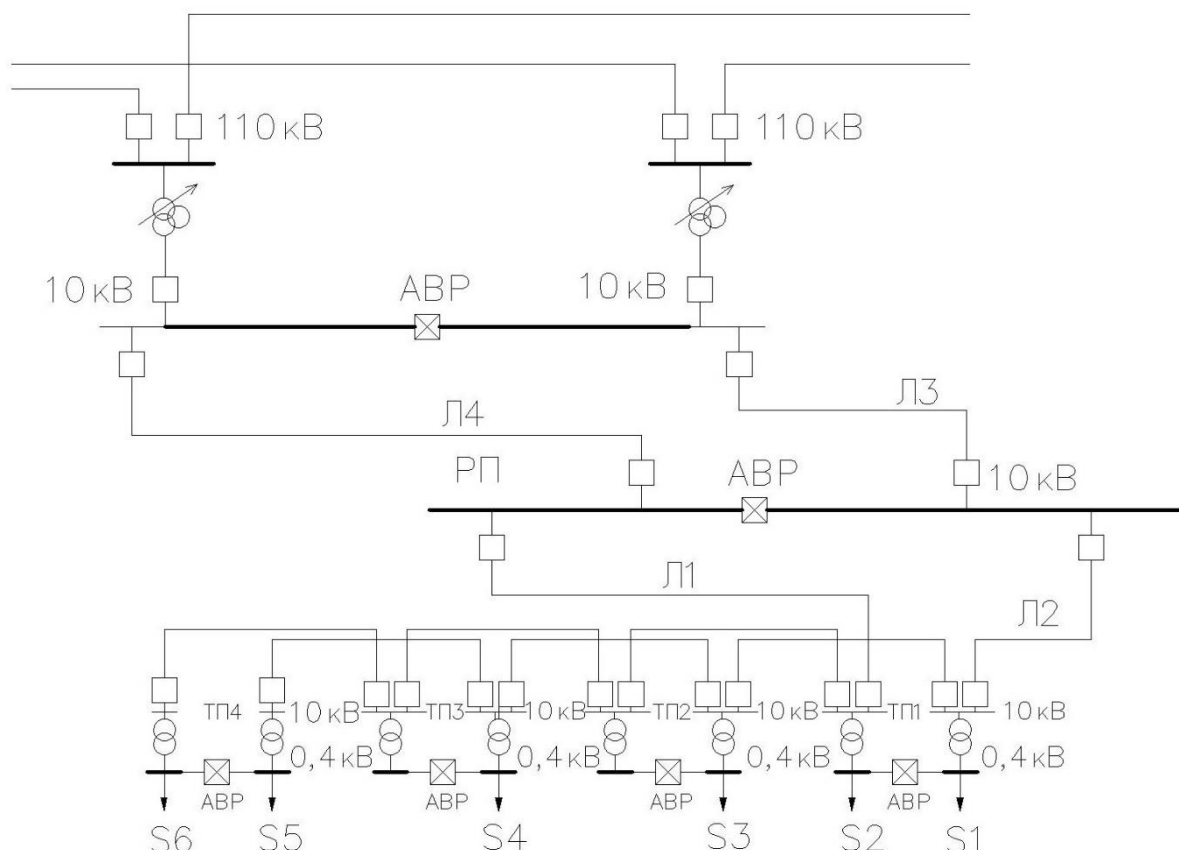


Рисунок 3.1 Схеми розподільної лінії

Вихідні дані: довжина ланок живлячих Л3,Л4 і розподільчих Л1,Л2 ліній (км) приведені у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Довжина ланок розподільної лінії

Ланки ліній				
п/ст-РП	РП-ТП1	ТП1-ТП2	ТП2-ТП3	ТП3-ТП4
1,7	0,7	0,4	0,3	0,9

Регулювальні відгалуження розподільчих трансформаторів мають бути вибрані так, щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі в режимі максимальних навантажень.

Втрати напруги на ділянках розподільчої мережі :

$$\Delta U = \frac{(Pr + Qx)}{10U_H^2}, \quad (3.2)$$

де P – активне навантаження елемента мережі, кВт;

r - активний опір мережі, Ом;

Q – реактивне навантаження елемента мережі, квар;

x – реактивний опір мережі, Ом.

Вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальних навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не повинна бути нижча за $0,95U_H$, тобто $\delta U_y \geq -5\%$. У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах низької напруги ЦЖ не повинна перевищувати номінальну напругу більш як на 5%, тобто $\delta U_{y+} \leq +5\%$. У якості максимального беруть розрахункове навантаження, а мінімальне навантаження становить 25...30% від розрахункового.

Забезпечення зазначених вище відхилень напруги на затискачах електроприймачів може бути здійснене в результаті раціонального вибору робочих відгалужень розподільчих трансформаторів і закону регулювання напруги в центрі живлення.

Розраховуємо відхилення напруги у будь якій точці мережі та для будь-якого режиму

$$\delta U_y = E_{\Pi} + E_T + \beta(\Delta U_c + \Delta U_{Tp} + \Delta U_H), \quad (3.3)$$

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	124
Змн.3	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

де E_n - добавка напруги в ЦЖ у розглянутому режимі, %;

β - коефіцієнт завантаження (оскільки ми розглядаємо два режими, то приймаємо 1,0 - для режиму максимального навантаження і 0,25 - для мінімального навантаження);

ΔU_{tr} - втрата напруги в трансформаторі у режимі максимального навантаження (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

ΔU_c - втрата напруги у режимі максимальних навантажень у мережі середньої напруги, %;

ΔU_{nn} - допустимі втрати у мережі низької напруги, %.

Втрати потужності в лініях

$$\Delta P_{лТП4-ТП3} = \frac{(P_{ТП4} + \Delta P_{ТП4})^2 + (Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП4})^2}{U_H^2} \cdot r_0 \cdot l_{ТП4-ТП3} \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta P_{лТП4-ТП3} = \frac{(380 + 8,12)^2 + (100 + 14,5)^2}{10^2} \cdot 0,868 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 1,279 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{лТП4-ТП3} = \frac{(P_{ТП4} + \Delta P_{ТП4})^2 + (Q_{ТП4} + \Delta Q_{ТП4})^2}{U_H^2} \cdot x_0 \cdot l_{ТП4-ТП3} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta Q_{лТП4-ТП3} = \frac{(380 + 8,12)^2 + (100 + 14,5)^2}{10^2} \cdot 0,095 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} = 0,140 \text{ кВт}.$$

$$P_{лТП4-ТП3} = P_{ТП4} + \Delta P_{лТП4-ТП3} + \Delta P_{ТП4},$$

$$P_{лТП4-ТП3} = 380 + 1,279 + 4,97 = 386,25 \text{ кВт},$$

$$Q_{лТП4-ТП3} = Q_{ТП4} + \Delta Q_{лТП4-ТП3} + \Delta Q_{ТП4},$$

$$Q_{лТП4-ТП3} = 100 + 0,140 + 0,544 = 100,684 \text{ квар}.$$

Результати розрахунку втрат потужності на інших ділянках зведемо в таблицю 3.2.

Втрати напруги в лініях

$$\Delta U_{ТП4-ТП3} = \frac{(P_{ТП4} \cdot r_0 + Q_{ТП4} \cdot x_0)}{10 \cdot U_H^2} \cdot l_{ТП4-ТП3}, \quad (3.4)$$

$$\Delta U_{\text{ТП4-ТП3}} = \frac{(380 \cdot 0,868 + 100 \cdot 0,095)}{10 \cdot 10^2} \cdot 0,9 = 0,31,$$

Таблиця 3.2 - Втрати потужності в лініях

Втрати потужності в лініях				
Ділянка	ΔP , Вт	ΔQ , вар	P_p , кВт	Q_p , вар
ЦЖ-РП	29,075	5,470	2171,629	874,766
РП-ТП1	6,666	0,730	963,115	374,356
ТП1-ТП2	2,836	0,310	811,679	302,196
ТП2-ТП3	0,873	0,096	535,288	169,549
ТП3-ТП4	1,279	0,140	386,248	100,684

Результати розрахунку втрат напруги на інших ділянках зведемо в таблицю 3.3.

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_T \cdot P_{\text{ТП1}} + x_T \cdot Q_{\text{ТП1}}}{10U_H^2}, \quad (3.5)$$

де r_T - активний опір трансформатора:

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_K \cdot U_{\text{HH}}}{S_H^2} \cdot 10^6,$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{7,6 \cdot 0,38^2}{630^2} \cdot 10^6 = 2,77 \text{ Ом};$$

z_T – повний опір трансформатора, Ом:

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_K \cdot U_{\text{HH}}^2}{100 \cdot S_H} \cdot 10^6,$$

$$z_{\text{тр}} = \frac{5,5 \cdot 0,38^2}{100 \cdot 630} \cdot 10^6 = 12,61 \text{ Ом};$$

Таблиця 3.3 - Втрати напруги на ділянках мережі

Втрати напруги на ділянках мережі		
Ділянка мережі	L, км	ΔU_m , %
ЦЖ-РП	1,7	1,75
РП-ТП1	0,7	0,37
ТП1-ТП2	0,4	0,11
ТП2-ТП3	0,3	0,00
ТП3-ТП4	0,9	0,31

x_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2},$$

$$x_{тр} = \sqrt{12,61^2 - 2,77^2} = 12,3 \text{ Ом.}$$

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{12,3 \cdot 288,08 + 2,77 \cdot 142,7}{10 \cdot 10^2} = 2,55 \text{ \%}.$$

Результати розрахунків на інших ділянках зведемо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 - Втрати напруги в трансформаторах

Трансформатор	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	ΔU_t , %
ТП1	2,77	12,30	12,61	2,55
ТП2	2,77	12,30	12,61	4,76
ТП3	2,77	12,30	12,61	2,51
ТП4	2,77	12,30	12,61	2,28

Вибираємо відгалуження регуляторів напруги розподільчих трансформаторів, згідно з втратами напруги в мережі від підстанції до відповідного трансформатора, для того що б компенсувати втрату напруги, результати зведемо в таблицю 3.5:

Таблиця 3.5 - Втрати напруги від центра живлення до кожного трансформатора

	$\Delta U_m, \%$	$E_T, \%$
ЦЖ-РП	1,271	0
ЦЖ-ТП1	0,610	0
ЦЖ-ТП2	0,293	0
ЦЖ-ТП3	0,144	0
ЦЖ-ТП4	0,310	0

Приймаємо $\Delta U_{\text{трср}} = 3,024$

Надбавка напруги в режимі максимального навантаження вибирається таким чином, що б відхилення напруги в на шини 0,4 кВ найближчого ТП не перевищувало верхній допустимий рівень:

$$E'_{\text{плі}} = \delta U - E_T + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_n),$$

$$E'_{\text{пл1}} = 5 - 0 + 1 \cdot (0 + 3,024 + 0) = 8,024 \%$$

Для режиму мінімальних навантажень необхідно, що б у першого ТП, який має максимальну надбавку напруги, напруга на шини 0,4 кВ не перевищувала верхнього допустимого рівня:

$$E''_{\text{п(в)лі}} = \delta U - E_T + \beta \cdot (\Delta U_c + \Delta U_{\text{тр1}}),$$

$$E'_{\text{п(в)л1}} = 5 + 0 + 0,25 \cdot (0,310 + 3,024) = 5,83\%$$

Для найбільш віддаленого споживача останнього трансформатора з мінімальною надбавкою напруги, відхилення напруги не повинне вийти за границю нижнього допустимого рівня:

$$E''_{\text{п(в)лі}} = \delta U - E_m + \beta \cdot (\Delta U_m + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_n),$$

$$E'_{п(н)Л1} = -5 - 0 + 0,25 \cdot (0,310 + 3,024 + 7,5) = -2,3 \%$$

$E''_{п}$ приймаємо рівною середньому значенню:

$$E''_{п} = \frac{E'_{п(в)Л1} + E'_{п(н)Л1}}{2},$$

$$E''_{п} = \frac{8,024 + (-2,3)}{2} = 2,87 \%$$

Закони регулювання напруги зобразимо графічно (рис. 3.2).

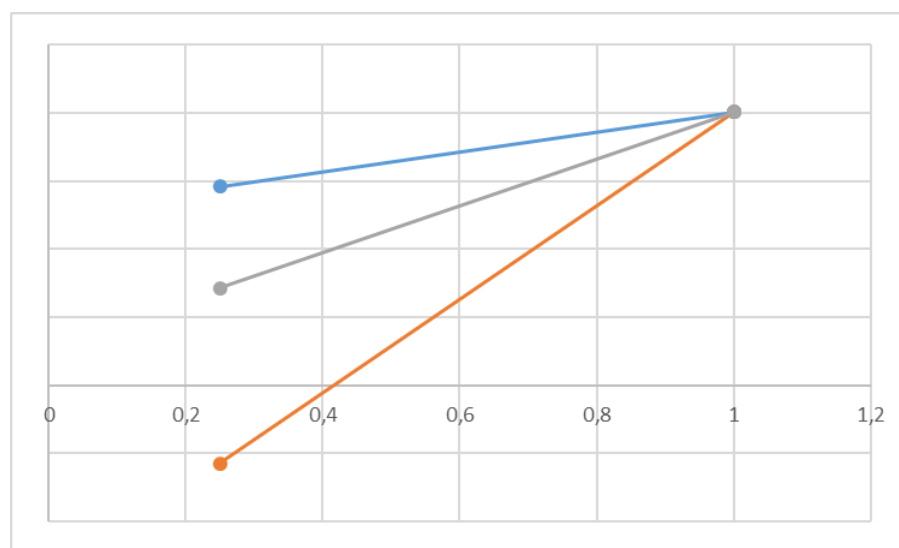


Рисунок 3.2 - Діапазон дії регулятора ЦЖ

3.2 Вплив розосередженої генерації на режим напруг

Поява РГ в СЕП впливає на рівні напруги на затискачах електроприймачів. В першу чергу це відноситься до споживачів, які отримують живлення від розподільних ліній, до вузлів навантаження яких підключається джерело генерації і / або акумуляування електричної енергії. При цьому характер і ступінь впливу даного джерела на рівні напруги залежать від його параметрів і режиму роботи. Окрім цього необхідно враховувати, що поява РГ може як сприяти підвищенню якості електричної енергії в плані забезпечення допустимих відхилень напруги, так і приводити до негативного ефекту.

Ефективність централізованого регулювання напруги залежить від однорідності графіків навантажень споживачів або, принаймні, окремих розподільних ліній, які живляться від одного трансформатора підстанції. Отже, поява в окремих вузлах мережі джерел генерації може в більшій чи меншій мірі впливати на однорідність навантажень як в одну, так і в іншу сторону. Зокрема, негативні наслідки можуть бути пов'язані з використанням РГ переважно в режимі максимальних навантажень, а акумуляування енергії здійснюється в режимі мінімальних навантажень, що значно змінює графік електроспоживання окремого вузла мережі. При цьому можливості впливу засобів централізованого регулювання напруги досить обмежені.

У таких випадках відреагувати на зміну режиму напруги, обумовлене впливом джерел генерації, можна, в основному, тільки змінивши регулювальні відгалуження розподільних трансформаторів, до яких підключаються джерела генерації.

Використання в цьому випадку потенціал трансформатору з регулюванням напруги під навантаженням на підстанції вельми обмежений. Це пов'язано з тим, що закон регулювання напруги на підстанції вибирають на основі аналізу умов роботи всіх споживачів, які отримують від неї живлення. Якщо джерело РГ з'являється тільки в одному вузлі навантаження, то його вплив на режим мережі може виявитися недостатнім для кардинальної корекції закону регулювання напруги в напрямку

необхідної її зміни для урахування специфіки режиму роботи окремого розподільного трансформатора.

Якщо із застосуванням РГ графік навантаження окремої лінії істотно змінюється (збільшується його неоднорідність щодо графіків навантаження інших ліній), то спроба створення нового збалансованого (з урахуванням інтересів всіх споживачів) закону регулювання напруги в центрі живлення може привести до погіршення режиму напруг і у споживачів, безпосередньо не пов'язаних з впровадженням РГ, навіть тих, які отримують живлення від інших розподільних ліній.

Важливою складовою проблеми оптимального регулювання напруги в системах електропостачання з джерелами РГ є питання про адекватне інформаційне забезпечення, необхідне для її ефективного вирішення.

Вирішити задачу оптимізації напруги в СЕП з джерелами РГ на основі аналізу лише двох режимів в більшості випадків неможливо в силу неоднорідності графіків навантажень, яка при цьому виникає. Однак в методичному плані спільний аналіз режиму максимальних навантажень (в припущенні, що саме на цьому відрізку часу працює джерело генерації) і

режиму мінімальних навантажень (особливо, якщо в складі устаткування, яке при цьому використовується є і пристрій, що акумулює енергію і працює в даний період часу) дозволить оцінити зміни в рівнях напруги, що відбуваються в певних точках електричної мережі при інтеграції засобів РГ. Отримані при цьому результати в подальшому можуть бути використані при розробці алгоритму вибору відгалужень розподільних трансформаторів і закону регулювання напруги в центрі живлення з урахуванням фактичного характеру навантажень споживачів і режиму роботи джерела РГ, що буде можливим при наявності відповідного інформаційного забезпечення.

Зміну рівнів напруги в характерних точках мережі зручно аналізувати за допомогою спеціальних картограм. Так, для умовної лінії РМ (рисунок 3.3) характер зміни напруги відповідно для режиму максимальних і мінімальних навантажень, що відображається ламаними лініями, представленими на рисунках 3.4 і 3.5.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	131
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

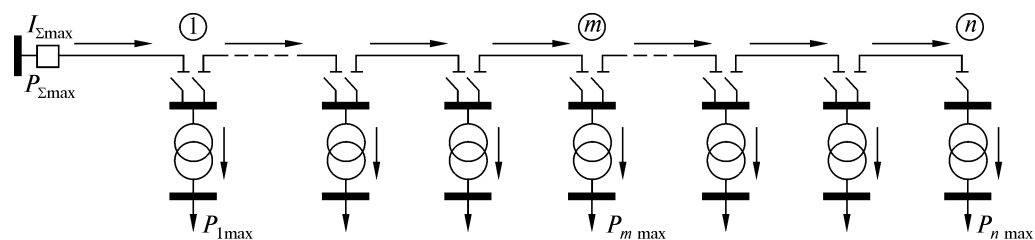


Рисунок 3.3 - Умовна лінія РМ

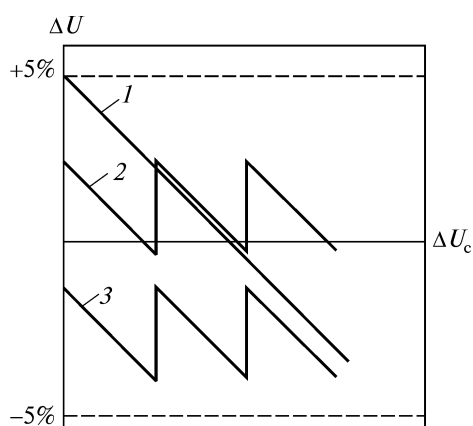


Рисунок 3.4 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень: 1 - уздовж лінії РМ; 2 - на шинах н.н ТП; 3 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н.

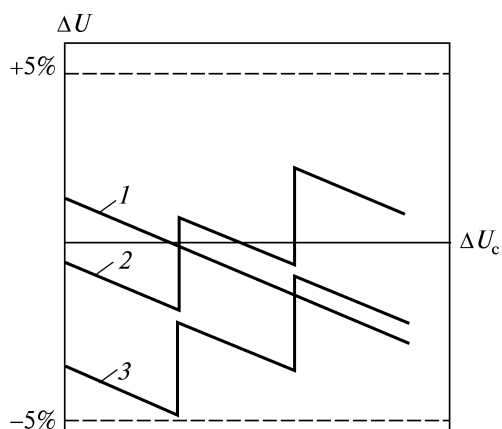


Рисунок 3.5 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі мінімальних навантажень: 1 - уздовж лінії РМ; 2 - на шинах н.н ТП; 3 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н.

Очевидно, що поява в вузлах мережі джерел РГ, які підключені на стороні 0,4 кВ розподільних трансформаторів, призводить до зміни режиму напруги практично в усіх точках мережі.

При цьому характер і ступінь такого впливу залежить від параметрів, точки підключення і режиму роботи зазначеного джерела генерації.

Припустимо, що джерело РГ працює в період максимальних навантажень в мережі, що дозволяє здійснити аналіз тільки одного режиму її роботи. Як вже зазначалось, можна розглянути три характерних (з точки зору впливу на режим електричної мережі) умови роботи джерела РГ: 1) без видачі електроенергії в розподільну мережу;

2) з видачею електроенергії в розподільну мережу, але без зміни в останній напрямку поточкорозподілу; 3) з видачею електроенергії в розподільну мережу при появі на її окремих ділянках реверсивних потоків потужності.

Очевидно, що в першому випадку вплив джерела РГ проявиться в зниженні втрати напруги в трансформаторі, до шин якого підключений генератор, а також на всіх ділянках мережі, розташованих між центром живлення і зазначеним розподільним трансформатором (рисунок 3.6).

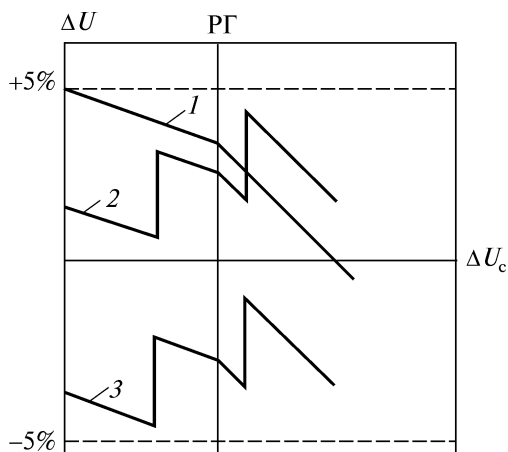


Рисунок 3.6 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень при наявності джерела РГ, підключеного до шин н.н ТП і працюючого без видачі електроенергії в РМ

У другому випадку в розподільному трансформаторі, до якого підключене джерело генерації, втрата напруги має від'ємне значення. Крім того, має місце зменшення втрати напруги на ділянках РМ, розташованих між центром живлення і трансформатором з джерелом РГ, яке ймовірно в цьому випадку буде проявлятися в більшій мірі (рисунок 3.7).

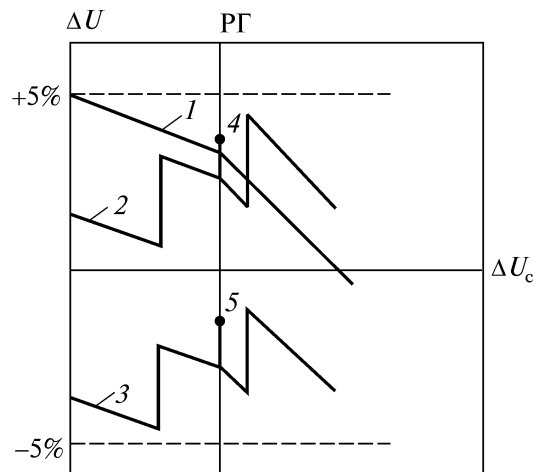


Рисунок 3.7 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень при наявності джерела РГ, підключеного до шин н.н ТП за умов генерації електроенергії в РМ: 1 - уздовж лінії РМ; 2 - на шинах н.н ТП; 3 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н; 4 - на шинах н.н ТП з джерелом РГ; 5 - у віддаленого споживача мережі н.н ТП з джерелом РГ.

У третьому випадку від'ємне значення втрати напруги має місце не тільки в трансформаторі, до шин якого під-укладений джерело генерації, але і на ділянках РМ, де з'явилися реверсивні потоки потужності (рисунок 3.8).

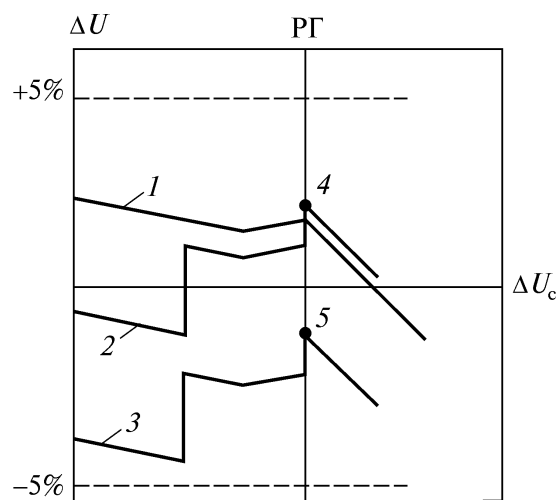


Рисунок 3.8. - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень при наявності джерела РГ, підключеного до шин н.н ТП, яке працює з генерацією електроенергії в РМ та обумовлює появу в ній реверсивних потоків потужності.

Залежно від конкретних умов впровадження (в плані врахування вже існуючих параметрів засобів регулювання напруги) і характеру впливу на режим джерел генерації, які додатково підключаються, можуть скластися різні умови роботи електричної мережі, пов'язані із застосуванням РГ.

Очевидно, що при появі РГ найбільш привабливою є ситуація, коли в початковому стані у ряду споживачів розподільної лінії напруги виходять за допустимі межі і за допомогою централізованого регулювання не вдається поліпшити якість електричної енергії. Застосування РГ дає можливість (наприклад, за рахунок зменшення втрати напруги на окремих ділянках мережі) домогтися виконання чинних стандартів (рисунок 3.9).

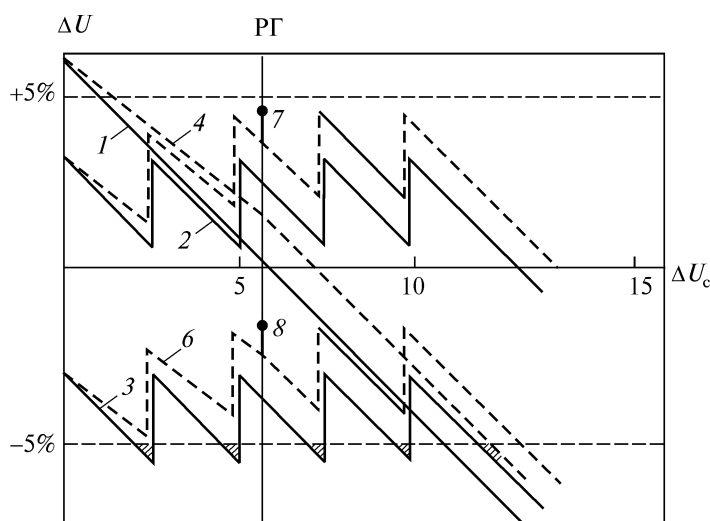


Рисунок 3.9 - Картограма зміни напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень: 1 - уздовж лінії РС (без джерела РГ); 2 - на шинах н.н. ТП (без джерела РГ); 3 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н (без джерела РГ); 4 - уздовж лінії РС (з джерелом РГ); 5 - на шинах н.н. ТП (з джерелом РГ); 6 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н. (з джерелом РГ); 7 - на шинах н.н. ТП, до якої підключено джерело РГ; 8 - у найбільш віддаленого споживача мережі н.н. ТП, до якого підключено джерело РГ

У деяких випадках досягти позитивного результату при приєднанні РГ не вдається (рисунок 3.10). Тоді для забезпечення нормованих відхилень напруги необхідно змінити параметри засобів централізованого регулювання напруги (наприклад,

положення відгалужень ПБЗ розподільних трансформаторів - рисунок 3.11).

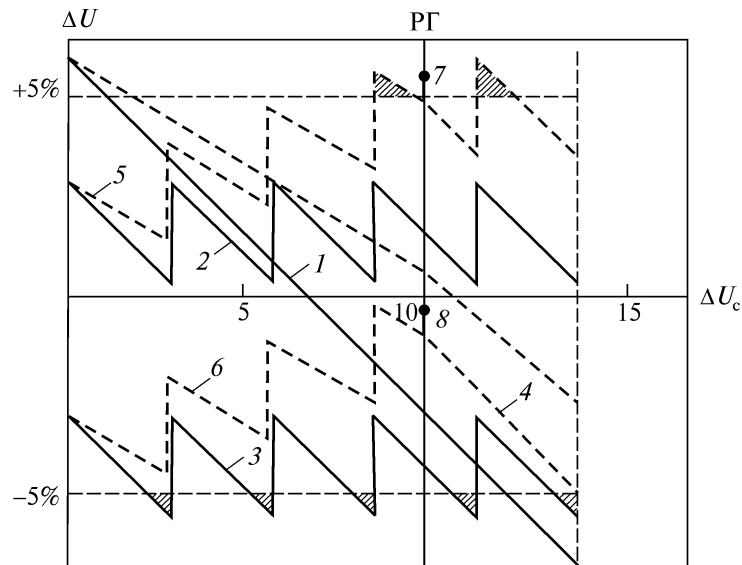


Рисунок 3.10 - Картограма змін напруги в характерних точках РС в режимі максимальних навантажень

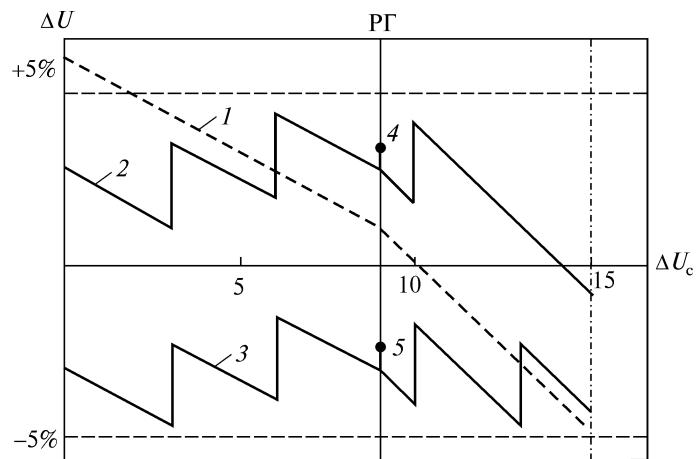


Рисунок 3.11 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень після зміни відгалужень ПБЗ розподільних трансформаторів: 1 - уздовж лінії РМ (з джерелом РГ); 2 - на шинах н.н. ТП (з джерелом РГ);

3 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н. (з джерелом РГ); 4 - на шинах н.н. ТП, до якої підключено джерело РГ; 5 - у найбільш віддаленого споживача мережі н.н ТП, до якого підключено джерело РГ

Нейтральним можна вважати випадок, коли застосування РГ не впливає на якість електричної енергії. Тут як у початковому режимі, так і після інтеграції в мережу джерела генерації відхилення напруги не виходять за допустимі межі навіть

без переналаштування параметрів засобів централізованого регулювання напруги (рис. 3.12).

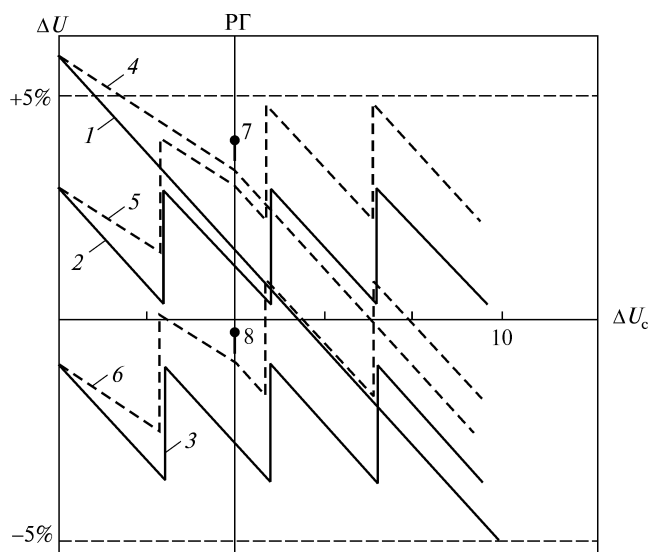


Рисунок 3.12 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень.

У багатьох випадках внаслідок застосування РГ можуть виникнути складності при забезпеченні допустимих відхилень напруги, навіть якщо в початковому режимі вони відповідали чинним нормам (рисунок 3.13). У ряді ситуацій для вирішення завдання забезпечення припустимих відхилень напруги буде потрібно кардинально змінювати значення параметрів засобів регулювання напруги (рисунок 3.14), але при цьому вже буде недостатньо обмежитися розглядом лише режимів максимальних і мінімальних навантажень, а потрібно буде здійснити аналіз і інших режимів, враховуючи характер впливу на них джерел РГ.

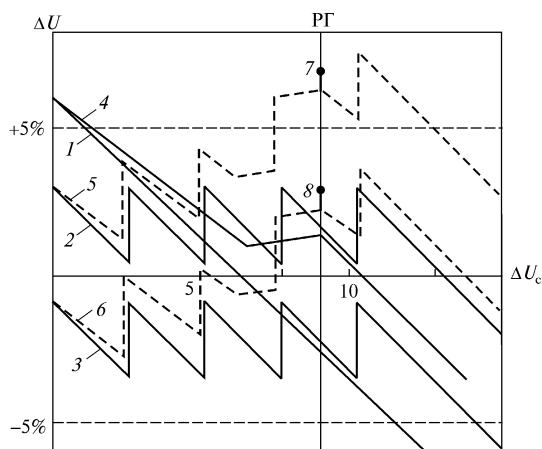


Рис. 3.13 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень

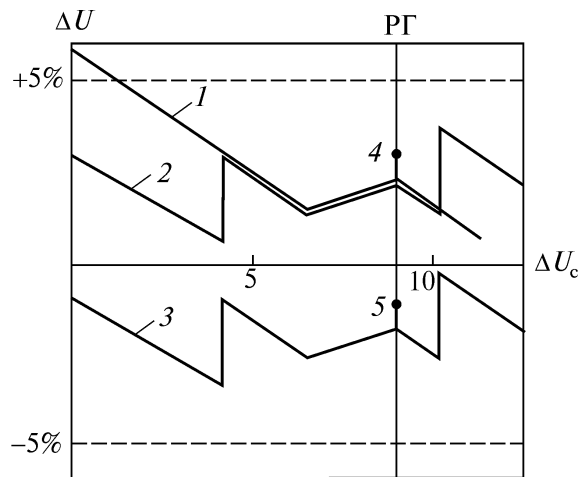


Рисунок 3.14 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень після зміни відгалужень ПБЗ розподільних трансформаторів

Найнесприятливіші ситуації виникають у випадках, коли відхилення напруги у початковому режимі відповідають усім нормам, а при появі джерел РГ починають виходити за допустимі межі і це неможливо усунути за

допомогою засобів централізованого регулювання напруги (рисунок 3.15). Як видно з картограми, наведеної на рисунку 3.16, спроба в цьому випадку змінити регульовальні відгалуження розподільних трансформаторів і знизити напругу в центрі живлення не призводить до досягнення необхідного результату.

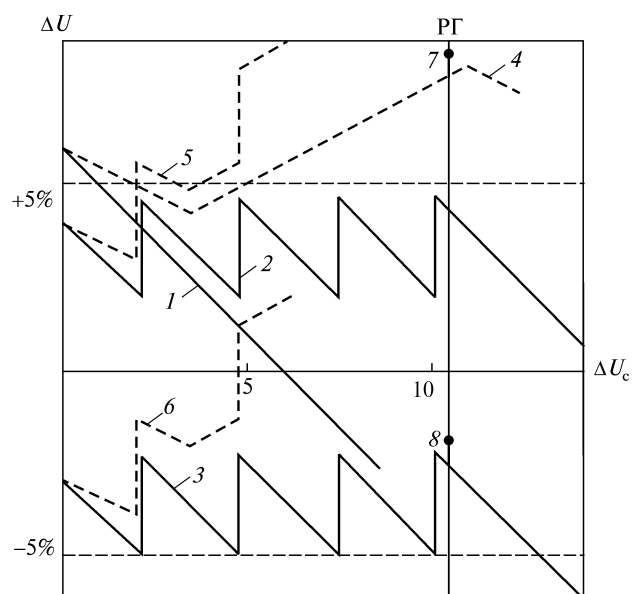


Рисунок 3.15 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ в режимі максимальних навантажень

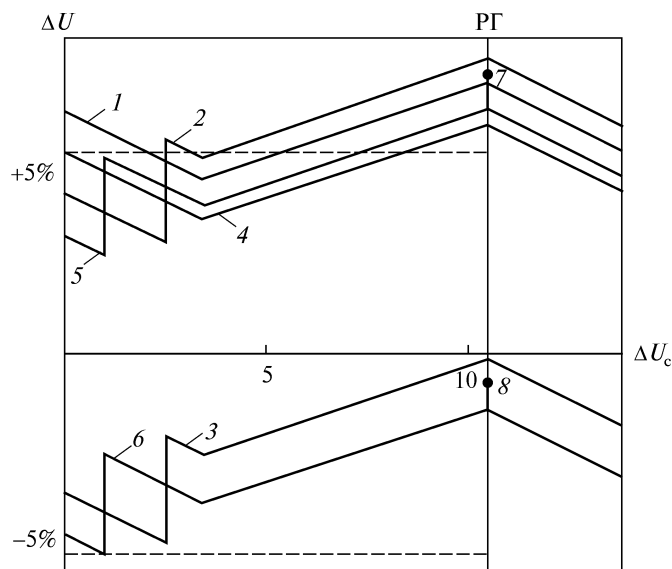


Рисунок 3.16 - Картограма змін напруги в характерних точках РМ з джерелом РГ в режимі максимальних навантажень після зміни параметрів засобів регулювання напруги: 1 - уздовж лінії РМ (після зміни регулювальних відгалужень розподільних трансформаторів);

2 - на шинах н.н. ТП (після зміни відгалужень ПБЗ розподільних трансформаторів); 3 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н. (після зміни регулювальних відгалужень розподільних трансформаторів); 4 - уздовж лінії РМ (після зміни закону регулювання напруги); 5 - на шинах н.н. ТП (після зміни закону регулювання напруги); 6 - у найбільш віддалених споживачів мережі н.н. (після зміни закону регулювання напруги).

З наведених вище прикладів випливає, що в багатьох випадках для досягнення позитивного результату або переконання в неможливості успішного вирішення завдання забезпечення нормованих відхилень напруги необхідно змінити існуючі регулювальні відгалуження розподільних трансформаторів і вибрати новий закон регулювання напруги в центрі живлення з урахуванням впливу джерел РГ на всі режими електричних мереж. Для цієї мети може бути використаний відповідний алгоритм.

3.3 Особливості регулювання напруги при наявності розосередженої генерації

Алгоритм визначення оптимальних параметрів засобів централізованого регулювання напруги у РМ полягає у наступному. Вважають, що існує рівень напруги, при якому забезпечуються оптимальні умови роботи електрообладнання. У якості оптимальної розглядають номінальну напругу. Так як забезпечити номінальну напругу для всіх електроприймачів неможливо, завдання формують таким чином, щоб в кожен момент часу рівень напруги, найбільш близький до її оптимального значення, підтримувався в точці мережі, що отримала назву «центр електричних навантажень». Для цього послідовно визначають ряд характерних величин.

Спочатку для всіх моментів часу t ($t = 1, \dots, T$), для кожного n -го ($n = 1, \dots, N$) розподільного трансформатора, який живиться від певної секції шин підстанції, з урахуванням кожного j -го ($j = 1, \dots, m_n$) споживача визначають середньозважену по потужності втрату напруги від шин н. н. до умовного центру його електричних навантажень ($\Delta U_{cm,t}$). На наступному етапі знаходять середньозважену по енергії втрату напруги від шин підстанції до так званого центру навантаження кожного n -го ($n = 1, \dots, N$) розподільного трансформатора (ΔU_{sn}). Отримане значення може служити для вибору регулювальних відгалужень розподільних трансформаторів.

При цьому виходять з того, що як тільки значення ΔU_{sn} для деякого розподільного трансформатора перевищить значення певного ступеню регулювання напруги (E_{TR}), на даному трансформаторі необхідно змінити відповідним чином положення відгалуження. Припускають, що виконання цього етапу дозволить «в середньому» забезпечити рівні напруги, найбільш близькі до оптимальних значень для всієї сукупності низьковольтних споживачів. Компенсація добових змін навантаження і відповідно втрат напруги в елементах мережі забезпечується вибором закону регулювання напруги в центрі живлення.

При визначенні його параметрів вважають, що бажана добавка напруги в центрі живлення (E_{Π}) в кожен момент часу t повинна дорівнювати сумі

середньозважених по потужності втрат напруги від шин підстанції до центру навантажень всіх N розподільних трансформаторів. При цьому в розрахунках зазначеної величини враховують втрати напруги в РМ до конкретного розподільного трансформатора, втрати напруги в трансформаторі і в його низьковольтній мережі, а також обрані на попередньому етапі добавки напруги E_{TR} .

Таким чином, для визначення параметрів і режиму роботи відповідних засобів регулювання напруги в умовах застосування РГ згідно розглянутої вище методикою першочергово знаходять середньозважену по потужності втрату напруги від шин низької напруги кожного розподільного

трансформатора до його центру навантажень:

$$\Delta U_{Cnt} = \frac{\sum_{m_n=1}^{M_n} \Delta U_{m_n t} P_{m_n t}}{\sum_{m_n=1}^{M_n} P_{m_n t}}, t = 1, \dots, T. \quad (3.6)$$

де $\Delta U_{m_n t}$ - втрата напруги в мережі низької напруги до m -го споживача потужністю $P_{m_n t}$ n -го ТП в t -м режимі; M_n - кількість споживачів n -го ТП.

При цьому, якщо припустити, що в умовах застосування РГ відповідні джерела енергії приєднані безпосередньо до шин низької напруги розподільних трансформаторів, то втрату напруги до їх центру навантажень можна визначити аналогічним чином. Дана умова не залежить ні від потужності джерел генерації, ні від режиму їх роботи.

Втрату напруги в розподільних трансформаторах (ΔU_{Tkt}) з приєднаними до них джерелами розподіленої генерації ($k = 1, \dots, K$) корегують так:

$$\Delta U_{Tkt}^{(f)} = \Delta U_{Tkt} - \frac{P_{fk} R_k}{10 U_{kt}^2} [\%], t = t_f, \dots, T_f, \quad (3.7)$$

де ΔU_{Tkt} - втрата напруги в k -м розподільному трансформаторі в t -м режимі без використання в мережі джерел РГ; U_{kt} - напруга на шинах В.Н. k -го трансформатора в t -му режимі; P_{fk} - потужність джерела РГ, розміщеного в k -му вузлі

мережі; t_f, \dots, T_f , - час роботи джерела генерації; R_k - опір трансформатора, наведений до напруги первинної обмотки.

Вплив джерел РГ на втрати напруги від шин підстанції до вузлів РМ залежить від взаємного розташування трансформатора n ($n = 1, \dots, N$) і трансформаторів k ($k = 1, \dots, K$), до яких підключені джерела генерації. В період роботи джерел генерації та певного розвантаження мережі втрати напруги до n -ї ТП обчислюють так:

$$\Delta U_{Lnt}^{(t)} = \Delta U_{Lnt} - P_{kft} \sum_{i \in \Pi k, n} \frac{R_i}{10U_{it}^2} [\%], \quad n = 1, \dots, N, \quad t = t_f, \dots, T_f, \quad (3.8)$$

де ΔU_{Lnt} - втрата напруги в лінії до n -го трансформатора в t -му режимі до установки джерел РГ; R_i - опір i -ої ділянки мережі; U_{it} - напруга на i -ій ділянці мережі в t -ме режимі; $i \in \Pi k, n$ означає, що підсумовуються опору R_i тільки тих ділянок, які одночасно перебувають на шляху живлення вузлів навантаження n й k ; P_{kft} - потужність джерела генерації в t -й період часу ($t = t_f, \dots, T_f$), який розміщений в k -му вузлі мережі.

При наявності декількох джерел генерації, розміщених в різних вузлах мережі, послідовно корегують значення втрат напруги, враховуючи по черзі вплив кожного з джерел.

Результати (3.6) - (3.8) служать для визначення середньозважених по енергії значень втрат напруги від центру живлення до центру навантаження кожного розподільного трансформатора і вибору положень їх відгалужень ПБЗ. Для вузлів навантаження без джерел РГ корекція початкового значення ΔU_{Sn} буде залежати тільки від зміни поточкорозподілу на відповідних ділянках РМ. Відповідно

$$\Delta U_{Sn}^{(f)} = \frac{\sum_{t=1}^T \Delta U_{\Sigma nt} P_{nt} - \sum_{i \in \Pi k, n} R_i \left(\sum_{t=t_f}^{T_f} \frac{P_{kft}}{10U_{it}^2} \right) P_{nt}}{\sum_{t=1}^T P_{nt}}$$

де $\Delta U_{\Sigma nt}$ - сумарні втрати напруги від шин підстанції до центру навантаження n -го ТП в t -му режимі без урахування впливу джерел РГ.

При формуванні аналогічного виразу для вузлів навантаження, де встановлені джерела РГ, попередньо визначимо зміну всіх складових втрат напруги для окремих елементів мережі.

Як показано вище, втрати напруги в мережі низької напруги від шин розподільного трансформатора до його центру навантаження, що визначаються відповідно до (3.6), після підключення (безпосередньо до шин ТП) джерела генерації не зміняться. В цьому випадку $\delta(\Delta U_{ckt}) = 0$.

У розподільному трансформаторі після підключення до шин джерела РГ, якщо не припускати при цьому можливість передавання електричної енергії в РМ, втрати напруги зміняться на величину

$$\delta(\Delta U_{Tkt}^{(f)}) = -\frac{P_{kft} R_k}{10U_{kt}^2}, t = t_f, \dots, T_f.$$

Якщо в період роботи джерела розподіленої генерації виникають реверсивні потоки потужності через розподільний трансформатор, то зміна в ньому втрати напруги можна оцінити наступним чином:

$$\delta(\Delta U_{Tkt}^{(f)}) = \frac{(P_{kft} - P_{kt}) R_k}{10U_{kt}^2}, t = t_f, \dots, T_f.$$

Необхідно відзначити, що даний вираз носить універсальний характер, його можна використовувати в розрахунках навіть у випадках, коли не передбачають появу в трансформаторах реверсивних потоків потужності. Крім того, наведену розрахункову формулу зручно застосовувати, коли в період роботи джерела РГ напрямок потоків потужності через розподільний трансформатор може неодноразово змінюватися.

Для розподільних ліній при відсутності реверсивних потоків потужності згідно (3.8) знаходимо

$$\delta(\Delta U_{Lkt}^{(f)}) = -\sum_{i \in \Pi_k} \frac{P_{kft} R_i}{10U_{it}^2}, t = t_f, \dots, T_f.$$

Складніше визначити зміни втрати напруги на ділянках РМ в разі появи реверсивних потоків потужності на окремих з них в деякі періоди часу. В цьому випадку для виконання відповідних розрахунків потрібно більше інформації. Тоді

$$\delta(\Delta U_{Lkt}^{(f)}) = - \sum_{i \in \Pi_k} \frac{R_i}{10U_{it}^2} \left(\sum_{j \in \Pi_i} P_{jt} - P_{kft} \right),$$

де R_i - опір i -ої ділянки мережі; $i \in \Pi_k$ означає, що розглядаються всі ділянки мережі, які знаходяться на шляху живлення вузла мережі k з джерелом РГ; P_{jt} - навантаження j -го вузла мережі в момент часу t ; $j \in \Pi_i$ означає, що розглядають всі вузли мережі j , які отримують живлення від i -ї ділянки мережі; P_{kft} - потужність, що генерується джерелом РГ в момент часу t ; U_{it} - напруга на i -ій ділянці мережі в момент часу t .

Запишемо вираз для визначення середньозважених по енергії значень втрати напруги від підстанції до центрів навантаження трансформаторів з джерелами РГ у вигляді

$$\Delta U_{Sk}^{(f)} = \frac{\sum_{t=1}^T \Delta U_{\Sigma kt} P_{kt}}{\sum_{t=1}^T P_{kt} - (T_f - t_f) P_f} + \frac{\sum_{t=t_f}^{T_f} \delta(\Delta U_{Tkf}^{(f)}) P_{kt}}{\sum_{t=1}^T P_{kt} - (T_f - t_f) P_f} + \frac{\sum_{t=t_f}^{T_f} (\Delta U_{Lkt}^{(f)}) P_{kf}}{\sum_{t=1}^T P_{kt} - (T_f - t_f) P_f}. \quad (3.9)$$

У разі розміщення в мережі декількох джерел РГ розрахунки відповідно до (3.9) проводять послідовно, розглядаючи по черзі вплив кожного з них.

При визначенні закону регулювання напруги в центрі живлення необхідні параметри обчислюють незалежно для інтервалів часу, відповідних функціонуванню обладнання, що генерує потужність, а також роботі розподільної мережі при відключених джерелах РГ. Для періоду функціонування обладнання, яке генерує електричну енергію, $t = t_f, \dots, T_f$ маємо

$$E_{\Pi t} = \frac{\sum_{n=1, n \neq k}^N (E_{TRn} - \Delta U_{\Sigma nt} + \sum_{i \in \Pi k, n} R_i \frac{P_{kft}}{10U_{it}^2}) P_{nt}}{\sum_{n=1}^N P_{nt}} +$$

$$+ \frac{[E_{TRk} - \Delta U_{\Sigma kt} + \delta(\Delta U_{Lkt}^{(f)}) + \delta(\Delta U_{Tkt}^{(f)})] P_{kt}}{\sum_{n=1}^N P_{nt}}, \quad t = t_f, \dots, T_f,$$

а для інших проміжків часу –

$$E_{\Pi t} = \frac{\sum_{n=1}^N (E_{TRn} - \Delta U_{\Sigma nt}) P_{nt}}{\sum_{n=1}^N P_{nt}}, \quad t = 1, \dots, t_f - 1, T_f + 1, \dots, T.$$

Розглянуту вище модифіковану методику вибору параметрів засобів регулювання напруги можна використовувати і в більш складних (з точки зору ступеня впливу на режими електричних мереж) ситуаціях застосування РГ, наприклад при наявності в мережі одночасно пристроїв, які генерують й акумулюють електричну енергію та функціонують в різні проміжки часу. Однак при цьому можливе ще більше зниження ефективності регулювання напруги трансформаторами з РПН, оскільки необхідний закон регулювання стає більш-менш нелінійним. Це неможливо реалізувати при орієнтації на типові для вітчизняних СЕП апаратне обладнання.

У будь-якому випадку складно кількісно оцінити вплив джерел РГ на якість (з точки зору допустимості відхилень напруги) електричної енергії. Зазвичай при вирішенні задач оптимізації режиму напруг в якості кількісної оцінки ефективності використовують обсяг електроенергії, яка споживається при відхиленнях напруги, що виходять за допустимі межі. Очевидно, що така характеристика не тільки не є нормативною, але й не дозволяє досить адекватно описати всі нюанси, що виникають при застосуванні РГ, тому її використання в такій ситуації є недостатньо обґрунтованим.

2.4 Додаткові засоби регулювання напруги при наявності розосередженої генерації

При приєднанні ДРГ до окремих розподільних ліній у багатьох випадках важко реалізувати централізоване регулювання напруги при якому будуть забезпечені нормовані відхилення напруги для усіх споживачів, що отримують живлення від трансформатора підстанції у будь-якому режимі. У таких ситуаціях аргументованим кроком буде впровадження додаткових місцевих засобів регулювання напруги. Світова практика свідчить, що у якості таких засобів є доцільним використання лінійних регуляторів напруги.

Лінійні регулятори (ЛР) призначені для створення в мережі додаткової ЕРС. Ця ЕРС складається з вектором напруги мережі і змінює його. Таким чином виконується регулювання напруги мережі. Вони застосовуються коли регульовального діапазону пристрою РПН силового трансформатора не вистачає для підтримки необхідного рівня напруги в мережі. Лінійні регулятори можуть вмикатися послідовно обмотці силового трансформатора (рисунок 3.17 а) і на відхідних лініях електропередач (рисунок 3.17 б).

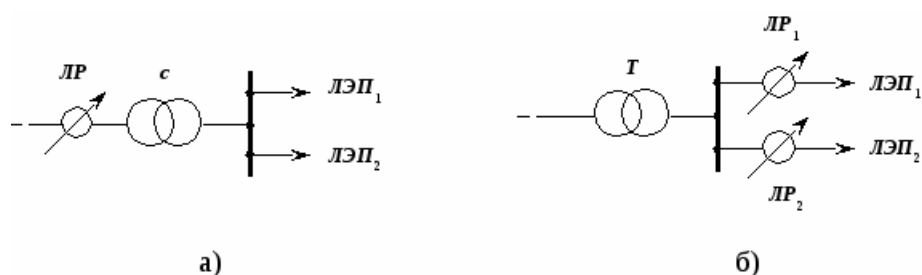


Рисунок 3.17 - Установка ЛР в мережі

Схема лінійного регулятора на рисунку 3.18. Лінійний регулятор складається з двох трансформаторів: живильного трансформатора 1 і послідовного трансформатора 2. Первинна обмотка 3 живильного трансформатора є живильною. Вона може бути включена і на фазну А - 0 і на лінійну напругу (А - В, А - С). Вторинна обмотка 4 живильного трансформатора має таке ж перемикаючий

пристрій 5 як і трансформатор з РПН. Один кінець первинної обмотки 6 послідовного трансформатора приєднаний до середньої точки вторинної обмотки живильного трансформатора. Інший до перемикального пристрою.. Вторинна обмотка 7 послідовного трансформатора з'єднана послідовно з обмоткою вищої напруги силового трансформатора. Додаткова ЕРС в обмотці 7 складається з ЕРС силового трансформатора і змінює її.

Ця ЕРС залежить:

- від величини напруги живлення;
- від фази напруги живлення;
- від коефіцієнта трансформації ЛР.

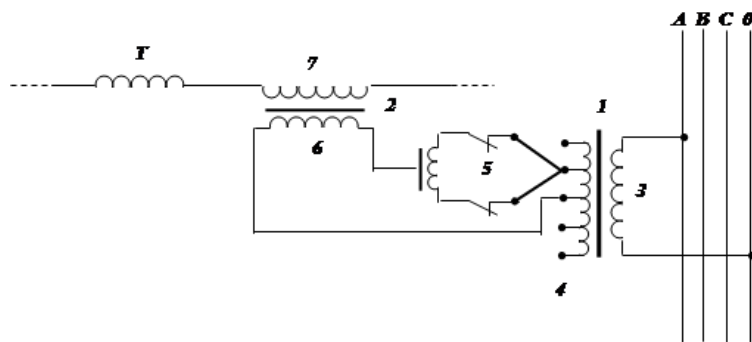


Рисунок 3.18 - Схема лінійного регулятора

Включаючи первинну обмотку напруги трансформатора в різні фази мережі, отримують різні напруги на виході регулятора. У ЛР виконується пофазні регулювання. Виконаємо побудову векторних діаграм для фази А.

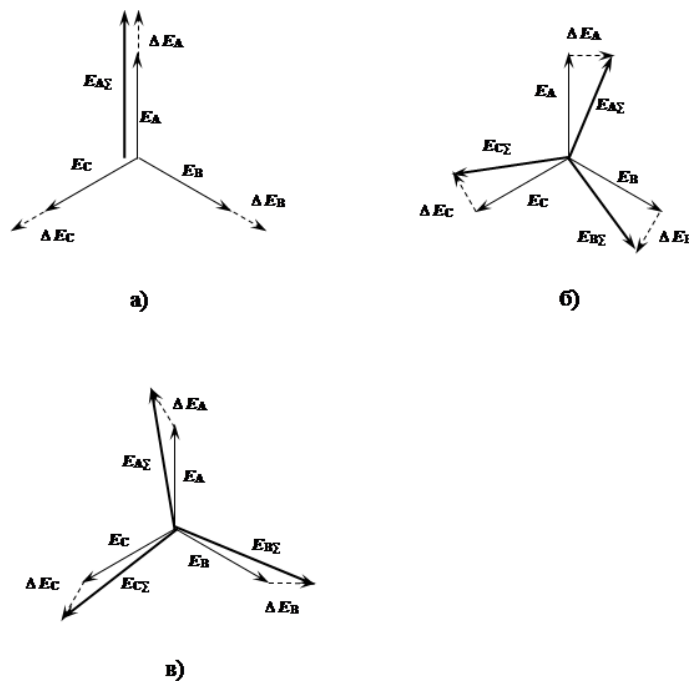


Рисунок 3.19- Регулювання напруги ЛР:а)-по модулю;б)-по фазі;в)-по модулю і фазі.

Коли первинна обмотка включена на фазу 0 - А, то ЕРС обмотки вищої напруги силового трансформатора з допомогою ЛР регулюється по модулю (рис. 3.19 а). При такому регулюванні додаткова ЕРС ЛР ΔE збігається по фазі з фазними напругами мережі. Таке регулювання називається поздовжнім. Коефіцієнт трансформації - дійсна величина.

Якщо обмотка 3 живильного трансформатора ввімкнена на лінійну напругу В - С, то результуюча ЕРС обмотки силового трансформатора та вторинної обмотки 7 послідовного трансформатора змінюється по фазі (рис. 3.19 б). При цьому ЕРС силового трансформатора та додаткова ЕРС виявляються зсунутими на кут 90° . Таке регулювання називається поперечним.

При включенні обмотки 3 на фази А і В, виконується поздовжньо - поперечне регулювання. Вектор додаткової ЕРС направлений уздовж лінійних напруг. Коефіцієнт трансформації є комплексною величиною. ЛР великої потужності виконуються трифазними потужністю 16 - 100 МВ · А з пристроєм РПН 15% напругою 6 - 35 кВ. На напруга 35 - 150 кВ ЛР виконуються потужністю 92 - 240 МВ · А. У мережах 6 - 10 кВ ЛР виконуються у вигляді автотрансформаторів.

Послідовне включення може мати такі функції як:

- силовий трансформатор здійснює регулювання напруження по одній з груп ліній. При цьому економиться один ЛР. Але діапазон регулювання ЛР повинен бути досить великим, щоб забезпечити необхідний рівень напруги у електроприймачів;
- силовий трансформатор виконує стабілізацію напруги на шинах підстанції на середньому рівні. Діапазон регулювання ЛР в цьому випадку може бути знижений. Таке регулювання дозволяє істотно знизити потужність ЛР. Регулювання напруги повинно виконуватися в певній послідовності. Так як силовий трансформатор здійснює стабілізацію напруги, а лінійний регулятор - регулювання на відхідних ЛЕП, то витримка часу лінійного регулятора повинна бути більше, ніж у пристрої РПН силового трансформатора. Це дозволяє зменшити число перемикачів у лінійного регулятора усуненням загальних перемикачів за допомогою РПН трансформатора.

Висновки до розділу 3

В цьому розділі було проведено аналіз особливостей регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії. Було визначено, що в цьому плані введення в РГ в СЕП має як переваги так і недоліки. Було запропоновано зміни до традиційного підходу до визначення параметрів засобів централізованого регулювання напруги, що дозволяє врахувати вплив різноманітних розосереджених джерел генерування та акумулювання енергії. Розглянуті можливість та доцільність використання в окремих випадках місцевих засобів регулювання напруги.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ П/СТ НАПРУГОЮ 10/0.4 кВ

4.1 Загальна характеристика об'єкта

Таблиця 4.1. Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Трансформатор-на підстанція	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі	Приміщення з підвищеної небезпеки	Категорія Г

Таблиця 4.2. Показники технічних характеристик трансформатора

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Трансформатор ТМ-630	Напруга	10/0,4 кВ
	Потужність	630 кВА
	Маса	2 200 кг
	Габаритні розміри	154x108x189 см
	Маса і марка масла	650 кг, Т-1500У
	Маркування	ТМ-630/10/0,4

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ						
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							
Розроб.		Прокопець Я.С.			Охорона праці та пожежна безпека під час експлуатації п/ст напругою 10/0.4 кв			Літ.	Арк.	Акрушів	
Перевір.		Третьякова Л.Д.								151	
Реценз.								ІЕЕ, ОЕ-п81			
Н. Контр..		Прокопенко І.Д.									
Затверд.											

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт

Під час проведення робіт з експлуатації підстанції напругою згідно з [17].

На боці 10 кВ є дві секції шин, що живляться від двох ліній 10 кВ, що дає можливість встановлювати по стороні 10 кВ АВР. Високовольтне обладнання розміщено в осередках типу КСО.

На стороні 0,4 кВ так само передбачаються дві секції шин, що значною мірою підвищує надійність електропостачання споживачів і можливість обслуговування силових трансформаторів без відключення споживачів.

Під час експлуатації будуть проводитись наступні роботи в такому порядку:

- Технічний контроль;
- Обслуговування;
- Ремонт електроустановок;

Основні характеристики виконання і послідовності робіт наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Технічний контроль	в ручну	періодично впродовж усього року	7 осіб	Не менш як IV
Обслуговування	Транспорт, в ручну	періодично впродовж усього року	7 осіб	Не менш як IV
Ремонт електроустановок	Транспорт, в ручну	одноразово	7 осіб	Не менш як IV

4.3 Визначення показників умов праці

В даному випадку до показників умов праці відноситься конструктивні особливості внутрішнього приміщення ТП такі як: мікроклімат, важкість та напруженість праці при монтажу обладнання, освітлення, шум.[18],[19].

Освітлення робочого місця штучне робоче, заздалегідь встановлене в приміщенні де буде експлуатуватися обладнання.

Найважливіші показники умов праці наведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату приміщення КТП	Температура повітря Вологість	(-15...+40)С (40...60) %
Важкість праці	Переміщення електроінструменту Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 3 кг «стоячи», «стоячи зігнувшись» 55 Вт,(250...300)(Вт·год) ІІа категорія [35]
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	50 % робочого часу 60 % робочого часу 1 зміна, 8 годин 40 % робочого часу ІІ категорія [35]
Освітлення	Штучне	300 лк [5]
Напруга	Ізольований шинопровід трансформатора	10 кВ
		0,4 кВ

4.4 Визначення та оцінка небезпек і ризиків виникнення нещасних випадків.

Таблиця 4.5. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Категорія небезпек	Найменування небезпеки	Рівень ймовірності нещасного випадку	Оцінка рівня ризику	Група ризику
Фізичні	Електричного походження	Імовірний	Катастрофічний	I
	Шум	Малоймовірний	Низький	IV
	Нагріті поверхні	Малоймовірний	Низький	IV
Хімічні	Нафтопродукти	Рідкий	Значний	III

4.5 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

Всі небезпечні і шкідливі чинники, які можуть бути при експлуатації обладнання наведені в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	10 кВ	6 В
	0,4 кВ	6 В
Струм	57,73 А	0,6 мА
Електрична дуга	Під час комутацій	Небезпечний
Хімічні речовини		
Нафтопродукти	Трансформаторне масло	Шкідливе
Оцінка умов праці	Шкідливі I категорії	

4.6 Техніко-організаційні заходи

Територія ТП вже огорожена забором і не має доступу для людей, які не мають ключа від огорожі, дверей ТП. Додатково для експлуатації даного обладнання було розроблено технічні і організаційні заходи наведені в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Від прямого дотику		
Ізоляція	Трансформаторне масло	T-1500У
Огороджувальний засіб	Огорожа трансформатора	Сітчаста, висота 2 м, відстань від ЕУ 1.5 м, механічне блокування входу
Безпечне розміщення струмовідних частин	Висота підвісу ПЛ 6 м	Ізолятори скляні ОС-15, 7 штук у гірлянді
Знак безпеки	Трикутник	На усіх ЕУ
Від непрямого дотику		
Захисне заземлення	По периметру	10 вертикальних і 1 горизонтальний заземлювач, опір 0,004 Ом.
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги	Наряд-допуск на термін виконання робіт.
Попереджувальні плакати	Встановлення попереджувальні плакати	Плакати які вказують на високу напругу
Технічні заходи щодо виключення інших НШВЧ		
Замок	Запирання шафи з обладнанням	Електромагнітний замок

4.7 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу шкідливих і небезпечних чинників

Працівники повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту. Повний перелік ЗІЗ наведений в таблицях 4.8.

Таблиця 4.8 Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Комбінезон Yato 50 (YT-8035)	До зносу	Під час виконання монтажних робіт
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	6 місяців	Під час монтажу обладнання
Захист очей	Захист від механічних ушкоджень	Захисні окуляри Полікарбонат	До зносу	Для роботи з електроінструментом
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска від механічного впливу. Полікарбонат.	2 рока	Під час робіт з прокладання кабеля

Так як під час ремонтних робіт обладнання потребує налагодження під напругою, працівники повинні бути забезпечені електрозахисними засобами наведеними в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9. Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 10 кВ	Налагодження обладнання. Періодичні випробування - що 6 місяців

Продовження таблиці 4.9.

Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні кліщі	Накладання муфт, заміна плавких вставок	0,4-35 кВ Раз у 24 місяці
Індикатор напруги 10кВ	УВН -10АМ	Показчик високої напруги зі світловою і звуковою індикацією 6-10 кВ.	Перевірка наявності напруги
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки.	Виконання робіт	0,4 – 10 Раз у 24 місяці

4.8 Заходи пожежної безпеки

Таблиця 4.10. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВК-2:	Пересувний, тривалість дії – 25с, довжина струмені – 5м	У приміщенні, розміщено на стінах з доступом людини. [36]
Автоматична система газового пожежогасіння	Встановлення датчиків диму і температури, системи газового пожежогасіння	Категорія приміщення за вибухопожежною і пожежною небезпекою Д
Організаційні		
Перевірка справності обладнання і системи пожежогасіння	Перевірка кваліфікованою людиною обладнання, ізоляції, системи пожежогасіння	У приміщенні ТП раз у 12 місяців

4.9 Розрахунок захисного заземлення

Допустимий опір розтікання струму у ЗП $R_{\text{доп}} = 4$ Ом для рівня напруги 10 кВ. В даному розрахунку приймаємо, що ТП вже заземлена і обладнання треба підключити кабелем до заземлювача так щоб. $R_{\text{каб}} \leq R_{\text{доп}}$.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	156
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

Для вибору кабелю треба знати розрахунковий струм обладнання:

$$I_{розр} = \frac{S_{розр}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{10 \cdot \sqrt{3}} = 57,73 \text{ А}$$

З [17] довідника обираємо кабель АПвП 1х50 з $r_0=0,204 \text{ Ом/км}$. Для під'єднання обладнання до заземлювача потрібно 20 м кабелю.

Розрахуємо повний опір кабелю:

$$R_{каб} = r_0 \cdot l = (0.204 / 1000) \cdot 20 = 0.004 \leq 4 \text{ Ом}$$

Висновки до розділу 4

У даному розділі проведено аналіз умов праці під час експлуатації п/ст напругою 10 кВ. Робота під час експлуатації належить до шкідливих умов праці. Для захисту від впливу на працівників шкідливих та небезпечних чинників було проведено такі технічні та організаційні заходи: проведено інструктажі з працівниками; роздано наряди допуску. Також було надано необхідне обладнання для встановлення обладнання та засоби індивідуального захисту, встановлено застережливі плакати. Було розглянуто приклад розрахунку захисного заземлення та заходи протипожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

В дипломному проєкті було спроектовано систему електропостачання житлово-промислового району міста, визначені розрахункові навантаження району міста і цеху, вибрано силові трансформатори, кабельну продукцію та комутаційні апарати. Розраховано струми короткого замикання для перевірки струмоведучих частин та комутаційної апаратури на термічну і електродинамічну стійкість.

У спеціальній частині проєкту особливості регулювання напруги в системах електропостачання з локальними джерелами енергії. Було показано на прикладі, що при впровадженні ДРГ і підключенні їх до існуючих розподільних мереж можна підтримувати оптимальний рівень напруги для всіх електроприймачів. Розглянули лінійні регулятори які можуть створювати в мережі додаткову ЕРС і таким чином виконується регулювання напруги мережі..

При розгляді розділу з охорони праці були розглянуті умови праці під час експлуатації п/ст напругою 10 кВ . Визначено шкідливі і небезпечні чинники , які можуть бути присутніми при експлуатації обладнання. Розраховано підключення обладнання до заземлювача ТП.

					НТУУ.001.8101.062 ПЗ	158
Змн.З	Арк.А	№ докум.№	ПідписПід	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.
2. НАПБ Б.03.002-2007 Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою.
3. Про затвердження "Правил будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок" (ДНАОП 0.00-1.32-01) № 272 від 21.06.2001.
4. ДБН В.2.5-23:2010. Інженерне обладнання будинків і споруд. Київ: Державне підприємство «Мінрегіонбуд України», 2010. 165 с.
5. Методичні вказівки до виконання практичних занять, контрольних, самостійних і розрахункових робіт, курсового проекту з дисципліни для студентів напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» за спеціальністю «Електротехнічні системи електроспоживання»
6. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення.
7. Каталог засобів компенсації реактивної потужності [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ptukr.com/ukrm-04-60-5-5-31uz-avtomaticheskaya-kondensatornaya-ustanovka>.
8. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств.
9. Укрелектроапарат. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://www.uea.com.ua/>.
10. Каталог вибору автоматичних вимикачів [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://www.avtomats.com.ua/3579-aabl-3x70.html>.
11. Каталог вибору силових шаф [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://max-electro.com.ua/ua/hkafi-silovie-raspredelitelnie-tipa-sp-spm-spa>.
12. УкрЕлектро. Каталог [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://ukrelektro.com.ua/>.

- 13.В.Н. Винославский. Переходные процессы в системах электроснабжения. Учебник / В.Н. Винославский, Г.Г. Пивняк, Л.И. Несен. – К.: Вища школа, 1989.
- 14.Р.О. Буйний. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електрообладнання на електричних станціях та підстанціях. Методичні вказівки / Р.О. Буйний, В.М. Ананьєв, В.В. Тесленко., 2004. 37 с.
- 15.Про затвердження ставок плати за нестандартне приєднання потужності та ставок плати за лінійну частину приєднання на 2021 рік № 2701 від 23.12.2020.
- 16.Электронный каталог ПАО «Запоріжтрансформатор» [Электронный ресурс]: база данных. – Режим доступа: <http://www.ztr.com.ua/ru/power-transformers>
- 17.ГКД 34.20.661-2003. Правила технічного обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж: Наказ №228 від 14.05.2003 р./Міністерство палива та енергетики України.
- 18.ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014 Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу.
- 19.Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень ДСН 3.3.6.042-99 №42 від 01.01.99.