

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**бакалавр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Проект системи електропостачання дачного масиву**

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕТ-41  
спеціальності 141

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

	<u>Рогаль С. А.</u> (прізвище та ініціали)
Керівник	<u>Оліярник П. М.</u> (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<u>Мовчан Л. Т.</u> (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<u>Тарасенко М. Г.</u> (прізвище та ініціали)
Рецензент	<u></u> (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри  
Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)  
« 23 » січня 2023 р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Рогалю Богдану Андрійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи електропостачання дачного масиву

Керівник роботи Олійник Петро Миколайович, старший викладач  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 20 » січня 2023 року № 4/7-29

2. Термін подання студентом завершеної роботи 18 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план дачного масиву. Відомості про споживачів електричної енергії.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)  
Вступ

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунковий розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці

Загальні висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)  
Карта місцевості дачного масиву. Силові щити на території дачного масиву. Опори на території дачного масиву. КТП щоглового та кіоскового типу. Розрахунок навантажень одного будинку. Схема розташування трансформаторних підстанцій. Схема розподільчої мережі 10 кВ. Сема заміщення мережі 10 кВ. Розрахункова схема від КТП-1 до найближчої ділянки. Розрахункова схема для найвіддаленішої ділянки. Епюра відхилення напруги до найвіддаленішої ділянки.

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, основи охорони праці			

7. Дата видачі завдання 23 січня 2023 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.02.2023	
2	Аналітичний розділ	28.02.2023	
3	Розрахунковий розділ	31.03.2023	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.04.2023	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2023	
6	Висновки	10.06.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	15.06.2023	
8	Оформлення графічної частини	15.06.2023	

Студент

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Рогаль Б. А.

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Оліярник П. М.

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Рогаль Богдан Андрійович. Проект системи електропостачання дачного масиву.

Стор.– 67; рис. - 10; табл. - 21; джерел - 19; додатків - - .

Метою кваліфікаційної роботи є розробка проекту системи електропостачання дачного масиву.

Завдання поставлені у роботі:

- розрахувати електричні навантаження мережі 0,4 та 10 кВ;
- вибрати трансформатори та їх розташування;
- вибрати дроти в мережі 0,4 та 10 кВт;
- вибрати обладнання;
- виконати розрахунок струмів короткого замикання;
- провести аналіз якості напруги мережі та оцінку відхилення напруги для характерних електроприймачів.

Здійснено розрахунок навантаження мережі 10 і 0,4 кВ, на підставі отриманих результатів ми зробили вибір та розрахунок силових трансформаторів та ліній електропередачі. Лінії мережі 10 та 0,4 кВ були перевірені на відхилення напруги.

Проведено вибір та здійснено перевірку комутаційно-захисної апаратури на рівні 0,4 та 10 кВ.

Перелік ключових слів: СИСТЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

**ЗМІСТ**

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Проблеми електропостачання дачних масивів	8
1.2 Характеристика об'єкту проектування	9
1.3 Напруга проектованої системи електропостачання	12
1.4 Висновки до розділу 1	14
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Розрахунок електричних навантажень будинків дачного масиву	16
2.2 Розрахунок електричних навантажень мережі 0,4 кВ	16
2.3 Вибір трансформаторних підстанцій	20
2.4 Вибір розташування трансформаторних підстанцій	24
2.5 Вибір проводів у мережі 0,4 кВ	25
2.6 Визначення втрат у мережі 0,4 кВ	28
2.6.1 Визначення втрат напруги у лініях розподільчої мережі 0,4 кВ	28
2.6.2 Визначення втрат енергії у лініях розподільчої мережі 0,4 кВ	30
2.7 Розрахунок втрат потужності та активної енергії у трансформаторах	32
2.8 Розрахунок схеми розподільчої мережі 10 кВ	34
2.9 Розрахунок проводів та вибір перерізу провідників	37
2.10 Визначення втрат у мережі 10 кВ	38
2.10.1 Визначення втрат напруги в електричній мережі 10кВ	38
2.10.2 Визначення втрат енергії електричної мережі 10 кВ	39
2.11 Висновки до розділу 2	40
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	41
3.1 Вибір обладнання	41
3.1.1 Вибір обладнання на напругу 10 кВ	41
3.1.2 Вибір обладнання на напругу нижче 1 кВ	42

3.2	Перевірка обладнання за струмами короткого замикання	45
3.2.1	Розрахунок струмів короткого замикання у мережі 10 кВ	45
3.2.2	Розрахунок струмів короткого замикання у мережі до 1 кВ	50
3.3	Аналіз якості напруги мережі та розрахунок відхилення напруги для характерних електроприймачів	53
3.3.1	Максимальний режим	54
3.3.2	Мінімальний режим	55
3.4	Висновки до розділу 3	58
4	БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	59
4.1	Вогнестійкість будівель, споруд та шляхи її підвищення	59
4.2	Перша допомога людині, яка уражена електричним струмом	61
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	64
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	65

## ВСТУП

Нині городяни схильні залишати місто. Більшість людей вирушають у літній сезон на свої заміські ділянки. Де можна не просто відпочити на власній землі, а ще й побудувати там будинок, лазню та провести електрику, це дасть нам можливість комфортно відпочити. Дачні масиви через приріст приїжджих дедалі частіше починають будувати нові будинки та дороги. Однак досі залишилися дачні масиви, які існують вже десятки років. Там стоять старі трансформатори, проводи, котрі давно вже відпрацювали свій термін експлуатації. Відключення електрики у таких районах є звичайною справою [1].

Очевидно, що без електропостачання жодного «нормального функціонування» забезпечити не вийде, тому одне з основних завдань, з якими стикається керівництво дачних масивів – створення та підтримка працездатності мережі електропостачання садового товариства.

Для надійного підключення електроенергії необхідно суворо дотримуватися правил проектування та експлуатації електроустановок та єдності системи електропостачання.

Система електропостачання – сукупність устаткування для вироблення, передачі та розподілу електричної енергії.

Стратегічні цілі розвитку електроенергетики:

- надійне постачання населення електроенергією;
- підвищення ефективного функціонування системи та забезпечення сталого розвитку електроенергетики на базі нових сучасних технологій;
- збереження цілісності та розвитку єдиної енергетичної системи;
- зниження шкідливого на довкілля.

Енергетика – важлива складова будь-якого об'єкта, що проектується.

Сучасна система електропостачання відрізняється надійністю та складністю, тому дуже важливо на всіх етапах її створення діяти грамотно, чітко виконуючи вимоги нормативних документів.

**Об'єктом дослідження** є електричні мережі дачного масиву.

**Предметом дослідження** є методи проектування електричних мереж.

**Метою даної випускної кваліфікаційної роботи** є розробка системи електропостачання дачного масиву. Робота повинна задовольняти вимоги щодо потужності та надійності.

У процесі виконання роботи має бути розраховане робоче навантаження всіх споживачів. Визначено сумарну потужність. Вибрано силовий трансформатор за розрахованою сумарною потужністю. Потім буде розраховано струми короткого замикання, що дозволяють вибрати захисне обладнання. Також потрібно вибрати провідники та їх перетин



# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Проблеми електропостачання дачних масивів

В сучасному світі електроенергія стала важливою складовою нашого повсякденного життя. Вона використовується для освітлення, опалення, приготування їжі, функціонування побутових приладів та багатьох інших аспектів нашої побутової діяльності. Дачні масиви, або загальнодоступні садові товариства, є популярними місцями для відпочинку та рекреації, але вони також стикаються з численними проблемами електропостачання, що обмежують комфорт та зручність життя на дачах [2].

Однією з найпоширеніших проблем [3,4] є недостатнє електричне забезпечення. Багато дачних масивів були споруджені без урахування зростання попиту на електроенергію. Це може призводити до перевантаження електричних ліній та трансформаторів, що призводить до відключення електропостачання або нестабільного напруги. Часто дачники змушені обмежувати використання побутових приладів, щоб уникнути перевантаження системи. Вирішення цієї проблеми полягає в проведенні реконструкції та модернізації електричних мереж, збільшенні потужності трансформаторних підстанцій та встановленні додаткових ліній живлення.

Другою проблемою є перебої в електропостачанні. Дачні масиви часто знаходяться в околицях або на віддалених територіях, де електромережа може бути менш надійною. Нестабільність електропостачання може бути викликана погіршенням погодних умов, аваріями, обслуговуванням мережі або недостатнім технічним обладнанням. Це призводить до незручностей для дачників, особливо під час літнього сезону, коли використання кондиціонерів та інших побутових приладів збільшується. Для вирішення цієї проблеми необхідно покращити технічний стан електричної мережі, проводити регулярне технічне обслуговування та вживати заходів для запобігання аваріям.

Третя проблема, яка впливає на електропостачання в дачних масивах, - це недостатня потужність електромереж. Збільшення використання електричних приладів та технологій викликає потребу у більш високій потужності. Однак, старі електричні мережі в дачних масивах можуть бути неспроможні відповісти на цей зростаючий попит. Для вирішення цієї проблеми необхідно встановлювати більш потужні трансформатори та проводити модернізацію електричних підстанцій для забезпечення достатньої електричної потужності для всіх дачників.

У підсумку, проблеми електропостачання в дачних масивах впливають на життя дачників, обмежуючи їх комфорт та зручність. Зростаючий попит на електроенергію та застарілість інфраструктури є головними факторами, які спричиняють ці проблеми. Шляхи вирішення включають проведення реконструкції та модернізації електричних мереж, забезпечення стабільного електропостачання та збільшення потужності електромереж для задоволення зростаючих потреб дачників.

## **1.2 Характеристика об'єкту проектування**

На даній території дачного масиву є 32 вулиці та 617 ділянок. Середня довжина вулиць 0.578 км. У середньому на вулиці є 20 ділянок. Інформація про вулиці та ділянки представлена в таблиці 1.1. Площа території, що проектується 1.29 км<sup>2</sup>. Карта місцевості, де продемонстровані вулиці та їх назви представлена на рис. 1.1.

Згідно з кліматичним районуванням для будівництва, ДСТУ-Н Б В.1.127:2010 [5], досліджуваний район розташований в зоні І В. Клімат - різкоконтинентальний. Зима тут тривала та морозна. Літо – тепле, іноді буває дуже спекотним. Весна приходить у другій декаді квітня, а зима приходить в останній декаді жовтня. Тривалість теплового періоду – 115 днів. Тривалість стійких холодів – 25 дні.

Таблиця 1.1 – Інформація про вулиці

<b>№</b>	<b>Назва вулиці</b>	<b>Кількість</b>	<b>Довжина вулиці, м</b>
1	Черемхова	5	300
2	Лимонна	19	507
3	Обліпихова	30	672
4	Осинова	14	644
5	Дачна	21	616
6	Лісова	17	620
7	Жасминова	21	623
8	Ромашкова	18	617
9	Квіткова	21	618
10	Сунічна	18	617
11	Сливова	20	619
12	Абрикосова	18	619
13	Вишнева	21	619
14	Василькова	18	619
15	Жоржина	21	615
16	Конвалії	19	614
17	Нова	20	614
18	Грушева	18	609
19	Бузкова	20	609
20	Рожева	18	605
21	Фіалкова	20	609
22	Кленова	18	605
23	Сонячна	20	605
24	Соснова	18	601
25	Березова	20	616
26	Тополина	18	611
27	Чудова	23	592
28	Калинова	19	574
29	Горобина	24	550
30	Порічкова	22	519
31	Зелена	19	352
32	Лугова	19	283
<b>Разом:</b>		<b>617</b>	<b>18493</b>



Рисунок 1.1 – Карта місцевості дачного масиву

### 1.3 Напряга проекрованої системи електропостачання

Одним із головних питань проектування мережі електропостачання є вибір напруги з урахуванням перспективи розвитку житлового району та системи напруг, прийнятої в енергосистемі. Вибір напруги системи електропостачання району проводиться з урахуванням скорочення кількості трансформації електроенергії та ліквідації напруги 6 і 35 кВ.

Електроприймачі на індивідуальних ділянках відносяться до споживачів до III категорії надійності електропостачання, тому їх можна жити від джерела живлення. Максимальні тимчасові перерви у подачі електропостачання під час ремонту або заміни пошкодженої ділянки мережі мають бути не більше 24 годин.

Живлення дачного масиву здійснюється за незамкнутою схемою. На існуючій опорі повітряної лінії (ПЛ) 10 кВ, є відпайка на якій передбачена установка ОПН (обмежувач перенапруги) та РЛНД (роз'єднувач лінійний зовнішньої установки двоколонковий триполюсний) від якої живлена КТП 10/0,4 кВ (комплектна трансформаторна підстанція).

КТП є однострансформаторною підстанцією тупикового типу зовнішньої установки, служить для прийому електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц, напругою 10 кВ і подальшого перетворення в електроенергію 0,4 кВ і постачання нею споживачів.

У КТП розташовується ТМГ (масляний трансформатор міського типу, напруга на високій лінії 10 кВ, а низькою 0,4 кВ). Також у КТП встановлено ВРП (ввідно-розподільний пристрій).

Також передбачено загальний та індивідуальний облік електроенергії. Індивідуальні лічильники електроенергії встановлені у вологозахисених вуличних шафах на опорах повітряних ліній, що мають автоматичні захисні вимикачі.

Здебільшого у приватному секторі зустрічаються трансформаторні пункти щоголового чи кіоскового типу.

На рис. 1.2 та 1.3 представлено обладнання, яке можна зустріти на дачних масивах.

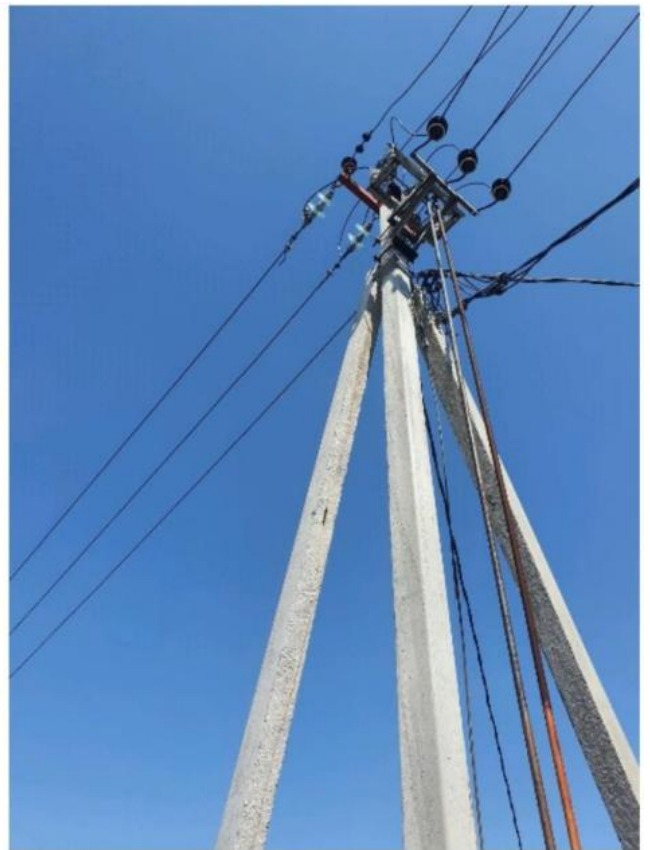


Рисунок 1.2 – Обладнання, яке можна зустріти на території дачного масиву (ЩС та опори)





Рисунок 1.3 – Обладнання, яке можна зустріти на території дачного масиву (КТП щоглового та кіоскового типу)

#### 1.4 Висновки до розділу 1

У першому розділі були розглянуті основні проблеми електропостачання дачних масивів. Встановлено, що проблеми електропостачання в дачних масивах впливають на життя дачників, обмежуючи їх комфорт та зручність. Зростаючий попит на електроенергію та застарілість інфраструктури є головними факторами, які спричиняють ці проблеми. Шляхи вирішення

включають проведення реконструкції та модернізації електричних мереж, забезпечення стабільного електропостачання та збільшення потужності електромереж для задоволення зростаючих потреб дачників.

Подано характеристику об'єкту проектування, а саме кількість та довжина вулиць, кількість дачних ділянок на кожній вулиці.

Одним із головних питань проектування мережі електропостачання є вибір напруги з урахуванням перспективи розвитку житлового району та системи напруг, прийнятої в енергосистемі. Передбачено загальний та індивідуальний облік електроенергії. Встановлення індивідуального обліку планується вологозахищених вуличних шафах на опорах повітряних ліній, що мають автоматичні захисні вимикачі.



## 2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Розрахунок електричних навантажень будинків дачного масиву

Вибір кількості та потужності трансформаторних підстанцій, перерізів кабелів, захисної апаратури, електроустаткування залежить від електричних навантажень.

Розрахунок навантажень будинків представлений у таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантажень одного будинку

Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт	$P$ , кВт	$P_{вст}$ , кВт	$K_c$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$S_p$ , кВА
Варильна панель (електрична плита)	1.00	3.00	3.00	0.40	1.00	0.00	1.1	0.00	1.20
Посудомийна машина	1.00	1.20	1.20	0.30	0.80	0.75	0.36	0.27	0.45
Холодильник	1.00	0.60	0.60	0.50	0.70	1.02	0.30	0.31	0.43
Пральна машина	1.00	2.00	2.00	0.10	0.80	0.75	0.20	0.15	0.25
Вентиляція	3.00	0.30	0.7	0.50	0.70	1.02	0.35	0.46	0.64
Освітлення (групи)	3.00	0.40	1.10	0.70	1.00	0.00	0.64	0.00	0.84
Розетки силові (групи)	3.00	2.40	7.20	0.30	0.80	0.75	1.76	1.62	2.70
ТБ, комп'ютер	3.00	0.50	1.50	0.80	1.00	0.00	1.1	0.00	1.20
Разом БУДИНОК			15.60				6.71	2.81	7.71

### 2.2 Розрахунок електричних навантажень мережі 0,4 кВ

Відповідно до Методичних вказівок [6] виконується розрахунок електричних навантажень у мережах 0,4 10 кВ сільськогосподарського призначення. При створенні проектів новозбудованих та реконструйованих електричних мереж напругою 0,4 – 10 кВ сільгосп призначення, а також при розробці проектів схем перспективного розвитку таких мереж слід визначити електричні навантаження.

В основу методу визначення навантажень при розрахунку електричних мереж сільгосп призначення належить сумувати розрахункові навантаження у

можливій формі. Розрахункові навантаження приватних будинків у мережах 0,4 кВ визначаються з урахуванням досягнутого рівня електроспоживання на внутрішньобудинкові потреби, а виробничі, громадські та комунальні споживачі за нормами.

Розрахункове навантаження вважається найвищим із середніх за загальною потужністю за 30 - хвилинний період, яке може виникнути на вході до споживача або в мережі живлення в розрахунковому році з ймовірністю не нижче 0,9.

Розрізняються денні та вечірні, розрахункові активні (реактивні) навантаження.

Розрахункове навантаження – найбільше з денних або нічних розрахункових навантажень, отриманих на даній ділянці лінії або підстанції, для вибору перерізів проводів або потужностей трансформаторних підстанцій

Втрати або відхилення напруги в мережах розраховуються окремо для режиму денних та вечірніх навантажень.

Житловим сільським будинком при розрахунку навантажень вважається одноквартирний будинок або квартира в багатоквартирному будинку, що мають окремий лічильник електроенергії. Коефіцієнт попиту є змінну величину, яка залежить від кількості однорідних споживачів.

У цьому масиві розташовано 617 будинків.

Відповідно до [6] визначимо навантаження дачного масиву.

Розрахункове навантаження по лініях визначимо за допомогою коефіцієнтів одночасності:

$$P_p = K_o \sum P_i$$

де  $P_i$  – денний та вечірній максимуми навантажень  $i$ -го споживача або  $i$ -ої ділянки мережі;

$K_o$  – коефіцієнт одночасності, що приймається залежно від рівня напруги мережі [10].

Якщо навантаження однорідних споживачів відрізняються за величиною більш ніж чотири рази, то підсумовування їх проводиться за допомогою коефіцієнта одночасності [10].

Розрахункове вечірнє та денне навантаження по ділянках лінії або на шинах ТП у такому разі будуть знаходитись за формулою:

$$P = P_{\text{с}} + \Delta P$$

де  $P$  – розрахункове активне навантаження, кВт;

$P_{\text{с}}$  – велике із складових навантажень, кВт;

$\Delta P$  – добавка до більшого складового навантаження, кВт.

Визначасмо повну потужність  $S$  цієї ж ділянки за формулою [10].

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

де  $\cos \varphi$  – приймаємо як для ТП з комунально-побутовим навантаженням,  $\cos \varphi = 0,92$  [10].

Реактивна потужність  $Q$ , цих ділянок відповідно оговтується за формулою.

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Відповідно до [10] струм ліній розраховується за формулою.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

Розрахунок здійснено в електронній таблиці Microsoft Excel. Приклад розрахунку наведено для ділянки 5-1, вулиця Дачна. Результати зведемо до табл. 2.2.

$$P_p = 6,71 \cdot 11 \cdot 0,368 = 27,162 \text{ кВт},$$

$$S = \frac{27,162}{0,92} = 29,524 \text{ кВт},$$

$$Q = \sqrt{29,524^2 - 27,162^2} = 111,571 \text{ кВАр},$$

$$I = \frac{29,524}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 44,91 \text{ А}.$$

Таблиця 2.2 – Розрахунок ліній

Ділянка	Назва вулиці	$K_o$	К-сть будинків	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ кВАр	$S_p,$ кВА	$I,$ А
1	2	3	4	5	6	7	8
1 - 1	Черемхова	0.5000	5	16.775	7.146	18.234	27.736
2 - 1	Лимонна	0.2900	19	36.972	15.750	40.187	61.130
3 - 1	Обліпихова	0.32	15	32.208	13.721	35.009	53.253
3 - 2	Обліпихова	0.32	15	32.208	13.721	35.009	53.253
4 - 1	Осинова	0.43	7	20.197	8.604	21.953	33.394
4 - 2	Осинова	0.43	7	20.197	8.604	21.953	33.394
5 - 1	Дачна	0.368	11	27.162	11.571	29.524	44.910
5 - 2	Дачна	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
6 - 1	Лісова	0.413	8	22.170	9.444	24.098	36.656
6 - 2	Лісова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
7 - 1	Жасминова	0.368	11	27.162	11.571	29.524	44.910
7 - 2	Жасминова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
8 - 1	Ромашкова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
8 - 2	Ромашкова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
9 - 1	Квіткова	0.368	11	27.162	11.571	29.524	44.910
9 - 2	Квіткова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
10 - 1	Сунична	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
10 - 2	Сунична	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
11 - 1	Сливова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
11 - 2	Сливова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
12 - 1	Абрикосова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
12 - 2	Абрикосова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
13 - 1	Вишнева	0.368	11	27.162	11.571	29.524	44.910
13 - 2	Вишнева	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
14 - 1	Василькова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
14 - 2	Василькова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
15 - 1	Жоржина	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
15 - 2	Жоржина	0.368	11	27.162	11.571	29.524	44.910
16 - 1	Конвалії	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
16 - 2	Конвалії	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
17 - 1	Півонова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
17 - 2	Півонова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
18 - 1	Грушева	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610

продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
18 - 2	Грушева	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
19 - 1	Бузкова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
19 - 2	Бузкова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
20 - 1	Рожева	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
20 - 2	Рожева	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
21 - 1	Фіалкова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
21 - 2	Фіалкова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
22 - 1	Кленова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
22 - 2	Кленова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
23 - 1	Сонячна	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
23 - 2	Сонячна	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
24 - 1	Соснова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
24 - 2	Соснова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
25 - 1	Березова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
25 - 2	Березова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
26 - 1	Тополина	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
26 - 2	Тополина	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
27 - 1	Чудова	0.356	12	28.665	12.211	31.158	47.395
27 - 2	Чудова	0.368	11	27.162	11.571	29.524	44.910
28 - 1	Калинова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
28 - 2	Калинова	0.3967	9	23.957	10.206	26.040	39.610
29 - 1	Горобина	0.356	12	28.665	12.211	31.158	47.395
29 - 2	Горобина	0.356	12	28.665	12.211	31.158	47.395
30 - 1	Порічкова	0.356	12	28.665	12.211	31.158	47.395
30 - 2	Порічкова	0.38	10	25.498	10.862	27.715	42.159
31 - 1	Зелена	0.296	19	37.737	16.076	41.019	62.395
32 - 1	Лугова	0.296	19	37.737	16.076	41.019	62.395

### 2.3 Вибір трансформаторних підстанцій

Вибір потужності трансформаторів проводиться з раціонального їх завантаження у нормальному режимі і з урахуванням мінімального необхідного резервування в аварійному режимі.

Індивідуальна забудова житлового району належить до споживачів 3-ї категорії щодо надійності електропостачання. Основними критеріями під час вибору числа трансформаторів є: надійність електропостачання, а також мінімум наведених витрат за трансформатори. Отже, встановлюємо підстанції з одним трансформатором.

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{розр.max} = \frac{P_{розр}}{\cos \varphi_{сз}}$$

де  $S_{розр.max}$  – розрахункова максимальна потужність трансформатора;

$P_{розр}$  – повна розрахункова потужність об'єкта проектування;

$\cos \varphi_{сз}$  – косинус середньозваженої підстанції, що дорівнює 0,98;

Коефіцієнт завантаження визначається за такою формулою:

$$K_3 = \frac{S_{розр.max}}{S_{ном} \cdot n}$$

де  $K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора, кВт;

$n$  – число трансформаторів.

Наприклад розглянемо КТП-1.

Від КТП-1 запитаємо лінії 1 - 1 та 2 - 1, 3 - 1, 3 - 2, 4 - 1. Вона охоплює вулиці Черемхова, Лимонна, Обліпихова, Осінова. Загалом 73 ділянки.

$$P_{розр} = P_{1-1} + P_{2-1} + P_{3-1} + P_{3-2} + P_{4-1} =$$

$$16,775 + 36,972 + 32,208 + 32,208 + 20,197 = 138,36 \text{ кВт}$$

$$S_{розр.max} = \frac{138,36}{0,93} = 150,392 \text{ кВА}$$

$$K_3 = \frac{150,392}{160 \cdot 1} = 0,94.$$

Приймаємо потужність трансформатора 160 кВА. Вибираємо КТП-11×160/10/0,4–04–УХЛ1.

За тією ж аналогією порахуємо інші КТП. Результати розрахунків та вибір трансформатора зведемо до таблиці 2.3. Також у цій таблиці відображена інформація про КТП та лінії які вона охоплює.

Таблиця 2.3 –Результати розрахунків та вибір трансформатора

№ КТП	№ лінії	Назва вулиці	$S_{розр.тах},$ кВА	$S_{ном},$ кВА	$K_3$	К-сть будинків	Марка трансформатора
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1 - 1	Черемхова	150.392	160	0.94	61	1×ТМ – 160 / 10 / 0,4
	2 - 1	Лимонна					
	3 - 1	Обліпихова					
	3 - 2	Обліпихова					
	4 - 1	Осинова					
2	4 - 2	Осинова	102.18	160	0.639	36	
	5 - 1	Дачна					
	5 - 2	Дачна					
	6 - 1	Лісова					
3	6 - 2	Лісова	108.144	160	0.676	39	1хТМ-160/10/0,4
	7 - 1	Жасминова					
	7 - 2	Жасминова					
	8 - 1	Ромашкова					
4	8 - 2	Ромашкова	108.144	160	0.676	39	1хТМ-160/10/0,4
	9 - 1	Квіткова					
	9 - 2	Квіткова					
	10 - 1	Сунічна					
5	10 - 2	Сунічна	106.354	160	0.665	38	1хТМ-160/10/0,4
	11 - 1	Сливова					
	11 - 2	Сливова					
	12 - 1	Абрикосова					
6	12 - 2	Абрикосова	108.144	160	0.676	39	1хТМ-160/10/0,4
	13 - 1	Вишнева					
	13 - 2	Вишнева					
	14 - 1	Василькова					
7	14 - 2	Василькова	109.801	160	0.686	40	1хТМ-160/10/0,4
	15 - 1	Жоржина					
	15 - 2	Жоржина					
	16 - 1	Конвалії					
	16 - 2	Конвалії					
8	17 - 1	Півонова	106.354	160	0.665	38	1хТМ-160/10/0,4
	17 - 2	Півонова					
	18 - 1	Грушева					

продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
9	18 - 2	Грушева	106.354	160	0.665	38	1xTM-160/10/0,4
	19 - 1	Бузкова					
	19 - 2	Бузкова					
	20 - 1	Рожева					
10	20 - 2	Рожева	106.354	160	0.665	38	1xTM-160/10/0,4
	21 - 1	Фіалкова					
	21 - 2	Фіалкова					
	22 - 1	Кленова					
11	22 - 2	Кленова	106.354	160	0.665	38	1xTM-160/10/0,4
	23 - 1	Сонячна					
	23 - 2	Сонячна					
	24 - 1	Соснова					
12	24 - 2	Соснова	106.354	160	0.665	38	1xTM-160/10/0,4
	25 - 1	Березова					
	25 - 2	Березова					
	26 - 1	Тополина					
13	26 - 2	Тополина	113.206	160	0.708	42	1xTM-160/10/0,4
	27 - 1	Чудова					
	27 - 2	Чудова					
	28 - 1	Калинова					
14	28 - 2	Калинова	118.228	160	0.739	45	1xTM-160/10/0,4
	29 - 1	Горобина					
	29 - 2	Горобина					
	30 - 1	Порічкова					
15	30 - 2	Порічкова	108.572	160	0.679	48	1xTM-160/10/0,4
	31 - 1	Зелена					
	32 - 1	Лугова					

У таблиці 2.4 подано технічні характеристики трансформаторів.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики трансформаторів

Тип	Номінальна потужність, кВА	Схема та група з'єднання	Номінальна напруга, кВ		Втрати, кВ		Струм х.х., %	Напруга к.з., %
			ВН	НН	х.х.	к.з.		
ТМГ	160	Y / Y <sub>n-0</sub>	10	0.4	0,3	2	2.1	4



## 2.4 Вибір розташування трансформаторних підстанцій

На рис. 2.1 представлено схему розташування ТП

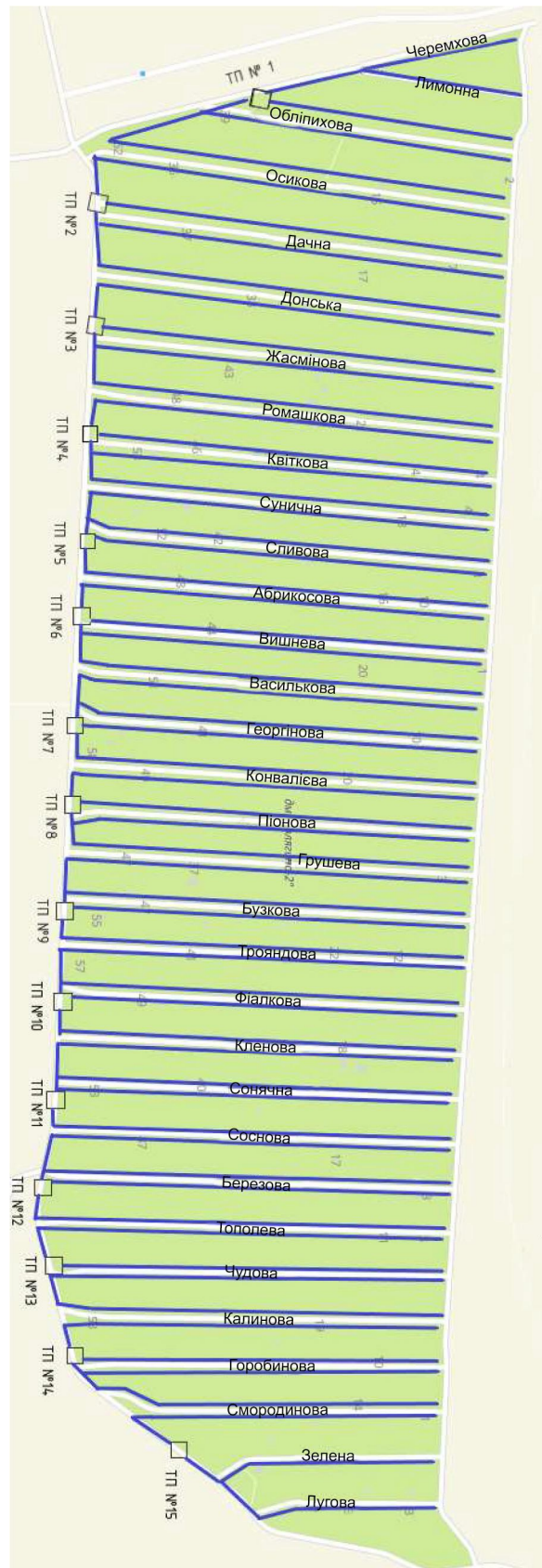


Рисунок 2.1 – Схема розташування трансформаторних підстанцій.

Вибір місця розташування трансформаторної підстанції одна із основних питань під час проектування електроенергії.

При виборі розташування підстанції при проектуванні в забудові електричне навантаження розподіляється по певних об'єктах, і розташування підстанцій повинно бути пов'язане з архітектурою.

Місце будівництва ТП має бути обране в зоні, на незаселеній місцевості, що не затоплюється внаслідок повеней, у центрі навантажень або поблизу нього. Майданчик повинен мати наскільки можна інженерногеологічні умови, допускають будівництво без улаштування дорогих заземлень і фундаментів під устаткування і викликати створювати великих проектних зусиль.

У нашому випадку місцем встановлення підстанції вважатимемо майданчики, що примикають до головної дороги дачного масиву. Таке рішення буде найбільш логічним та економічним.

## **2.5 Вибір проводів у мережі 0,4 кВ**

На території масиву електропостачання будинків здійснюється повітряними лініями електропередачі.

Повітряна лінія – лінія розподільна електроенергію по проводах, які розташовані на відкритому повітрі, закріплені за допомогою арматури та ізоляторів до траверсів на опорі.

Подібний вибір обумовлений тим, що основними перевагами цих ліній є просте виявлення несправностей, можливість додавання з основної лінії, додаткових гілок. А також вартість і пропускна спроможність низькі.

Але, на жаль, є й мінуси. На дроти, що знаходяться на відкритому повітрі, впливають погодні фактори. Ушкодження проводів може походити від сильного вітру, утворення льоду на проводах і на кріпильних стовпах, а також від падіння дерев або великих гілок на проводах.

Для електропостачання даного дачного масиву будемо використовувати самонесучі ізольовані дроти (СІП).

При використанні дроту СПП можна виділити безліч позитивних факторів, такі як:

- даний провід показує високу надійність при монтажі та експлуатації;
- малі витрати на монтаж, швидкий ремонт
- даний провід дає можливість підвісу спільної лінії зв'язку чи кількох кіл;

Електропостачання дачного масиву здійснюватимемо за магістральною схемою, тобто від однієї ПЛ запитується кілька ділянок з рівномірно розподіленим навантаженням.

Забезпечити дачний масив необхідною електроенергією на напругу 0,4 кВ дозволить СПП 2, самонесучий ізолюваний провід усі жили якого виконані ущільненим алюмінієвим сплавом з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Нульова несуча жила також ізолювана.

У таблиці 4.1 представлені показники ліній.

Таблиця 2.5 – Характеристики ліній

№ лінії	Назва вулиці	$I_{розр}$ , А	$I_{дон}$ , А	Тип кабелю	$r_{num}$ , Ом / км	$x_{num}$ , Ом / км
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
1 - 1	Черемхова	27.736	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
2 - 1	Лимонна	61.130	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
3 - 1	Обліпихова	53.253	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
3 - 2	Обліпихова	53.253	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
4 - 1	Осинова	33.394	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-2						
4 - 2	Осинова	33.394	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
5 - 1	Дачна	44.910	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
5 - 2	Дачна	42.159	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
6 - 1	Лісова	36.656	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-3						
6 - 2	Лісова	39.610	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
7 - 1	Жасминова	44.910	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
7 - 2	Жасминова	42.159	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078
8 - 1	Ромашкова	39.610	100	СПП-3×70+1×70	0.44	0.078

продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6	7
ТП-4						
8 - 2	Ромашкова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
9 - 1	Квіткова	44.910	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
9 - 2	Квіткова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
10 - 1	Сунична	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-5						
10 - 2	Сунична	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
11 - 1	Сливова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
11 - 2	Сливова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
12 - 1	Абрикосова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-6						
12 - 2	Абрикосова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
13 - 1	Вишнева	44.910	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
13 - 2	Вишнева	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
14 - 1	Василькова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-7						
14 - 2	Василькова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
15 - 1	Жоржина	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
15 - 2	Жоржина	44.910	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
16 - 1	Конвалії	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-8						
16 - 2	Конвалії	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
17 - 1	Півонова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
17 - 2	Півонова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
18 - 1	Грушева	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-9						
18 - 2	Грушева	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
19 - 1	Бузкова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
19 - 2	Бузкова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
20 - 1	Рожева	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-10						
20 - 2	Рожева	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
21 - 1	Фіалкова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
21 - 2	Фіалкова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
22 - 1	Кленова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-11						
22 - 2	Кленова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
23 - 1	Сонячна	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
23 - 2	Сонячна	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
24 - 1	Соснова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078

продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6	7
ТП-12						
24 - 2	Соснова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
25 - 1	Березова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
25 - 2	Березова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
26 - 1	Тополина	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-13						
26 - 2	Тополина	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
27 - 1	Чудова	47.395	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
27 - 2	Чудова	44.910	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
28 - 1	Калинова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-14						
28 - 2	Калинова	39.610	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
29 - 1	Горобина	47.395	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
29 - 2	Горобина	47.395	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
30 - 1	Порічкова	47.395	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
ТП-15						
30 - 2	Порічкова	42.159	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
31 - 1	Зелена	62.395	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078
32 - 1	Лугова	62.395	100	СП-3×70+1×70	0.44	0.078

## 2.6 Визначення втрат у мережі 0,4 кВ

### 2.6.1 Визначення втрат напруги у лініях розподільчої мережі 0,4 кВ

Втрати напруги розраховуються для визначення якості електричної енергії та відхилення напруги від його номінального значення [13].

Втрата напруги у лінії з одним навантаженням на кінці визначається за формулою:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_{\text{Л}} + Q \cdot X_{\text{Л}}}{U_{\text{Н}}}$$

де  $P$  і  $Q$  – активна та реактивна потужності, що передаються по лінії;

$R_{\text{Л}}$  і  $X_{\text{Л}}$  – активний та реактивний опір лінії;

$U_{\text{Н}}$  – номінальна напруга.

Активний опір лінії визначається за такою формулою:

$$R_{\text{Л}} = r_0 \cdot l ,$$

де  $l$  – довжина лінії (ділянки) км;

$r_0$  – питомий електричний опір при  $20\text{ }^\circ\text{C}$ , Ом / км .

Реактивний (індуктивний) опір лінії (ділянки) визначається за формулою:

$$X_L = x_0 \cdot l ,$$

де  $l$  – довжина лінії (ділянки) км;

$x_0$  – питомий індуктивний опір при  $20\text{ }^\circ\text{C}$ , Ом / км .

Втрати напруги відносно номінальної напруги мережі для вибраного перерізу кабелів визначаються за формулою:

$$\Delta U \% = \frac{\sum \Delta U_{1-III}}{U_H} \cdot 100.$$

Згідно з ПУЕ [8] втрати напруги вважаються прийнятними, якщо вони у нормальних режимах роботи не перевищують 5%. Допустимі втрати напруги визначаються наявністю пускорегулюючих засобів у мережах, напругою на затискачах джерела живлення та допустимими відхиленнями напруги від номінального на затискачах електроприймача.

Поєднавши вищеописані формули, отримаємо спрощену формулу розрахунку втрат напруги в лінії в іменованих одиницях:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_H} \cdot l.$$

Наприклад розглянемо ділянку 2-1.

$$36,972 \cdot 0,44 + 15,75 \cdot 0,078$$

$$\Delta U = \frac{36,972 \cdot 0,44 + 15,75 \cdot 0,078}{0,38} \cdot 0,408 = 18,785 \text{ В},$$

$$R_L = 0,44 \cdot 0,408 = 0,18 \text{ Ом},$$

$$X_L = 0,078 \cdot 0,408 = 0,032 \text{ Ом},$$

$$\Delta U \% = \frac{18,785}{380} \cdot 100 = 4,94 \%.$$

Результати розрахунку втрат напруги в лініях представлені у таблиці 2.6.

### 2.6.2 Визначення втрат енергії у лініях розподільчої мережі 0,4 кВ

Втрати електричної енергії є одним із основних техніко-економічних показників роботи підприємств електромереж та енергосистеми.

Втрати енергії вважають як на стадії проектування електричних мереж, так і при їхній безпосередній експлуатації. Існує кілька методів розрахунку втрат навантаження. Найбільш поширеним методом є метод максимальних втрат, при якому втрати енергії визначаються максимальним навантаженням і кількістю годин протягом яких використовується максимальне навантаження.

Втрати потужності у трифазній лінії визначаються за формулою:

$$\Delta P_{max} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot R_{л} \cdot 10^{-3}$$

де  $R_{л}$  – активний опір ділянки лінії, яким протікає струм  $I_{max}$ .

Втрати енергії у трифазній лінії визначаються згідно з формулою:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{max} \cdot \tau \cdot 10^{-3},$$

де  $\tau$  – час максимальних втрат.

Значення часу втрат можна визначити з виразу:

$$\tau = \left(0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot T_{рік}$$

де  $T_{max}$  – число годин використання максимуму навантаження.

$T_{max} = 4000 \text{ год}$ .

$$\tau = \left(0,124 + 4000 \cdot 10^{-4}\right) \cdot 8760 = 2107 \text{ год}.$$

Результати розрахунку втрат напруги та енергії в лініях представлені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахунок втрат напруги та енергії в лініях 0,4 кВ

№ л.	$P_p,$ кВА	$Q,$ кВАр	$L,$ км	$\Delta U,$ В	$R,$ Ом	$X_{л},$ Ом	$\Delta U\%$	$I_{розр},$ А	$\Delta P_{max},$ кВт	$W_{л},$ МВт·год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП - 1										
1 - 1	16.775	7.146	0.426	8.899	0.187	0.033	2.342	27.736	0.433	0.911
2 - 1	36.972	15.750	0.408	18.785	0.180	0.032	4.944	69.074	2.570	5.414
3 - 1	32.208	13.721	0.379	15.202	0.167	0.030	4.000	62.395	1.948	4.104
3 - 2	32.208	13.721	0.457	18.330	0.201	0.036	4.824	77.189	3.594	7.573
4 - 1	20.197	8.604	0.750	18.864	0.330	0.059	4.964	82.077	6.669	14.052

## продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП - 2										
4 - 2	20.197	8.604	0.750	18.864	0.330	0.059	4.964	77.189	5.899	12.428
5 - 1	27.162	11.571	0.545	18.435	0.240	0.043	4.851	74.741	4.019	8.467
5 - 2	25.498	10.862	0.570	18.100	0.251	0.044	4.763	74.741	4.203	8.856
6 - 1	22.170	9.444	0.642	17.725	0.282	0.050	4.664	77.189	5.049	10.639
ТП - 3										
6 - 2	23.957	10.206	0.638	19.034	0.281	0.050	4.902	77.189	5.018	10.572
7 - 1	27.162	11.571	0.559	18.909	0.246	0.044	4.976	88.767	5.814	12.250
7 - 2	25.498	10.862	0.570	18.100	0.251	0.044	4.763	86.548	5.636	11.875
8 - 1	23.957	10.206	0.633	18.885	0.279	0.049	4.970	88.767	6.584	13.872
ТП - 4										
8 - 2	23.957	10.206	0.622	18.557	0.274	0.049	4.883	88.767	6.469	13.631
9 - 1	27.162	11.571	0.556	18.807	0.245	0.043	4.949	86.548	5.497	11.583
9 - 2	25.498	10.862	0.570	18.100	0.251	0.044	4.763	86.548	5.636	11.875
10 - 1	23.957	10.206	0.628	18.736	0.276	0.049	4.930	86.548	6.209	13.083
ТП - 5										
10 - 2	23.957	10.206	0.617	18.408	0.271	0.048	4.844	86.548	6.101	12.854
11 - 1	25.498	10.862	0.579	18.385	0.255	0.045	4.838	86.548	5.725	12.062
11 - 2	25.498	10.862	0.560	17.782	0.246	0.044	4.679	84.278	5.250	11.062
12 - 1	23.957	10.206	0.625	18.646	0.275	0.049	4.907	86.548	6.180	13.021
ТП - 6										
12 - 2	23.957	10.206	0.618	18.438	0.272	0.048	4.852	86.548	6.110	12.875
13 - 1	27.162	11.571	0.555	18.773	0.244	0.043	4.940	88.767	5.773	12.163
13 - 2	25.498	10.862	0.569	18.068	0.250	0.044	4.755	88.767	5.918	12.470
14 - 1	23.957	10.206	0.620	18.497	0.273	0.048	4.868	86.548	6.130	12.916
ТП - 7										
14 - 2	23.957	10.206	0.630	18.796	0.277	0.049	4.946	86.548	6.229	13.125
15 - 1	25.498	10.862	0.583	18.512	0.257	0.045	4.872	86.548	5.764	12.146
15 - 2	27.162	11.571	0.550	18.604	0.242	0.043	4.896	88.767	5.721	12.053
16 - 1	25.498	10.862	0.610	19.370	0.268	0.048	4.980	86.548	6.031	12.708
ТП - 8										
16 - 2	23.957	10.206	0.615	18.348	0.271	0.048	4.828	86.548	6.081	12.812
17 - 1	25.498	10.862	0.555	17.623	0.244	0.043	4.638	84.278	5.203	10.964
17 - 2	25.498	10.862	0.570	18.100	0.251	0.044	4.763	84.278	5.344	11.260
18 - 1	23.957	10.206	0.606	18.080	0.267	0.047	4.758	81.987	5.377	11.329
ТП - 9										
18 - 2	23.957	10.206	0.622	18.557	0.274	0.049	4.883	81.987	5.519	11.628
19 - 1	25.498	10.862	0.560	17.782	0.246	0.044	4.679	84.278	5.250	11.062
19 - 2	25.498	10.862	0.552	17.528	0.243	0.043	4.613	81.987	4.898	10.320
20 - 1	23.957	10.206	0.610	18.199	0.268	0.048	4.789	86.548	6.031	12.708
ТП - 10										
20 - 2	23.957	10.206	0.612	18.259	0.269	0.048	4.805	84.278	5.738	12.090
21 - 1	25.498	10.862	0.560	17.782	0.246	0.044	4.679	86.548	5.537	11.666
21 - 2	25.498	10.862	0.550	17.464	0.242	0.043	4.596	86.548	5.438	11.458
22 - 1	23.957	10.206	0.610	18.199	0.268	0.048	4.789	86.548	6.031	12.708



продовження таблиці 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП 11										
22 - 2	23.957	10.206	0.615	18.348	0.271	0.048	4.828	86.548	6.081	12.812
23 - 1	25.498	10.862	0.560	17.782	0.246	0.044	4.679	86.548	5.537	11.666
23 - 2	25.498	10.862	0.542	17.210	0.238	0.042	4.529	86.548	5.359	11.291
24 - 1	23.957	10.206	0.600	17.901	0.264	0.047	4.711	84.278	5.625	11.853
ТП 12										
24 - 2	23.957	10.206	0.617	18.408	0.271	0.048	4.844	86.548	6.101	12.854
25 - 1	25.498	10.862	0.567	18.004	0.249	0.044	4.738	86.548	5.606	11.812
25 - 2	25.498	10.862	0.555	17.623	0.244	0.043	4.638	86.548	5.488	11.562
26 - 1	23.957	10.206	0.627	18.706	0.276	0.049	4.923	86.548	6.199	13.062
ТП 13										
26 - 2	23.957	10.206	0.617	18.408	0.271	0.048	4.844	86.548	6.101	12.854
27 - 1	28.665	12.211	0.532	18.991	0.234	0.041	4.998	81.987	4.720	9.946
27 - 2	27.162	11.571	0.546	18.469	0.240	0.043	4.860	81.987	4.845	10.207
28 - 1	25.498	10.862	0.580	18.417	0.255	0.045	4.847	79.614	4.853	10.224
ТП 14										
28 - 2	23.957	10.206	0.597	17.811	0.263	0.047	4.687	79.614	4.995	10.524
29 - 1	28.665	12.211	0.495	17.670	0.218	0.039	4.650	81.987	4.392	9.254
29 - 2	28.665	12.211	0.502	17.920	0.221	0.039	4.716	74.741	3.702	7.799
30 - 1	28.665	12.211	0.520	18.563	0.229	0.041	4.885	72.214	3.579	7.542
ТП 15										
30 - 2	25.498	10.862	0.574	18.227	0.253	0.045	4.796	86.548	5.675	11.958
31 - 1	37.737	16.076	0.380	17.858	0.167	0.030	4.700	84.288	3.564	7.509
32 - 1	37.737	16.076	0.400	18.798	0.176	0.031	4.947	61.763	2.014	4.244

Падіння напруги в лініях не перевищує допустимих 5%, що задовольняє поставленим умовам.

## 2.7 Розрахунок втрат потужності та активної енергії у трансформаторах

Втрати потужності визначимо за такими формулами:

$$\Delta P = n \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left( \frac{S_{mp}}{S_{НОМ}} \right)^2,$$

$$\Delta Q = n \cdot \frac{I_{XX\%}}{100} \cdot S_{НОМ} + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K3\%}}{100} \cdot \frac{S_{mp}^2}{S_{НОМ}} \Delta P_{K3}.$$

де  $\Delta P_{XX}$  – паспортні дані втрат холостого ходу у трансформаторі.

$$\Delta P_{XX} = 0,3 \text{ кВт};$$

$\Delta P_{K3}$  – паспортні дані втрат короткого замикання трансформатора,  
 $\Delta P_{K3} = 2 \text{ кВт}$ ;

$U_{K3\%}$  – напруга короткого замикання  $U_{K3\%} = 4\%$ ,

$I_{XX\%}$  – струм холостого ходу,  $I_{XX\%} = 2,1 \text{ А}$ .

Втрати активної енергії визначимо за такою формулою:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot \tau_{\text{рік}} + \tau \cdot \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left( \frac{S_{\text{мп}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot 10^{-3},$$

де  $\tau_{\text{рік}}$  – фактичне час роботи споживачів на рік  $\tau_{\text{рік}} = 8760 \text{ год}$ ;

$\tau$  – максимальний час втрат  $\tau = 2988 \text{ год}$ .

Розрахунок зведемо до таблиці 5.2.

Таблиця 2.7 – Втрати потужності та активної енергії у трансформаторах.

№ ТП	$k_3$	$S_{\text{мп}},$ кВт	$S_{\text{НОМ}},$ кВт	$\Delta P,$ кВт	$\Delta Q,$ кВАр	$\Delta W,$ МВт·год
1	2	3	4	5	6	7
1	0.940	150.392	160	2.067	9.014	7.908
2	0.639	102.180	160	1.116	5.970	5.065
3	0.676	108.144	160	1.214	6.284	5.358
4	0.676	108.144	160	1.214	6.284	5.358
5	0.665	106.354	160	1.184	6.188	5.268
6	0.676	108.144	160	1.214	6.284	5.358
7	0.686	109.801	160	1.242	6.374	5.442
8	0.665	106.354	160	1.184	6.188	5.268
9	0.665	106.354	160	1.184	6.188	5.268
10	0.665	106.354	160	1.184	6.188	5.268
11	0.665	106.354	160	1.184	6.188	5.268
12	0.665	106.354	160	1.184	6.188	5.268
13	0.708	113.206	160	1.301	6.564	5.620
14	0.739	118.228	160	1.392	6.854	5.891
15	0.679	108.572	160	1.221	6.307	5.380

## 2.8 Розрахунок схеми розподільчої мережі 10 кВ

Схема розподільчої мережі 10 кВ представлена на рисунку 2.2

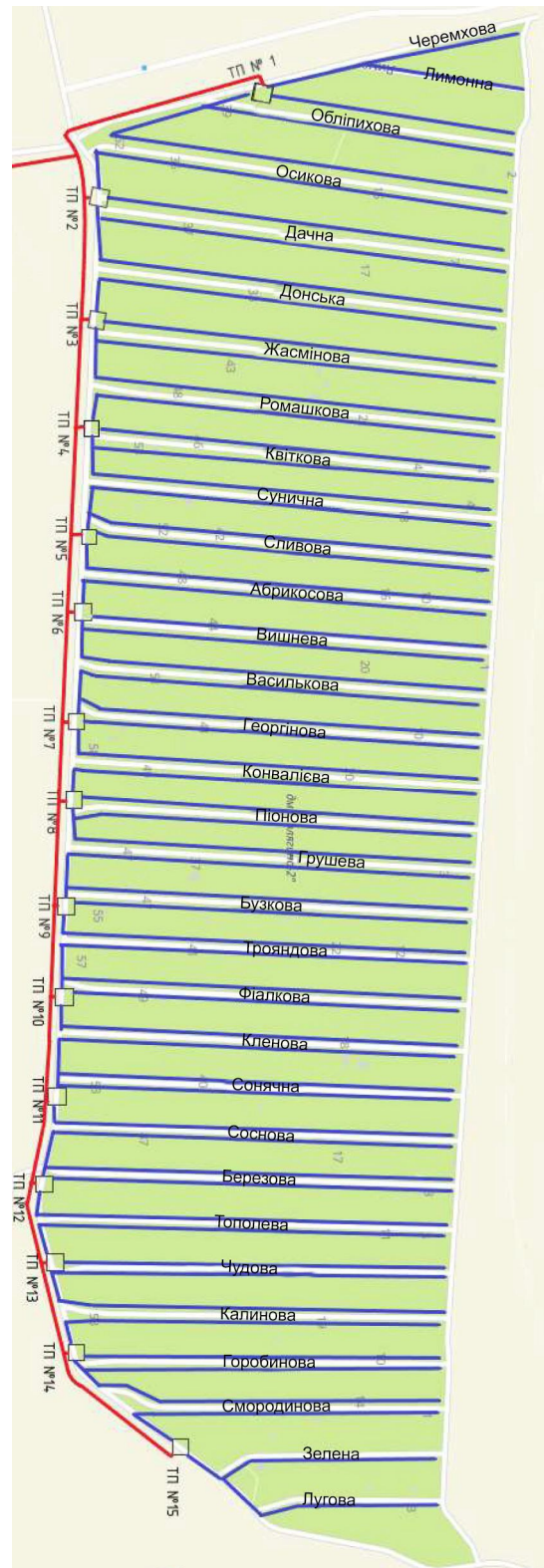


Рисунок 2.2 – Схема розподільчої мережі 10 кВ.

Розрахунок електричного навантаження в мережі 10 кВ виконується аналогічно до мережі 0,4 кВ.

Активна потужність трансформаторних підстанцій 10 / 0,4 кВ визначається за такою формулою:

$$P = S_{НОМ} \cdot k_3 \cdot \cos \varphi,$$

де  $S_{НОМ}$  – номінальна потужність ТП;

$k_3$  – коефіцієнт завантаження ТП;

$\cos \varphi$  – коефіцієнти потужності трансформаторних підстанцій 10 / 0,4 кВ,  $\cos \varphi = 0,8$  [6].

Для ТП №1 активна потужність дорівнюватиме:

$$P = 160 \cdot 0,94 \cdot 0,8 = 120,313 \text{ кВт.}$$

За тією ж аналогією розрахуємо решту ТП, результати розрахунків внесемо до таблиці 2.8

Таблиця 2.8 – Розрахунок активної потужності ТП

№ КТП	$S_{ном},$ кВт	$K_3$	$P_{ТП},$ кВт
1	2	3	4
1	160	0,940	120,313
2	160	0,639	81,744
3	160	0,676	86,515
4	160	0,676	86,515
5	160	0,665	85,083
6	160	0,676	86,515
7	160	0,686	87,841
8	160	0,665	85,083
9	160	0,665	85,083
10	160	0,665	85,083
11	160	0,665	85,083
12	160	0,665	85,083
13	160	0,708	90,565
14	160	0,739	94,582
15	160	0,679	86,858

Визначимо розрахункові навантаження по ділянках ліній за допомогою коефіцієнтів одночасності [6]:

$$P_B = K_O \cdot \sum P_{Di}$$

де  $P_{Di}$  – денний та вечірній максимуми навантажень  $i$ -го споживача або  $i$ -ї ділянки мережі.

$K_O$  – коефіцієнт одночасності, визначається [6],  $K_O = 0,73$  для однієї ТП.

$$S = \frac{P_B}{\cos \varphi},$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

Для прикладу розглянемо ділянку 13 - 14.

$$P_B = P_{14-15} + 0,73 \cdot P_{ТП \text{ №}14} = 86,858 + 0,73 \cdot 94,582 = 155,903 \text{ кВт},$$

$$S = \frac{155,903}{0,8} = 194,879 \text{ кВт},,$$

$$Q = \sqrt{194,879^2 - 155,903^2} = 116,927 \text{ кВар}.$$

Результати розрахунку зведемо до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку навантаження мережі 10 кВ

Лінія	$P_{ТП},$ кВт	$P_B,$ кВт	$S,$ кВт	$Q,$ кВар
0 - 2	81.744	179.986	224.983	134.990
2 - 1	120.313	120.313	150.392	90.235
2 - 3	86.515	848.272	1060.340	636.204
3 - 4	86.515	785.116	981.395	588.837
4 - 5	85.083	721.960	902.450	541.470
5 - 6	86.515	659.849	824.812	494.887
6 - 7	87.841	596.693	745.867	447.520
7 - 8	85.083	532.570	665.712	399.427
8 - 9	85.083	470.459	588.074	352.844
9 - 10	85.083	408.348	510.435	306.261
10 - 11	85.083	346.237	432.796	259.678
11 - 12	85.083	284.126	355.158	213.095
12 - 13	90.565	222.015	277.519	166.512
13 - 14	94.582	155.903	194.879	116.927
14 - 15	86.858	86.858	108.572	65.143

## 2.9 Розрахунок проводів та вибір перерізу провідників

Для визначення перерізу дротів ліній мережі 10 кВ необхідно визначити розрахунковий струм на ділянці.

Розрахунковий струм на ділянці мережі знаходиться за формулою:

$$I_{розр} = \frac{S}{(\sqrt{3} \cdot U_H)}$$

Для прикладу визначимо струм ділянки мережі 3 - 4.

$$I_{розр} = \frac{981,395}{(\sqrt{3} \cdot 10)} = 56,661 \text{ А.}$$

Згідно розрахованого струму вибираємо провід *СИПЗ* – 3×50.

Згідно такого ж принципу визначимо струми на інших ділянках. Зведемо результати розрахунків до таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати розрахунку струму на ділянці мережі 10 кВ .

Лінія	$S$ , кВт	$I_{розр}$ , А	$I_{дон}$ , А	Переріз	$r_{num}$ , Ом / км	$x_{num}$ , Ом / км
0 - 2	224.983	12.989	115	3×50	0.571	0.14
2 - 1	150.392	8.683	115	3×50	0.571	0.14
2 - 3	1060.340	61.219	115	3×50	0.571	0.14
3 - 4	981.395	56.661	115	3×50	0.571	0.14
4 - 5	902.450	52.103	115	3×50	0.571	0.14
5 - 6	824.812	47.621	115	3×50	0.571	0.14
6 - 7	745.867	43.063	115	3×50	0.571	0.14
7 - 8	665.712	38.435	115	3×50	0.571	0.14
8 - 9	588.074	33.952	115	3×50	0.571	0.14
9 - 10	510.435	29.470	115	3×50	0.571	0.14
10 - 11	432.796	24.988	115	3×50	0.571	0.14
11 - 12	355.158	20.505	115	3×50	0.571	0.14
12 - 13	277.519	16.023	115	3×50	0.571	0.14
13 - 14	194.879	11.251	115	3×50	0.571	0.14
14 - 15	108.572	6.268	115	3×50	0.571	0.14

## 2.10 Визначення втрат у мережі 10 кВ

### 2.10.1 Визначення втрат напруги в електричній мережі 10кВ

Втрати напруги та енергії електричної мережі 10 кВ визначається аналогічно як і для мережі 0,4 кВ за формулами:

Розглянемо ділянку мережі 3 - 4.

$$R_{л} = 0,571 \cdot 0,155 = 0,089 \text{ Ом},$$

$$X_{л} = 0,14 \cdot 0,155 = 0,022 \text{ Ом}.$$

Інші лінії розраховуємо за тією ж схемою.

Таблиця 2.11 – Розрахунок втрат напруги електричної мережі 10кВ

Лінія	$P$ , кВт	$Q$ , кВАр	$r_{\text{ном}}$ , Ом / км	$x_{\text{ном}}$ , Ом / км	$L$ , км	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$U$ , В	$U\%$
0 - 2	907.945	680.959	0.571	0.14	0.18	0.10278	0.0252	11.048	0.110
2 - 1	120.313	90.235	0.571	0.14	0.34	0.19414	0.0476	2.765	0.028
2 - 3	848.272	636.204	0.571	0.14	0.19	0.10849	0.0266	10.895	0.109
3 - 4	785.116	588.837	0.571	0.14	0.155	0.088505	0.0217	8.226	0.082
4 - 5	721.960	541.470	0.571	0.14	0.14	0.07994	0.0196	6.833	0.068
5 - 6	659.849	494.887	0.571	0.14	0.13	0.07423	0.0182	5.799	0.058
6 - 7	596.693	447.520	0.571	0.14	0.13	0.07423	0.0182	5.244	0.052
7 - 8	532.570	399.427	0.571	0.14	0.14	0.07994	0.0196	5.040	0.050
8 - 9	470.459	352.844	0.571	0.14	0.135	0.077085	0.0189	4.293	0.043
9 - 10	408.348	306.261	0.571	0.14	0.13	0.07423	0.0182	3.589	0.036
10 - 11	346.237	259.678	0.571	0.14	0.14	0.07994	0.0196	3.277	0.033
11 - 12	284.126	213.095	0.571	0.14	0.13	0.07423	0.0182	2.497	0.025
12 - 13	222.015	166.512	0.571	0.14	0.14	0.07994	0.0196	2.101	0.021
13 - 14	155.903	116.927	0.571	0.14	0.14	0.07994	0.0196	1.475	0.015
14 - 15	86.858	65.143	0.571	0.14	0.19	0.10849	0.0266	1.116	0.011

Сумарні втрати напруги мережі 10 кВ визначаються як алгебраїчна сума всіх втрат в лініях:

$$\sum \Delta U = 74,198 \text{ В}.$$

Сумарні втрати напруги мережі 10 кВ, виражені у відсотках:

$$\Delta U\% = \frac{74,198}{10000} = 0,742\% .$$

Отримані втрати напруги лежать у допустимих межах.

### 2.10.2 Визначення втрат енергії електричної мережі 10 кВ

Розрахунок втрат енергії в лінії ведемо за формулою:

$$\Delta W_{Л} = \Delta P_{max} \cdot \tau = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau$$

де  $\tau$  – час максимальних втрат.  $\tau = 2988$  год.

Результати розрахунків представлені у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Результати розрахунків втрат енергії у мережі 10 кВ

Лінія	$I_{розр.},$ А	$I_{дон},$ А	$R,$ Ом	$\Delta P_{max},$ кВт	$W_{Л},$ МВт · год
0 - 2	65.525	115	0.10278	1323.876	3955.742
2 - 1	8.683	115	0.19414	43.910	131.203
2 - 3	61.219	115	0.10849	1219.775	3644.688
3 - 4	56.661	115	0.088505	852.424	2547.042
4 - 5	52.103	115	0.07994	651.044	1945.321
5 - 6	47.621	115	0.07423	504.997	1508.932
6 - 7	43.063	115	0.07423	412.954	1233.907
7 - 8	38.435	115	0.07994	354.272	1058.565
8 - 9	33.952	115	0.077085	266.583	796.551
9 - 10	29.470	115	0.07423	193.402	577.884
10 - 11	24.988	115	0.07994	149.738	447.417
11 - 12	20.505	115	0.07423	93.632	279.771
12 - 13	16.023	115	0.07994	61.567	183.963
13 - 14	11.251	115	0.07994	30.359	90.714
14 - 15	6.268	115	0.10849	12.789	38.213



## 2.11 Висновки до розділу 2

В даному розділі було здійснено вибір трансформаторних підстанцій, вибір потужності та місця розташування трансформаторних підстанцій. Було вибрано *КТП 160 кВА 10/0,4* у кількості 15 штук. Така кількість була зумовлена географічними особливостями території.

Проведено розрахунок електричних навантажень, який виконувався з допомогою коефіцієнта одночасності. Навантаження житлових індивідуальних будинків розраховувалося з урахуванням наявності електричних плит та залежно від площі будинку.

Метод визначення навантажень при розрахунку сільськогосподарських електромереж заснований на сумі розрахованих навантажень у запропонованій можливій формі.

## 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### 3.1 Вибір обладнання

#### 3.1.1 Вибір обладнання на напругу 10 кВ

Як апарати захисту електроприймачів та електричних мереж встановлюємо автоматичні вимикачі. Автоматичні вимикачі одночасно виконують функції захисту та управління: захищають кабелі, дроти, електричні мережі та споживачів від перевантаження та короткого замикання (надструмів короткого замикання), а також забезпечують нормальний режим протікання електроструму в колі та здійснюють управління ділянками електричних кіл.

Вимикачі вибирають за номінальним струмом  $I_{ном} \geq I_{розр}$ , номінальною напругою  $U_{ном} \geq U_{ном.у}$ , типу, роду установки.

Зробимо вибір вимикача для лінії ПЛ 3–4.

$$U_{номПЛ} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{номПЛ} = 56,661 \text{ А}.$$

Вибираємо масляний вимикач типу ВВВ 10/400 виробництва ТОВ "Енергоспецсервіс ВП", Україна з характеристиками:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} = 400 \text{ А}.$$

Вибір вимикачів для інших ліній буде аналогічний, результати зведемо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір вимикачів на 10 кВ

ПЛ	$U_{ном},$ кВ	$I_{розр},$ А	Тип вимикача	$I_{ном.вим},$ А	$I_{ном},$ А	К-сть
1	2	3	4	5	6	7
0 - 2	10	65.525	ВВВ 10/400	10	400	1
2 - 1	10	8.683	ВВВ 10/400	10	400	1
2 - 3	10	61.219	ВВВ 10/400	10	400	1
3 - 4	10	56.661	ВВВ 10/400	10	400	1

продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7
4 - 5	10	52.103	BBB 10/400	10	400	1
5 - 6	10	47.621	BBB 10/400	10	400	1
6 - 7	10	43.063	BBB 10/400	10	400	1
7 - 8	10	38.435	BBB 10/400	10	400	1
8 - 9	10	33.952	BBB 10/400	10	400	1
9 - 10	10	29.470	BBB 10/400	10	400	1
10 - 11	10	24.988	BBB 10/400	10	400	1
11 - 12	10	20.505	BBB 10/400	10	400	1
12 - 13	10	16.023	BBB 10/400	10	400	1
13 - 14	10	11.251	BBB 10/400	10	400	1
14 - 15	10	6.268	BBB 10/400	10	400	1

Характеристики вимикача ВВВ 10/400 представлені у таблиці 3.2:

Таблиця 3.2 - Характеристики ВВВ 10/400

Технічна характеристика	Значення
Номінальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номінальний струм, А	400
Номінальний струм вимикання, кА	4
Номінальний струм вмикання, кА	4
Струм термічної стійкості (3 сек.), кА	4
Напруга кіл управління, В	200
Категорія розміщення	2
Кліматичне виконання	У
Маса вимикача, кг	65

### 3.1.2 Вибір обладнання на напругу нижче 1 кВ

Вимикачі на напругу 0,4 кВ вибираємо за умовами:

$$I_{ном.а} \geq I_{роб};$$

$$I_{ном.розч.т} \geq I_{роб};$$

$$I_{ном.розч.е} \geq I_{роб}.$$

Для захисту ліній 0,4 кВ використовуватимемо вимикачі типу ВА 88:  
 ВА88–32 3P 100А 25 кА; ВА 88–32 125А 25 кА; ВА 88–32 50А 25 кА.

Таблиця 3.3 – Вибір вимикачів на 0,4 кВ

№ лінії	$I_{роз},$ А	$I_{ном.розч.т},$ А	Тип вимикача	$I_{ном.а},$ А	$I_{ном.розч.е},$ А	$I_{вим},$ кА
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
1 - 1	27.736	30.510	ВА 88–32 50А	50	50	25
0 - 1	69.074	75.981	ВА 88–32 100А	100	80	25
3 - 1	62.395	68.635	ВА 88–32 100А	100	80	25
3 - 2	77.189	84.908	ВА 88–32 125А	125	125	25
4 - 1	82.077	90.284		125	125	26
ТП-2						
4 - 2	77.189	84.908	ВА 88–32 125А	125	125	25
5 - 1	74.741	82.215	ВА 88–32 125А	125	125	25
5 - 2	74.741	82.215	ВА 88–32 125А	125	125	25
6 - 1	77.189	84.908	ВА 88–32 125А	125	125	25
ТП-3						
6 - 2	77.189	84.908	ВА 88–32 125А	125	125	25
7 - 1	88.767	97.643	ВА 88–32 125А	125	125	25
7 - 2	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
8 - 1	88.767	97.643	ВА 88–32 125А	125	125	25
ТП-4						
8 - 2	88.767	97.643	ВА 88–32 125А	125	125	25
9 - 1	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
9 - 2	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
10 - 1	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
ТП-5						
10 - 2	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
11 - 1	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
11 - 2	84.278	92.706	ВА 88–32 125А	125	125	25
12 - 1	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
ТП-6						
12 - 2	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
13 - 1	88.767	97.643	ВА 88–32 125А	125	125	25
13 - 2	88.767	97.643	ВА 88–32 125А	125	125	25
14 - 1	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
ТП-7						
14 - 2	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
15 - 1	86.548	95.202	ВА 88–32 125А	125	125	25
15 - 2	88.767	97.643	ВА 88–32 125А	125	125	25

продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6	7
16 - 1	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-8						
16 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
17 - 1	84.278	92.706	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
1	2	3	4	5	6	7
17 - 2	84.278	92.706	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
18 - 1	81.987	90.185	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-9						
18 - 2	81.987	90.185	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
19 - 1	84.278	92.706	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
19 - 2	81.987	90.185	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
20 - 1	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-10						
20 - 2	84.278	92.706	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
21 - 1	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
21 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
22 - 1	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-11						
22 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
23 - 1	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
23 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
24 - 1	84.278	92.706	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-12						
24 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
25 - 1	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
25 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
26 - 1	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-13						
26 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
27 - 1	81.987	90.185	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
27 - 2	81.987	90.185	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
28 - 1	79.614	87.575	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-14						
28 - 2	79.614	87.575	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
29 - 1	81.987	90.185	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
29 - 2	74.741	82.215	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
30 - 1	72.214	79.435	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
ТII-15						
30 - 2	86.548	95.202	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
31 - 1	84.288	92.717	<i>BA 88 – 32 125A</i>	125	125	25
32 - 1	61.763	67.939	<i>BA 88 – 32 100A</i>	100	80	25

## 3.2 Перевірка обладнання за струмами короткого замикання

Коротке замикання (КЗ) – це всяке випадкове або навмисне, не передбачене нормальним режимом роботи, електричне з'єднання різних точок електроустановки між собою і землею, при якому струми в апаратах і провідниках, що примикають до місця приєднання, різко зростають, перевищуючи, як правило, розрахункові значення нормального режиму

Для перевірки електричних апаратів та провідників необхідно провести розрахунок струмів короткого замикання (КЗ). Для цього достатньо визначити струм трифазного КЗ у місці ушкодження.

Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1 кВ виконується, зазвичай, в іменованих одиницях (МОм). При цьому враховуються активні та індуктивні опори всіх елементів ланцюга КЗ.

Для визначення струмів КЗ необхідно скласти схему заміщення. Схема заміщення являє собою спрощену однолінійну схему, на якій вказуються всі елементи системи електропостачання та їх параметри, що впливають на струм короткого замикання, тут же вказуються точки, в яких необхідно визначити струм короткого замикання.

Розрахунок виконуватимемо у відносних одиницях [15]. Базову потужність приймаємо рівною  $S_{\phi} = 100 \text{ МВА}$ . Як базисну напругу приймаємо середню напругу того ступеня, на якій має місце КЗ,  $U_{\text{сер.ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ .

### 3.2.1 Розрахунок струмів короткого замикання у мережі 10 кВ

Зобразимо схему заміщення.

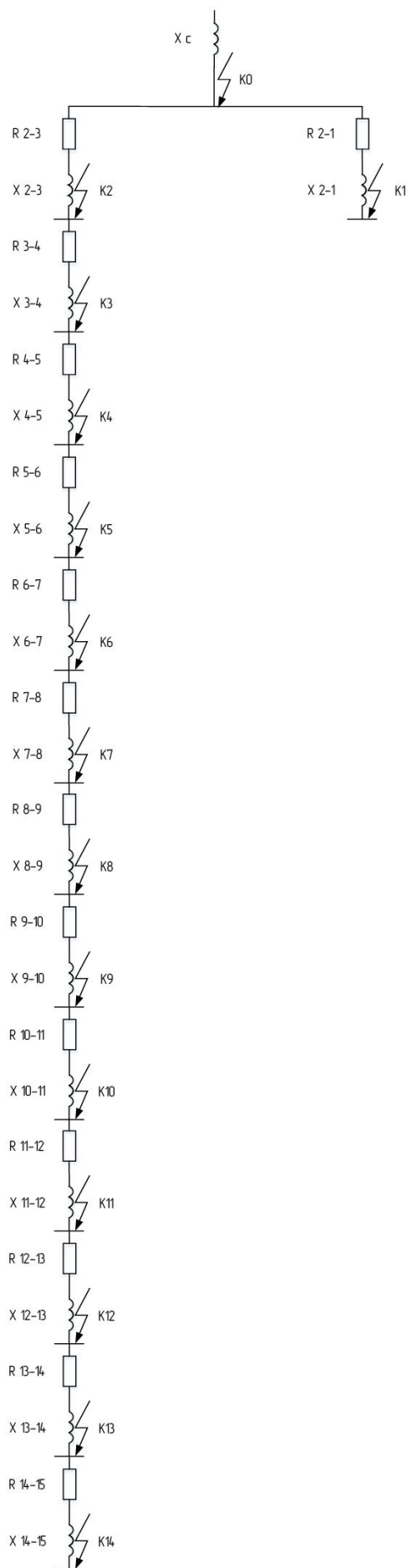


Рисунок 3.1 – Сема заміщення мережі 10 кВ

Розглянемо точку  $K0$ .

Опір системи знайдемо за формулою:

$$X_C = Z_\Sigma = \frac{S_\delta}{S_{вим}}$$

де  $S_{вим}$  – відключаюча здатність головного вимикача,  $MVA$ ;

$S_\delta$  – базове значення потужності, що дорівнює  $100 MVA$ .

Повна потужність відключення системи:

$$S_{вим} = \sqrt{3} \cdot I_{ном.вим} \cdot U_{ном}$$

де  $I_{ном.вим}$  – струм вимкнення головного вимикача;

$U_{ном}$  – паспортні дані головного вимикача.

$$S_{вим} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10 = 173,205 MVA;$$

$$X_C = Z_\Sigma = \frac{100}{173,205} = 0,577 в.о.$$

Базове значення струму знайдемо за формулою:

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

де  $U_\delta$  – базисне значення напруги, що дорівнює  $10,5 кВ$ .

$$I_\delta = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 кА$$

Струм короткого замикання трифазний визначається за формулою:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{Z_\Sigma} \cdot I_\delta$$

де  $Z_\Sigma$  – сумарний опір ділянки до точки короткого замикання.

Для перевірки обладнання за умовою електродинамічної стійкості необхідно знати найбільше значення струму к.з.

Ударний струм визначається за такою формулою:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{кз}^{(3)}$$



де  $K_{y\delta}$  – ударний коефіцієнт, що визначається залежно від співвідношення  $X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$ ,  $K_{y\delta} = 1$  [15].

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,577} \cdot 5,499 = 9,525 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 9,525 = 13,470 \text{ кА.}$$

Розглянемо точку К1 ще для одного прикладу.

Опір елементів системи електропостачання приводимо до базисних рівнів. Опір ліній визначаються за виразами:

$$R = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}$$

$$X = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}$$

де  $r_0$  і  $x_0$  – питомий активний та реактивний опір ліній,  $\text{Ом} / \text{км}$ ;

$L$  – довжина лінії,  $\text{км}$ .

Сумарний опір ділянки до точки короткого замикання визначимо за такою формулою:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigmaкз}^2 + X_{\Sigmaкз}^2}$$

$$R = 0,571 \cdot 0,34 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,1761 \text{ в.о.}$$

$$X = 0,14 \cdot 0,34 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0984 \text{ в.о.}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{0,1761^2 + 0,0984^2} = 0,181 \text{ в.о.}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{0,181} \cdot 5,499 = 30,381 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 30,381 = 42,966 \text{ кА.}$$

Розрахунок точок к.з. К2 - К10 розраховуємо аналогічно з розрахунком к.з. в точці К1. Усі розрахунки опорів ділянок зведемо до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахунок опорів

Ділянка	$L$ , км	$F$ , мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом / км	$x_0$ , Ом / км	$R$ , в.о.	$X$ , в.о.
0 - 1	0.34	50	0.571	0.14	0.1761	0.0432
2 - 3	0.19	50	0.571	0.14	0.0984	0.0241
3 - 4	0.155	50	0.571	0.14	0.0803	0.0197
4 - 5	0.14	50	0.571	0.14	0.0725	0.0178
5 - 6	0.13	50	0.571	0.14	0.0673	0.0165
6 - 7	0.13	50	0.571	0.14	0.0673	0.0165
7 - 8	0.14	50	0.571	0.14	0.0725	0.0178
8 - 9	0.135	50	0.571	0.14	0.0699	0.0171
9 - 10	0.13	50	0.571	0.14	0.0673	0.0165
10 - 11	0.14	50	0.571	0.14	0.0725	0.0178
11 - 12	0.13	50	0.571	0.14	0.0673	0.0165
12 - 13	0.14	50	0.571	0.14	0.0725	0.0178
13 - 14	0.14	50	0.571	0.14	0.0725	0.0178
14 - 15	0.19	50	0.571	0.14	0.0984	0.0241

Подальший розрахунок струмів короткого замикання на напругу 10 кВ зведемо в таблицю 3.5

Таблиця 3.5 – Розрахунок струмів КЗ

Точка КЗ	$Z_{\Sigma}$ в.о.	$X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$	$K_{y\delta}$	$I_{кз}^{(3)}$ кА	$i_{y\delta}$ кА.
К0	0.577	0.000	1	9.525	13.470
К1	0.181	0.245	1	30.330	42.893
К2	0.101	0.245	1	54.275	76.756
К3	0.083	0.245	1	66.530	94.088
К4	0.075	0.245	1	73.658	104.169
К5	0.069	0.245	1	79.324	112.182
К6	0.069	0.245	1	79.324	112.182
К7	0.075	0.245	1	73.658	104.169
К8	0.072	0.245	1	76.386	108.027
К9	0.069	0.245	1	79.324	112.182
К10	0.075	0.245	1	73.658	104.169
К11	0.069	0.245	1	79.324	112.182
К12	0.075	0.245	1	73.658	104.169
К13	0.075	0.245	1	73.658	104.169
К14	0.101	0.245	1	54.275	76.756

### 3.2.2 Розрахунок струмів короткого замикання у мережі до 1 кВ

Для напруги до 1 кВ при розрахунку струмів короткого замикання вважається, що потужність системи живлення не обмежена і напруга на стороні високої напруги трансформатора є незмінною [15].

Струми КЗ розраховуватимемо до найближчих будівель.

Розрахунок виконується в іменованих одиницях. Опір елементів системи електропостачання вищої напруги призводить до низької напруги за формулами:

$$R_H = R_{\sigma} \cdot \left( \frac{U_{ном.Н}}{U_{ном.В}} \right)^2$$

$$X_H = X_{\sigma} \cdot \left( \frac{U_{ном.Н}}{U_{ном.В}} \right)^2$$

де  $R_{\sigma}$ ,  $X_{\sigma}$  – опори елементів системи електропостачання вищої напруги;

$R_H$ ,  $X_H$  – опори елементів системи електропостачання високої напруги,

наведені до низького  $R_H = 0,32 \text{ Ом}$ ,  $X_H = 0,08 \text{ Ом}$ ;

$$\frac{U_{ном.Н}}{U_{ном.В}} = \frac{0,4}{10} = 0,04 \text{ – коефіцієнт трансформації.}$$

Розглянемо КТП-1:

Розрахункова схема від КТП-1 до найближчої ділянки має вигляд:

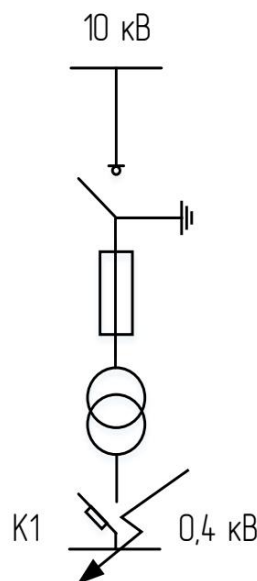


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема від КТП-1 до найближчої ділянки

Довжина лінії до першої ділянки  $L = 0,06$  км :

Приведений опір до низької напруги визначається за формулами:

$$R_H = 0,32 \cdot (0,04)^2 = 0,0512 \text{ Ом},$$

$$X_H = 0,08 \cdot (0,04)^2 = 0,000128 \text{ Ом}.$$

Опір трансформатора  $TM - 160/0,4$  визначається за формулами:

$$R_T = \Delta P_{K3} \cdot \left( \frac{U_{HH}}{S_{НОМ.Т}} \right) \cdot 10^6, (\text{МОм})$$

$$Z_T = U_{K3} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМ.Т}} \cdot 10^4, (\text{МОм})$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, (\text{МОм})$$

$$X_H = X_{\sigma} \cdot \left( \frac{U_{НОМ.Н}}{U_{НОМ.В}} \right)^2$$

$$R_T = 2 \cdot \left( \frac{0,4}{160} \right) \cdot 10^6 = 12,5 \text{ МОм}$$

$$Z_T = 4 \cdot \frac{0,4^2}{160} \cdot 10^4 = 40 \text{ МОм}$$

$$X_T = \sqrt{40^2 - 12,5^2} = 37,997 \text{ МОм}.$$

Сумарний активний опір, крім опорів елементів системи електропостачання високої сторони трансформатора, має враховувати перехідний опір контактів  $R_{\text{доо}}$ .

Тому вводимо  $R_{\text{доо}} = (15 \div 20) \text{ МОм}$

$$R = R_{\text{тр}} + R_{\text{доо}}$$

$$R = 12,5 + 15 = 27,5 \text{ Ом}$$

Опір ліній  $0,4$  кВ від КТП-1 до найближчого будинку:

$$R_{0,4} = 0,44 \cdot 0,06 = 0,0264 \text{ Ом}$$

$$X_{0,4} = 0,078 \cdot 0,06 = 0,00468 \text{ Ом}$$

Сумарний опір лінії:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(R_{H\Sigma} + R + R_{0,4})^2 + (X_{H\Sigma} + X_{0,4})^2}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(0,0512 + 0,02750 + 0,0264)^2 + (0,000128 + 0,00468)^2} = 0,10521 \text{ Ом}$$

Трифазний струм короткого замикання у точці К1 знайдемо за формулою:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,105} = 2,198 \text{ кА}$$

Ударний струм для точки К1 визначимо за формулою:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 2,198 = 3,419 \text{ кА}$$

Подальший розрахунок струмів короткого замикання у мережі 0,4 кВ зведемо до таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Розрахунок струмів короткого замикання у мережі 0,4 кВ

№ КТП	$L$ , км	$R_{H\Sigma}$ , Ом	$X_{H\Sigma}$ , Ом	$R_{0,4}$ , Ом	$X_{0,4}$ , Ом	$R_{mp}$ , Ом	$X_{mp}$ , Ом	$Z_{\Sigma}$ , Ом	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$i_{y0}$ , кА
1	0.06	0.0512	0.000128	0.0264	0.0047	0.0125	0.04	0.1052	2.198	3.419
2	0.103	0.0512	0.000128	0.0453	0.0080	0.0125	0.04	0.1243	1.860	2.894
3	0.106	0.0512	0.000128	0.0466	0.0083	0.0125	0.04	0.1256	1.841	2.863
4	0.11	0.0512	0.000128	0.0484	0.0086	0.0125	0.04	0.1274	1.815	2.823
5	0.1	0.0512	0.000128	0.0440	0.0078	0.0125	0.04	0.1230	1.880	2.925
6	0.1	0.0512	0.000128	0.0440	0.0078	0.0125	0.04	0.1230	1.880	2.925
7	0.085	0.0512	0.000128	0.0374	0.0066	0.0125	0.04	0.1163	1.988	3.093
8	0.105	0.0512	0.000128	0.0462	0.0082	0.0125	0.04	0.1252	1.847	2.873
9	0.11	0.0512	0.000128	0.0484	0.0086	0.0125	0.04	0.1274	1.815	2.823
10	0.085	0.0512	0.000128	0.0374	0.0066	0.0125	0.04	0.1163	1.988	3.093
11	0.075	0.0512	0.000128	0.0330	0.0059	0.0125	0.04	0.1119	2.067	3.215
12	0.1	0.0512	0.000128	0.0440	0.0078	0.0125	0.04	0.1230	1.880	2.925
13	0.065	0.0512	0.000128	0.0286	0.0051	0.0125	0.04	0.1074	2.152	3.348
14	0.075	0.0512	0.000128	0.0330	0.0059	0.0125	0.04	0.1119	2.067	3.215
15	0.115	0.0512	0.000128	0.0506	0.0090	0.0125	0.04	0.1296	1.784	2.775

### 3.3 Аналіз якості напруги мережі та розрахунок відхилення напруги для характерних електроприймачів

Якість напруги залежить від втрат напруги в окремих елементах мережі живлення. Відхилення напруги не повинна перевищувати  $\pm 10\%$  згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [17] від величини номінальної напруги. Відхилення напруги на кожній ділянці визначаємо за формулою:

$$V = \frac{(U_{дж} - \Delta U_{дл.}) - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%,$$

де  $V$  – відхилення напруги на досліджуваній ділянці (%);

$U_{ном}$  – номінальна напруга (В);

$U_{дж}$  – напруга на джерелі живлення (В);

$\Delta U_{дл.}$  – втрати напруги на ділянці (В)

Відхилення напруги розраховуються в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах для найпотужнішого та найвіддаленішого електроприймачів від РТП.

Величина напруги на джерелі живлення за рахунок зустрічного регулювання залежно від режиму роботи:

- У максимальному режимі  $1,5 \cdot U_{ном}$ ;
- У мінімальному режимі  $U_{ном}$ ;
- У післяаварійному режимі  $(1,05 \div 1,1) \cdot U_{ном}$ .

Розрахунок будемо проводити для найвіддаленішого споживача (ділянка №1, від ТП-2).

На рисунку 3.3 представлено розрахункову схему для даного варіанту.

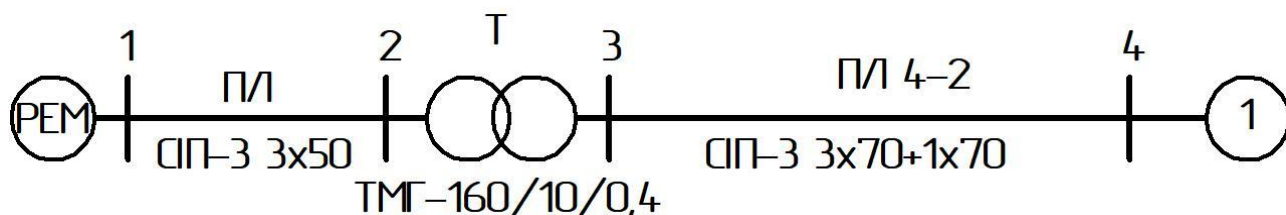


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема для найвіддаленішої ділянки.

### 3.3.1 Максимальний режим

$$U_{дж} = 1,05 \cdot 10000 = 10500 \text{ В}$$

Втрати в ПЛ були визначені раніше і склали  $\Delta U_{ЛЕП} = 0,1\%$ . Тоді напруга в кінці повітряної лінії складе:

$$U_1 = 10500 - \frac{0,11 \cdot 10000}{100} = 10488,952 \text{ В.}$$

Визначимо відхилення напруги щодо номінального в кінці лінії:

$$V_1 = \frac{(U_1 - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{10488,952 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 4,89\%$$

Визначимо втрати напруги у трансформаторі:

$$\Delta U_T = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi), \%$$

де  $\beta$  – коефіцієнт фактичного навантаження трансформатора до номінальної потужності в режимі роботи, що розглядається;

$U_a, U_p$  – активна та реактивна складові напруги к.з.

$$U_a = \frac{\Delta P_{к.з.}}{S_{ном.тр.}} \cdot 100\%$$

$$U_p = \sqrt{(U_{к\%})^2 - (U_{a\%})^2}$$

$$\beta = \frac{102,180}{160} = 0,64,$$

$$U_a = \frac{2}{160} \cdot 100 = 1,25\%$$

$$U_p = \sqrt{4^2 - 1,25^2} = 3,8\%$$

$$\Delta U_T = 0,64 \cdot (1,25 \cdot 0,87 + 3,8 \cdot 0,5) = 1,908\%$$

$$\Delta U_{TP} = 1,908 \cdot \frac{10500}{160} = 125,199 \text{ В}$$

Визначимо значення напруги на шинах НН трансформатора, приведені до ВН:

$$U'_2 = 10488,952 - 125,199 = 10363,753 \text{ В}$$

Визначимо коефіцієнт трансформації трансформатора:

$$K_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{380}{10000} = 0,038$$

Тоді дійсна напруга на шинах НН складатиме:

$$U_2 = U'_2 \cdot K_T = 10363,753 \cdot 0,038 = 393,823 \text{ В}$$

Визначимо відхилення напруги щодо номінального на шинах НН:

$$V_2 = \frac{(U_2 - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{393,823 - 380}{380} \cdot 100\% = 3,638\%$$

Втрати напруги повітряної лінії від ТП до ділянки №1 були розраховані вище і склали:  $\Delta U_{3-4} = 18,864 \text{ В}$ :

Знайдемо діючу напругу в місці приєднання лінії, що живить ділянку №1:

$$U_4 = U_2 - \Delta U_{3-4} = 393,823 - 18,464 = 374,959 \text{ В.}$$

Відхилення напруги наприкінці кабелю щодо номінального:

$$V_4 = \frac{374,959 - 380}{380} \cdot 100\% = -1,327\%$$

### 3.3.2 Мінімальний режим

$$U_{дж} = 10000 \text{ В}$$

У режимі мінімальних навантажень втрати напруги зменшаться на 50%.

$$U_1 = 10000 - \frac{0,055 \cdot 10000}{100} = 9999,476 \text{ В.}$$

Визначимо відхилення напруги щодо номінального в кінці лінії:

$$V_1 = \frac{(U_1 - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{9999,476 - 10000}{10000} \cdot 100\% = 0,005\%$$

Втрати у трансформаторі:

$$\Delta U_{TP} = 59,625 \text{ В}$$

Визначимо значення напруги на шинах НН трансформатора, приведене до напруги ВН:

$$U'_2 = 9999,476 - 59,625 = 9939,851 \text{ В}$$

Тоді дійсна напруга на шинах ПН складатиме:



$$U_2 = U'_2 \cdot K_T = 9939,851 \cdot 0,038 = 377,524 \text{ В}$$

Визначимо відхилення напруги щодо номінального на шинах НН:

$$V_2 = \frac{(U_2 - U_{ном})}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{377,524 - 380}{380} \cdot 100\% = -0,651\%$$

Втрати напруги повітряної лінії від ТП до ділянки №1 були розраховані раніше і склали:  $\Delta U_{3-4} = 18,864 \text{ В}$ :

Напруга в місці приєднання лінії, що живить ділянку №1:

$$U_4 = U_2 - \Delta U_{3-4} = 377,524 - 9,432 = 368,093 \text{ В.}$$

Відхилення напруги наприкінці кабелю щодо номінального:

$$V_4 = \frac{368,093 - 380}{380} \cdot 100\% = -3,133\%$$

Для наочного представлення розрахунків максимального та мінімального режимів зведемо всі розрахунки одну таблицю, таблицю 3.7.

На рисунку 3.4 представлена епюра відхилення напруги до найвіддаленішої ділянки.

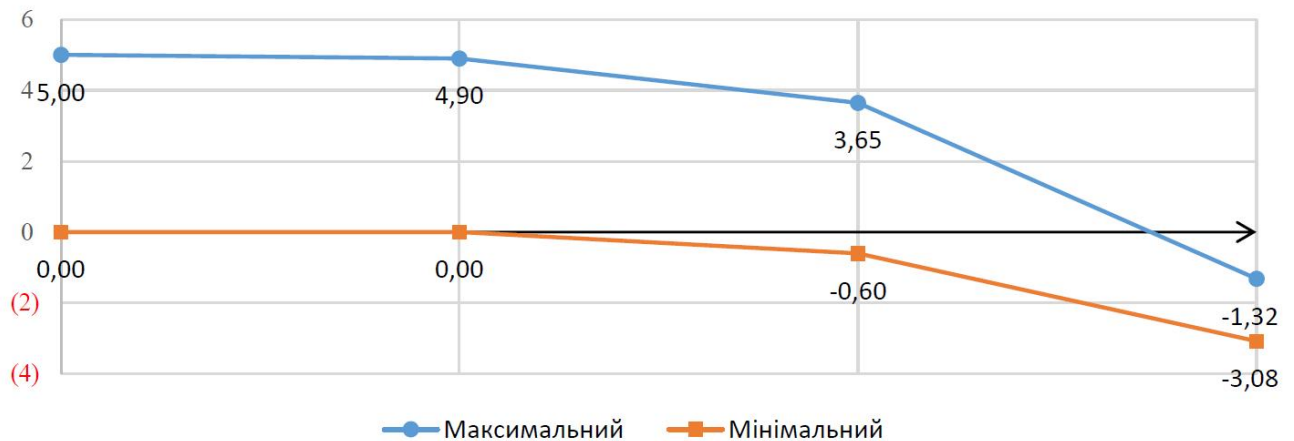


Рисунок 3.4 – Епюра відхилення напруги до найвіддаленішої ділянки

Таблиця 3.7 – Розрахунок відхилення напруги для найвіддаленішої ділянки дачного масиву

Режим	Ділянка			$L$ , км	$I_p$ , А						$\Delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$U$ , В			Відхилення $U$ , %
Максимальний	1 – 2			0.180	5.908						0.110	11.048	10488.952			4.890
	Ділянка	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\beta$	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$S$ , кВА	$S_T$ , кВА	$U_a$ , %	$U_{к}$ , %	$U_p$ , %	$\Delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$U_{ВН}$ , В	$U_{НН}$ , В	Відхилення $U$ , %	
	2-3	0.870	0.500	0.319	2.000	102.180	160.000	1.250	4.000	3.800	1.908	125.199	10363.753	393.823	3.638	
	Ділянка			L. км	Ip. А						чи. %	чи. В	U. В			Відхилення $U$ , %
	3 – 4			0.750	77.189						4.964	18.864	374.959			-1.327
Режим	Ділянка			L. км	Ip. А						чи. %	чи. В	U. В			Відхилення $U$ , %
Мінімальний	1 – 2			0.180	2.954						0.055	5.524	9994.476			-0.055
	Ділянка	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	$\beta$	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$S$ , кВА	$S_T$ , кВА	$U_a$ , %	$U_{к}$ , %	$U_p$ , %	$\Delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$U_{ВН}$ , В	$U_{НН}$ , В	Відхилення $U$ , %	
	2-3	0.870	0.500	0.160	2.000	51.090	160.000	0.013	4.000	4.000	0.954	59.625	9934.851	377.524	-0.651	
	Ділянка			L, км	$I_p$ , А						$\Delta U$ , %	$\Delta U$ , В	$U$ , В			Відхилення $U$ , %
	3 – 4			0.750	38.595						2.482	9.432	368.093			-3.133

### 3.4 Висновки до розділу 3

В даному розділі здійснено вибір обладнання на напругу 10 кВ, та вибір обладнання на напругу нижче 1 кВ. Як апарати захисту електроприймачів та електричних мереж встановлено автоматичні вимикачі серії ВА.

Здійснено розрахунки струмів короткого замикання, відповідно до яких проведено перевірка вибраної комутаційно-захисної апаратури.

Проведено аналіз якості напруги мережі та розрахунок відхилення напруги для характерних електроприймачів. Відхилення напруги розраховувалося в максимальному, мінімальному та післяаварійному режимах для найпотужнішого та найвіддаленішого електроприймачів від РТП. Відповідно до отриманих розрахунків відхилення напруги побудовано епіюру відхилення напруги до найвіддаленішої ділянки. Відхилення напруги не перевищує  $\pm 10\%$  згідно з вимогами ДСТУ EN 50160:2014.

## **4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ**

### **4.1 Вогнестійкість будівель, споруд та шляхи її підвищення**

Поширення пожежі у будівлях та спорудах значною мірою залежить від вогнестійкості будівельних конструкцій.

Вогнестійкість конструкцій – здатність конструкцій збудувати несучі та огорожувальні функції в умовах пожежі.

За вогнестійкістю всі будівлі та споруди поділяються на вісім ступенів згідно ДБН В.1.1. – 7 – 2002 «Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва», які характеризуються межами вогнестійкості основних будівельних конструкцій та межами поширення вогню табл. 4.1

Найвищу вогнестійкість мають будівлі та споруди I ступеня, будівельні конструкції в яких виготовлені з негорючих матеріалів відповідної товщини (цегляний будинок), а найнижчу – V ступеня, виготовлені з горючих матеріалів (дерев'яний будинок).

Межа вогнестійкості конструкції це – показник вогнестійкості конструкцій, який визначається часом (як правило, в годинах) від початку вогневого випробовування за стандартного температурного режиму до настання одного з нормованих для цієї конструкції граничних станів з вогнестійкості. Такими граничними станами конструкції можуть бути:

- втрата тримкості (несучої здатності), що характеризується обваленням або виникненням деформацій конструкцій, які виключають можливість подальшої її експлуатації;

- втрата цілісності, що характеризується утворенням у конструкціях наскрізних тріщин або наскрізних отворів, через які проникають продукти горіння або полум'я;

- втрата теплоізолювальної здатності, що характеризується підвищенням температури на поверхні, що не обігривається до встановлених граничних значень.

Таблиця 4.1 – Межі вогнестійкості конструкцій та поширення вогню конструкціями залежно від ступеня вогнестійкості будівель

Ступінь вогнестійкості будівель	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій, год (під ризикою) і мінімальні межі поширення вогню по них, см (під ризикою)								
	Стіни				Колонки	Сходові площадки, кошури сходові балки і марші сходових кліток	Плитки, настили та інші несучі конструкції перекриття	Елементи покриття	
	Несучі й сходових кліток	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні не несучі (перегородки)				Плити настили та інші несучі конструкції перекриття	Балки, ферми, арки, рами
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	$\frac{2,0}{0}$	$\frac{1,25}{0}$	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{2,5}{0}$	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{0,5}{0}$
II	$\frac{2,0}{0}$	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{2,0}{0}$	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{0,75}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{0,25}{0}$
III	$\frac{2,0}{0}$	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{0,25}{0}$ ; $\frac{0,5}{40}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{2,0}{0}$	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{0,75}{25}$	Н.Н. Н.Н.	Н.Н. Н.Н.
IIIa	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{0,25}{40}$	$\frac{0,25}{40}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{1,0}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{0,25}{25}$	$\frac{0,25}{0}$
IIIб	$\frac{1,0}{40}$	$\frac{0,5}{40}$	$\frac{0,25}{0}$ ; $\frac{0,5}{40}$	$\frac{0,25}{40}$	$\frac{1,0}{40}$	$\frac{0,75}{0}$	$\frac{0,75}{25}$	$\frac{0,25}{0}$ ; $\frac{0,25}{25(40)}$	$\frac{0,75}{25(40)}$
IV	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{0,25}{40}$	$\frac{0,25}{40}$	$\frac{0,25}{40}$	$\frac{0,5}{40}$	$\frac{0,25}{25}$	$\frac{0,25}{25}$	Н.Н. Н.Н.	Н.Н. Н.Н.
IVa	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{0,25}{40}$	Н.Н.	$\frac{0,25}{40}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{0,25}{0}$	$\frac{2,25}{Н.Н.}$	$\frac{0,25}{0}$
V	Не нормуються								

Межа вогнестійкості окремих будівельних конструкцій залежить від їх товщини чи площі поперечного перерізу та фізико-хімічних властивостей матеріалів, з яких вони виготовлені. Стіни з червоної цегли товщиною 38 см мають межу вогнестійкості близько 11 год, а з натурального каменю такої самої товщини – 7 год. Для перегородок із силікатної та червоної цегли товщиною 12 см межа вогнестійкості становить 2,5 год, гіпсових та гіпсошлакових товщиною

10 см – 1,7 год, дерев'яних (товщина 15 см), поштукатурених з обох сторін (товщина шару штукатурки 2 см) – 0,75 год.

Межа поширення вогню будівельною конструкцією – це розмір пошкодженої зони зразка (у сантиметрах) в площині конструкції від межі зони нагрівання, перпендикулярно їй, до найвіддаленішої точки пошкодження (для вертикальних конструкцій – вгору, для горизонтальних – у кожен бік).

Підвищення вогнестійкості будівельних конструкцій можна досягти шляхом:

- збільшення товщини та площі поперечного перерізу конструктивних елементів;
- збільшення товщини шару бетону в залізобетонних конструкціях, що працюють на прогин та розтяг;
- зменшення навантажень та вибору арматури з більш високими критичними температурами;
- нанесення штукатурних та облицювальних матеріалів з низькою теплопровідністю.

#### **4.2 Перша допомога людині, яка уражена електричним струмом**

Перша допомога при нещасних випадках від електричного струму складається з двох етапів: звільнення постраждалого від дії струму і надання йому медичної допомоги.

Звільнення постраждалого від дії струму може бути виконано декількома способами. Найбільш простий і надійний спосіб – це відключення відповідної частини електроустановки. Якщо відключення швидко провести чомусь неможливо (наприклад, далеко розміщений вимикач), можна при напрузі до 1000В перерубати провід сокирою з дерев'яною ручкою і відтягнути постраждалого від струмоведучої частини, взявшись за його одяг, якщо він сухий, відкинути від нього провід з допомогою дерев'яної палки.

При напрузі вище 1000В потрібно застосувати діелектричні рукавиці, боти і в необхідних випадках ізолюючу штангу або ізолюючі кліщі, які розраховані на відповідну напругу.

Заходи першої медичної допомоги постраждалому від електричного струму залежать від його стану. Якщо потерпілий не втратив свідомості, але до цього він її втрачав або тривай час знаходився під струмом, йому необхідно забезпечити повний спокій до прибуття лікаря або терміново доставити лікувальний заклад.

При відсутності свідомості, але при наявності дихання і роботі серця треба рівно і зручно положити потерпілого на м'яку підстилку, розщепнути ремінець і одяг, забезпечити притік свіжого повітря. Потрібно давати нюхати нашатирний спирт, оббризкувати лице холодною водою, розтирати і зігрівати тіло.

Якщо потерпілий погано дихає – рідко, судорожно або якщо дихання поступово погіршується, то необхідно зробити штучне дихання. При відсутності ознак життя потрібно робити штучне дихання і зовнішній масаж серця.

Штучне дихання повинно бути почате зразу ж після звільнення потерпілого від дії струму і виявлення його стану. Воно повинно проводитися методом, відомим під назвою „ рот в рот ’’, яке заключається в тому, що особа, яка надає допомогу, вдуває повітря із своїх легень в легені потерпілого через його рот. Встановлено, що повітря, яке видихається з легень, вміщує достатню для дихання кількість кисню. При цьому способі потерпілого кладуть на спину, відкривають йому рот і видаляють з рота по сторонні предмети і слизь. Для відкриття гортані потрібно закинути голову потерпілого назад, підложивши голову одну руку, а другою рукою натискати на чоло або тім'я потерпілого до такого ступеня, щоб підборіддя опинилось на одній лінії з шиєю.

Після цього особа, яка надає допомогу, робить глибокий вдих і з силою видихає повітря в рот потерпілого. При цьому він повинен охопити своїм ротом рот потерпілого і своїм лицем або пальцями руки закрити йому ніс.

Потім потрібно зробити ще один вдих. В цей період грудна клітка опускається, і він робить пасивний видих.

В одну хвилину потрібно робити 10-12 вдихів. Вдих повітря можна проводити через марлю або спеціальну трубку. При виникненні у потерпілого самостійного дихання деякий час потрібно продовжувати штучне дихання до повного приведення потерпілого до свідомості.

Ціль зовнішнього масажу серця штучно підтримати в організмі кровообіг і відновити самостійну діяльність серця.

Визначивши прощупуванням місце надавлювання, яке повинне знаходитись приблизно на пальці вище м'якого кінця грудини особа, яка надає допомогу, кладе на нього нижню частину долоні однієї руки, а потім зверху першої руки кладе під прямим кутом другу і надавлює на грудну клітку потерпілого, злегка допомагаючи при цьому нахилом свого корпусу. Надавлювати слід приблизно один раз в секунду швидким поштовхом так, щоб просунути нижню частину грудини в низ в сторону хребта на 3-4 см, а в повних людей – 5-6 см.

Одночасно з масажем серця потрібно робити штучне дихання. Вдування потрібно робити в проміжках між надавлюванням або ж під час спеціальної паузи через кожні 4-5 надавлювань. Якщо допомогу надає одна людина, то вона повинна чергувати операції: після двох вдувань повітря приводити 15 надавлювань на грудну клітку.

Про відновлення діяльності серця у потерпілого можна судити тоді, коли в нього появляється власний, не підтримуючий масажем пульс. Для пробірки пульсу необхідно перервати масаж на 2-3 с.



## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі розроблено проект системи електропостачання дачного масиву.

Розраховано навантаження мережі 10 і 0,4 кВ, на підставі отриманих результатів здійснено вибір та розрахунок силових трансформаторів та ліній електропередачі.

Розрахунок електричних навантажень виконувався з допомогою коефіцієнта одночасності. Навантаження житлових індивідуальних будинків розраховувалося з урахуванням наявності електричних плит та залежно від площі будинку.

Метод визначення навантажень при розрахунку сільськогосподарських електромереж заснований на сумі розрахованих навантажень у запропонованій можливій формі.

Вибір трансформаторних пунктів ми зупинили на КТП 160 кВА 10/0,4 у кількості 15 штук. Така кількість була зумовлена географічними особливостями території.

Лінії мережі 10 та 0,4 кВ були перевірені на відхилення напруги, значення втрат лежать у допустимих межах.

Обладнання було перевірено на рівні 0,4 та 10 кВ, внаслідок чого було підтверджено вибір комутаційно-захисних пристроїв.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Апостолова-Сосса Л. О. Заходи по реконструкції територій садибної забудови в умовах найкрупніших міст / Л. О. Апостолова-Сосса // Містобудування та територіальне планування : наук.- техн. зб. / Київ. нац. ун-т буд-ва і архіт. ; гол. ред. М. М. Осетрін.- Київ : КНУБА, 2018. - Вип. 68. - С. 8-15.
2. Електропостачання у будівництві: навч. посіб. / А. Є. Ачкасов, В. А. Лушкін, В. М. Охріменко та ін.; за ред. В. М. Охріменка; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х. : ХНАМГ, 2012. – 159 с.
3. Бабюк С. М. Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання / С. М. Бабюк, Я. В. Пліс // Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 25-26 листопада 2020 року. — Т. : ТНТУ, 2020. — Том 2. — С. 82–83. — (Електротехніка та енергозбереження).
4. Бабюк, С. М., Красножоний, О. В., Барило, В. П., & Брич, Б. В. (2020). Фактори, що впливають на надійність електропостачання. Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 2, 84-85.
5. НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі БУДІВЕЛЬНА КЛІМАТОЛОГІЯ ДСТУ-Н Б В.1.127:2010 Київ Мінрегіонбуд України 2011. – 120 с,
6. ДБН В.2.5-23:2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : Державні будівельні норми і правила // ДП "Укрархбудінформ". Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 169 с.
7. Проектування електричних мереж напругою 0,4 - 110 кВ. ГІД 34.20.178:2005 [Текст] : рекомендації / виконавці І. Я. Карпець [та ін.]. - Чинні від 01.06.2005. - К. : Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики", 2005. - 43 с.: рис. -

(Галузевий інформаційний документ / Міністерство палива та енергетики України)

8. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.

9. Технічна політика: Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Київ: ДП «НЕК «Укренерго», 2014. 250 с.

10. ПРОЄКТУВАННЯ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 14,5 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 222 с.

11. Журахівський, А. В. "Оптимізація режимів електроенергетичних систем: навч. посібник для вузів." Львів: Видавництво Львівської політехніки (2010).

12. Буславець О. А. Методи та засоби підвищення достовірності розрахунку та аналізу технологічних витрат електроенергії для обгрунтування їх зменшення : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Буславець Ольга Анатоліївна – Київ, 2017.– 167 с.

13. Ципленков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д. В. Ципленков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика. - 2015. - № 1. - С. 77–82. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee\\_2015\\_1\\_15](http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee_2015_1_15)

14. Удовиченко, К. О., & Лисенко, О. В. (2020). АНАЛІЗ МЕТОДІВ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ. Сучасний стан та перспективи розвитку електротехнічних систем: матеріали II Всеукр. наук.-практ. інтернет-конференції пам'яті ВВ Овчарова (Мелітополь, 10

листопада-26 листопада 2020 р)/ТДАТУ; орг. ком. ВМ Кюрчев, ВТ Надикто, ПП Назаренко [та ін.].-Мелітополь: ТДАТУ, 2020.-114 с., 101.

15. Н.В. Букович, Г.М. Лисяк Розрахунок струмів коротких замикань: навчальний посібник – Львів: Ви-во Львівської політехніки, 2018. – 236 с.

16. НКРЕКП. Постанова № 311 від 14.03.2018 "Кодекс комерційного обліку електричної енергії". Офіційний веб-сайт Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.

17. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності»

18. Бабюк С. М. Шляхи підвищення енергоефективності систем електропостачання / С. М. Бабюк, Я. В Пліс // Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 25-26 листопада 2020 року. — Т. : ТНТУ, 2020. — Том 2. — С. 82–83.

19. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.