

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

Навчально-науковий інститут автоматики та електротехніки

Кафедра суднових електроенергетичних систем

«Допущений до захисту»

Завідувач кафедри

Обрубов А. В.



(підпис)

«15» грудня 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття ступеня вищої освіти «магістр»

на тему:

«Оптимізація системи електропостачання житлового району»

Виконав: студент групи 6365мз



Ляхов А. В.

(підпис)

Керівник роботи: д. т. н., доцент



Пальчиков О. О.

(підпис)

Миколаїв – 2025 р.

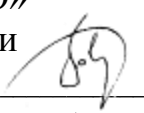
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування імені адмірала

Макарова Навчально-науковий інститут автоматики та електротехніки

Кафедра суднових електроенергетичних систем
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма «Системи генерування електроенергії та електропостачання»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Гарант освітньої програми
Новогрецький С. М.


(підпис)

«10» вересня 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття ступеня вищої освіти «магістр»

Студенту Ляхову Андрію Вікторовичу

1. Тема роботи: «Оптимізація системи електропостачання житлового району»

Керівник роботи к.т.н., доцент кафедри Пальчиков Олег Олегович

Затверджені наказом ректора № 1217-уч. від «14» жовтня 2025 року

2. Термін подання роботи: до 15.12.2025 р.

3. Вихідні дані по роботі: Розробити електричну мережу житлового району міста відповідно до мапи

4. Перелік питань, що належать до розробки (найменування розділів):

1. Побудова картограми навантажень
2. Оптимізація розташування і складу підстанцій
3. Розробка розподільчої мережі
4. Вибір апаратів захисту і вимірювання параметрів електроенергії
5. Розрахунок заземлення і занулення електрообладнання підстанцій.

5. Перелік презентаційних матеріалів:

1. Ціль і задачі роботи
2. План мікрорайону і список електроприймачів
3. Оптимізація розташування підстанцій
4. Розташування трансформаторних підстанцій
5. Вибір трансформаторів підстанцій
6. Оптимізація кількості трансформаторів на підстанції
7. Кабельні лінії мікрорайону
8. Вибір схеми електропостачання споживачів III категорії
9. Розрахунок струмів короткого замикання у мережі 10 кВ
10. Розрахунок струмів короткого замикання у мережі 0,4 кВ
11. Вибір апаратів захисту

АНОТАЦІЯ

В кваліфікаційній магістерській роботі визначено картограму навантажень житлового району міста. Проаналізовано методики оптимізації розташування і необхідної кількості трансформаторних підстанцій. На основі статичного метода центрів навантажень оптимізовано районну електричну мережу за кількістю, розташуванням і складом. Трансформаторні підстанції оптимізовані за кількістю і потужністю методом техніко-економічного порівняння. Спроектовані ділянки системи електропостачання з напругою 10 кВ і 0,4 кВ. Розраховані струми короткого замикання в спроектованій мережі. Обрані апарати захисту і вимірювання параметрів електричної енергії. Розраховані заземлення і занулення електрообладнання підстанції. Розглянуті питання електробезпеки.

Кваліфікаційна магістерська робота складається з 91 сторінки і включає 7 рисунків, 45 таблиць. Під час виконання роботи використано наступне програмне забезпечення Mathcad, AutoCad.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, електрична мережа, струми короткого замикання, апаратура захисту, автоматики та обліку електроенергії.

ABSTRACT

In the qualifying master's work, a cartogram of the loads of the residential district of the city is defined. The methods of optimizing the location and the required number of transformer substations were analyzed. Based on the static method of load centers, the district electric network was optimized in terms of quantity, location and composition. Transformer substations are optimized in terms of quantity and capacity by the method of technical and economic comparison. Designed sections of the power supply system with a voltage of 10 kV and 0.4 kV. Calculated short-circuit currents in the designed network. Selected devices for protection and measurement of electrical energy parameters. Calculated grounding and zeroing of substation electrical equipment. Considered electrical safety issues.

The qualification work consists of 91 pages and includes 7 figures, 45 tables. During the execution of the work the following software Mathcad, AutoCad have been used.

Keywords: transformer substation, electrical network, short-circuit currents, equipment of protection, automation and electricity metering.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК СПОЖИВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ РАЙОНОМ.....	8
1.1. Споживана потужність житловими будинками.....	8
1.2. Споживана потужність суспільними спорудами	15
1.3. Споживана потужність освітлювальною мережею	17
Висновки до розділу 1	21
РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗТАШУВАННЯ І СКЛАДУ ПІДСТАНЦІЙ.	22
2.1. Методики оптимізації розташування і необхідної кількості трансформаторних підстанцій	22
2.2. Вибір трансформаторів	33
2.3. Оптимізація кількості трансформаторів на підстанції	36
Висновки до розділу 2	38
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СТРУМОВЕДУЧОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	39
3.1. Лінія зв'язку з зовнішньою мережею	39
3.2. Високовольтна розподільча мережа	41
3.3. Низьковольтна розподільча мережа.....	46
Висновки до розділу 3	51
4. ВИБІР АПАРАТІВ ЗАХИСТУ І ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	52
4.1. Розрахунок струмів короткого замикання	52
4.2. Вибір апаратів захисту.....	62
4.3. Облік електроенергії	74
Висновки до розділу 4	77
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	78
5.1. Електробезпека при експлуатації високовольтних мереж	78
5.2. Обґрунтування захисних мір при експлуатації низьковольтних мереж	79
5.3. Розрахунок заземлення	82
5.4. Гасіння пожежі в закритому розподільному устрої напругою 10 кВ	86
Висновки до розділу 5	89
ВИСНОВКИ	90
ЛІТЕРАТУРА	91

ВСТУП

Розвиток електроенергетики передбачає здійснення активної енергозберігаючої політики з урахуванням прискорення науково-технічного прогресу, що знаходить застосування у всіх ланках народного господарства. На сьогоднішній день йде розвиток нових технологічних рішень, які допоможуть вирішити завдання високого рівня розвитку економіки. Електрифікація народного господарства розвивається шляхом розробки та впровадження електроустановок з використанням сучасних високоефективних електричних машин і апаратів, ліній електропередач, різноманітного електротехнологічного обладнання, засобів автоматики та телемеханіки. Тому намітилася тенденція до зниження енергоспоживання та втрат електроенергії у споживачів. У нашій країні створено потужний високоефективний паливно-енергетичний комплекс, економне та раціональне використання якого має забезпечувати успішне вирішення народногосподарських планів. Основним завданням проектування нової міської забудови є створення найпростішої і найнадійнішої схеми енергопостачання, і яка також буде відповідати естетичним критеріям.

Актуальність теми. Вибір оптимального варіанту схеми розподілення електроенергії є класичною задачею проектування електричних мереж міських житлових районів, а тому тема «Оптимізація системи електропостачання житлового району» є важливою і актуальною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Кваліфікаційна робота магістра входить в комплекс науково-дослідних робіт в області енергоресурсозбереження. Зазначені роботи виконуються відповідно до Закону України «Про енергозбереження». Робота відповідає тематичним планом науково-дослідних робіт Міністерства освіти і науки України за науковим напрямком «екологічно чиста енергетика та ресурсозберігаюча технологія» та безпосередньо розробкам кафедри суднових електроенергетичних систем Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова.

Мета і задачі дослідження. Робота направлена на структурну оптимізацію схеми розподілення електричної енергії в житловому районі на основі техніко-економічного розрахунку.

Для досягнення зазначеної мети були поставлені і вирішені такі конкретні завдання:

- побудова картограми навантажень;
- оптимізація розташування і кількості трансформаторних підстанцій статичним методом центрів навантажень;
- техніко-економічне порівняння запропонованих варіантів компонування трансформаторних підстанцій;
- розробка елементної бази обраного варіанту районної електричної мережі.

Об'єкт дослідження. Схеми розподілення електричної мережі в житловому районі.

Предмет дослідження. Оптимізація топології системи розподілення електричної енергії в житловому районі за критерієм мінімуму приведених витрат.

Методи дослідження. При вирішенні задачі, поставленої в магістерській кваліфікаційній роботі, використовувалися основні положення теорії топології системи розподілення електричної енергії, а також теорії однокритеріальної оптимізації.

Наукова новизна одержаних результатів. Проаналізовані методи оптимізації розташування трансформаторних підстанцій. З'ясовано, що побудова центрів навантажень житлового району у двовірній системі координат без врахування зміни навантажень у часі достатня для визначення оптимального розміщення трансформаторних підстанцій.

Практичне значення одержаних результатів. Одержано економічно обгрунтовану схему розподілення електроенергії в житловому районі.

Особистий внесок магістранта. Всі результати і висновки, що становлять основний зміст роботи магістрант отримав особисто.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні результати доповідалися на кафедрі суднових електроенергетичних систем Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова, м. Миколаїв, 2025 р.

РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК СПОЖИВАНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ РАЙОНОМ

1.1. Споживана потужність житловими будинками

Розглядається електропостачання житлового мікрорайону міста. Вихідними даними для розрахунку є план мікрорайону, який представлений на рис.1.1. Дані про кількість та питоме навантаження квартир житлових будинків представлені в табл. 1.1.

На території розглянутого мікрорайону міста знаходяться об'єкти соціально-культурної сфери: дитячі садки, школи, магазини. Житловий фонд представлений будинками різної поверховості, обладнаними електроплитами та плитами на природному газі.

Електроприймачі розглянутого мікрорайону міста вимагають різної надійності електропостачання. Основна частина споживачів електроенергії належать до другої та третьої категорії надійності.

Живлення споживачів будемо здійснювати від трансформаторних підстанцій, що стоять окремо, які будуть отримувати живлення від розподільчого пункту, розташованого на території мікрорайону міста.

Мікрорайон обмежують вулиці, що є магістральними, районного значення категорії Б за класифікацією. Внутрішньорайонні вулиці належать до категорії Ст. Передбачається система електроосвітлення вулиць, що обмежують мікрорайон та внутрішньорайонні дороги.

Розрахункове навантаження споживачів електроенергії мікрорайону міста визначається за питомою потужністю. Зробимо розрахунок навантажень п'ятиповерхового житлового будинку, що має 6 під'їздів та 90 квартир. Будинок обладнаний кухонними плитами на природному газі. Ця будівля на плані (рис. 1.1) позначена номером 1. Розрахункове електричне навантаження квартир $P_{\text{кв}}$, наведене до введення житлової будівлі, визначається за формулою

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.п}} \cdot N = 0,9 \cdot 90 = 81 \text{ кВт},$$

де $P_{\text{кв.п}}$ – питоме розрахункове електричне навантаження електроприймачів квартир (будівель) [1, табл.6.1], кВт/квартира;

N – кількість квартир.

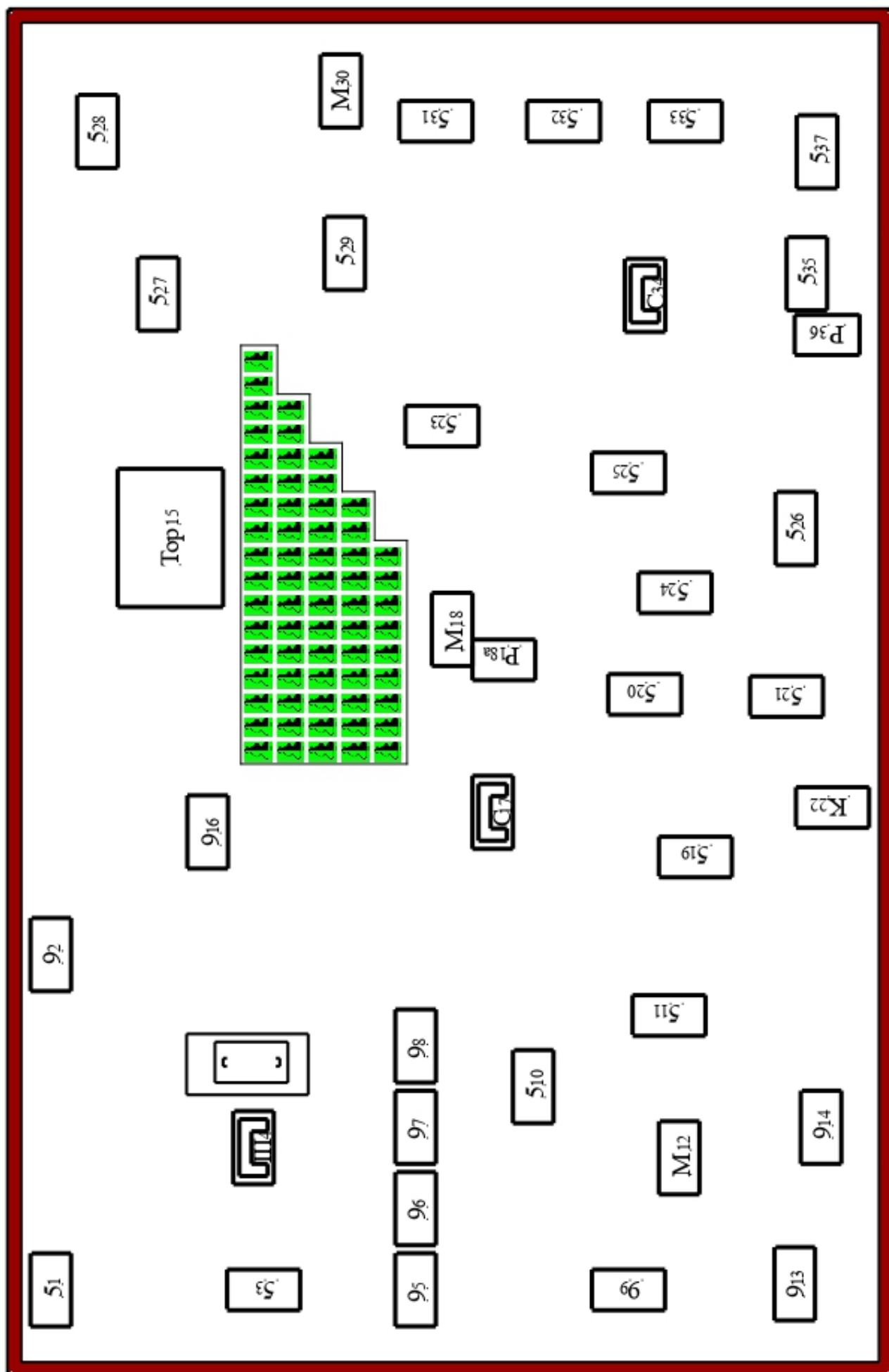


Рис. 1.1. План мікрорайону

Таблиця 1.1 Список електроприймачів мікрорайону міста

Номер за планом	Споживач	Питома потужність, кВт/м ²
1	П'ятиповерховий житловий будинок (90 квартир)	0,9
2	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	1,39
3	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	1,05
4	Школа на 1100 учеників	0,25
5	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	1,78
6	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	1,78
7	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	1,78
8	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	1,78
9	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	1,39
10	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	1,05
11	П'ятиповерховий житловий будинок (90 квартир)	0,9
12	Продовольчий магазин (площа 140 м ²)	0,25
13	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	1,78
14	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	1,39
15	Торговий центр (площа 1600 м ²)	0,16
16	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	1,39
17	Дитячий яслі-сад на 150 чоловік	0,46
18	Продовольчий магазин (площа 160 м ²)	0,25
18a	Промтоварний магазин (площа 160 м ²)	0,16
19	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	1,05
20	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
21	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
22	Кафе на 100 чоловік	1,04
23	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	1,05
24	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
25	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	1,78
26	П'ятиповерховий житловий будинок (90 квартир)	0,9
27	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	1,39
28	Дев'ятиповерховий житловий будинок (243 квартир)	1,34
29	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
30	Продовольчий магазин (площа 180 м ²)	0,25
31	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
32	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
33	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
34	Дитячий яслі-сад на 150 чоловік	0,46
35	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	1,2
36	Промтоварний магазин (площа 150 м ²)	0,16
37	Дев'ятиповерховий житловий будинок (144 квартир)	1,44

Розрахункове навантаження силових електроприймачів P_c , наведене до введення житлового будинку, визначається за формулою

$$P_c = P_{\text{рл}} + P_{\text{сту}}, \text{ кВт},$$

де $P_{\text{рл}}$ – потужність ліфтових установок будівель, кВт;

$P_{\text{сту}}$ – потужність електродвигунів насосів водопостачання, вентиляторів та інших санітарно-технічних пристроїв, кВт.

Силові електроприймачі в п'ятиповерховому будинку відсутні, отже, розрахункове навантаження житлового будинку дорівнює розрахунковому навантаженню квартир $P_c = P_{\text{рл}} = 81 \text{ кВт}$.

Потужність ліфтових установок $P_{\text{рл}}$, кВт визначається за формулою

$$P_{\text{рл}} = k_{\text{л}} \sum_{i=1}^n P_{ni}, \text{ кВт},$$

де P_{ni} – встановлена потужність електродвигуна i -го ліфта за паспортом, кВт;

n – число ліфтових установок, що живляться лінією;

$k_{\text{л}}$ – коефіцієнт попиту, що визначається залежно від кількості ліфтових установок та поверховості будівель за табл. 6.4 [1].

Розрахункове навантаження ліній живлення електродвигунів санітарно-технічних пристроїв визначається з їхньої встановленої потужності з урахуванням коефіцієнта попиту за табл. 6.9 [1].

Потужність резервних електродвигунів, а також електроприймачів протипожежних пристроїв при розрахунку електричних навантажень не враховується.

Розрахункове навантаження житлового будинку (квартир та силових приймачів) $P_{\text{ржд}}$, визначається за формулою

$$P_{\text{ржд}} = P_{\text{кв}} + k_y \cdot P_c, \text{ кВт},$$

де k_y – коефіцієнт участі у максимумі навантаження силових електроприймачів.

Розрахункова реактивна потужність житлового будинку $Q_{\text{ржд}}$ визначаємо наступним чином

$$Q_{\text{ржд}} = P_{\text{кв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{кв}} + k_y (P_{\text{рл}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{л}} + P_{\text{сту}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сил}}), \text{ кВар},$$

де $\text{tg}\varphi$ – розрахункові коефіцієнти реактивної потужності, розрахункові коефіцієнти реактивної потужності житлових будинків приймаємо за табл. 6.12 [1].

Реактивне навантаження силових електроприймачів будівлі становить

$$Q_{\text{ржд}} = P_{\text{кв}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{кв}} = 81 \cdot 0,28 = 22,68 \text{ кВар},$$

Повне електричне навантаження житлового будинку (квартир та силових електроприймачів) $S_{\text{ржд}}$ визначається за формулою

$$S_{\text{ржд}} = \sqrt{P_{\text{ржд}}^2 + Q_{\text{ржд}}^2} = \sqrt{81^2 + 22,68^2} = 84,1 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахунковий струм будівлі $I_{\text{ржд}}$ з номінальною напругою $U_{\text{н}} = 0,4 \text{ кВ}$ становить

$$I_{\text{ржд}} = \frac{S_{\text{ржд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{84,1}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 121,4 \text{ А}.$$

Розрахунки інших споживачів виконуються аналогічним чином, результати представлені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 Розрахункові електричні навантаження житлових будівель

№	Найменування споживача		n, шт	P _y , кВт	tgφ	k' _c
1	2		3	4	5	6
1	5-поверховий житловий будинок	Квартири	90	0,9	0,28	-
2	9-поверховий житловий будинок	Квартири	180	1,39	0,2	
		Ліфти	5	8	1,17	0,7
		Насоси	3	14	0,75	0,9
3	5-поверховий житловий будинок	Квартири	60	1,05	0,28	-
5	9-поверховий житловий будинок	Квартири	54	1,78	0,2	
		Ліфти	2	8	1,17	0,8
		Насоси	2	14	0,75	1
6	9-поверховий житловий будинок	Квартири	54	1,78	0,2	
		Ліфти	2	8	1,17	0,8
		Насоси	2	14	0,75	1
7	9-поверховий житловий будинок	Квартири	54	1,78	0,2	
		Ліфти	2	8	1,17	0,8
		Насоси	2	14	0,75	1
8	9-поверховий житловий будинок	Квартири	54	1,78	0,2	
		Ліфти	2	8	1,17	0,8
		Насоси	2	14	0,75	1
9	9-поверховий житловий будинок	Квартири	180	1,39	0,2	
		Ліфти	5	8	1,17	0,7
		Насоси	3	14	0,75	0,9
10	5-поверховий житловий будинок	Квартири	60	1,05	0,28	-
11	5-поверховий житловий будинок	Квартири	90	0,9	0,28	-

Продовження табл. 1.2						
1	2		3	4	5	6
13	9-поверховий житловий будинок	Квартири	54	1,78	0,2	
		Ліфти	2	8	1,17	0,8
		Насоси	2	14	0,75	1
14	9-поверховий житловий будинок	Квартири	180	1,39	0,2	
		Ліфти	5	8	1,17	0,7
		Насоси	3	14	0,75	0,9
16	9-поверховий житловий будинок	Квартири	180	1,39	0,2	
		Ліфти	5	8	1,17	0,7
		Насоси	3	14	0,75	0,9
19	5-поверховий житловий будинок	Квартири	60	1,05	0,28	-
20	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
21	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
23	5-поверховий житловий будинок	Квартири	60	1,05	0,28	-
24	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
25	9-поверховий житловий будинок	Квартири	54	1,78	0,2	
		Ліфти	2	8	1,17	0,8
		Насоси	2	14	0,75	1
26	5-поверховий житловий будинок	Квартири	90	0,9	0,28	-
27	9-поверховий житловий будинок	Квартири	180	1,39	0,2	
		Ліфти	5	8	1,17	0,7
		Насоси	3	14	0,75	0,9
28	9-поверховий житловий будинок	Квартири	243	1,34	0,2	
		Ліфти	7	8	1,17	0,61
		Насоси	3	14	0,75	0,9
29	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
31	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
32	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
33	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
35	5-поверховий житловий будинок	Квартири	40	1,2	0,28	-
37	9-поверховий житловий будинок	Квартири	144	1,44	0,2	
		Ліфти	4	8	1,17	0,7
		Насоси	2	14	0,75	1

Продовження табл. 1.2

№	Найменування споживача		$P_{\text{кв}}, \text{кВт}$	$P_{\text{л}}, \text{кВт}$	$P_{\text{ст.у.}}, \text{кВт}$	$P_{\text{р}}, \text{кВт}$	$Q_{\text{р}}, \text{квар}$	$S_{\text{р}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_{\text{р}}, \text{А}$
1	2		7	8	9	10	11	12	13
1	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	81	22,68	84,1	121,4
2	9-поверховий житловий будинок	Квартири	250,2			316	105	332,98	461,3
		Ліфти		28					
		Насоси			37,8				
3	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	63	17,64	65,42	94,43
5	9-поверховий житловий будинок	Квартири	96,12			136,9	51,6	146,3	195,57
		Ліфти		12,8					
		Насоси			28				
6	9-поверховий житловий будинок	Квартири	96,12			136,9	51,6	146,3	195,57
		Ліфти		12,8					
		Насоси			28				
7	9-поверховий житловий будинок	Квартири	96,12			136,9	51,6	146,3	195,57
		Ліфти		12,8					
		Насоси			28				
8	9-поверховий житловий будинок	Квартири	96,12			136,9	51,6	146,3	195,57
		Ліфти		12,8					
		Насоси			28				
9	9-поверховий житловий будинок	Квартири	250,2			316	105	332,98	461,3
		Ліфти		28					
		Насоси			37,8				
10	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	63	17,64	65,42	94,43
11	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	81	22,68	84,1	121,4
13	9-поверховий житловий будинок	Квартири	96,12			136,9	51,6	146,3	195,57
		Ліфти		12,8					
		Насоси			28				
14	9-поверховий житловий будинок	Квартири	250,2			316	105	332,98	461,3
		Ліфти		28					
		Насоси			37,8				
16	9-поверховий житловий будинок	Квартири	250,2			316	105	332,98	461,3
		Ліфти		28					
		Насоси			37,8				
19	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	63	17,64	65,42	94,43
20	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95
21	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95

Продовження табл. 1.2									
1	2		7	8	9	10	11	12	13
23	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	63	17,64	65,42	94,43
24	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95
25	9-поверховий житловий будинок	Квартири	96,12			136,9	51,6	146,3	195,57
		Ліфти		12,8					
		Насоси			28				
26	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	81	22,68	84,1	121,4
27	9-поверховий житловий будинок	Квартири	250,2			316	105	332,98	461,3
		Ліфти		28					
		Насоси			37,8				
28	9-поверховий житловий будинок	Квартири	325,62			397,6	126,6	417,2	588,2
		Ліфти		34,16					
		Насоси			37,8				
29	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95
31	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95
32	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95
33	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95
35	5-поверховий житловий будинок	Квартири	-	-	-	48	13,44	49,85	71,95
37	9-поверховий житловий будинок	Квартири	207,36			257,76	83,96	271,1	374,04
		Ліфти		22,4					
		Насоси			28				
Всього						3772,5	1291,28	3990,42	5759,68

1.2. Споживана потужність суспільними спорудами

Укрупнені питомі навантаження та коефіцієнти потужності громадських будівель масового будівництва для орієнтовних розрахунків рекомендується приймати за табл. 6.14 [1].

Приклад розрахунку для школи на 1100 учнів.

Активне навантаження будівлі $P_{\text{буд}}$

$$P_{\text{буд}} = P_{\text{уд}} \cdot k = 0,25 \cdot 1100 = 275 \text{ (кВт)};$$

де $P_{уд}$ – питоме навантаження будівлі, кВт/чол;

k – число учнів, чол.

Реактивне навантаження будівлі

$$Q_{буд} = P_{буд} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{буд} = 275 \cdot 0,31 = 85,25 \text{ кВар},$$

Повне навантаження будівлі

$$S_{буд} = \sqrt{P_{буд}^2 + Q_{буд}^2} = \sqrt{275^2 + 85,25^2} = 283,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахунковий струм будівлі становить

$$I_{буд} = \frac{S_{буд}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{283,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 409,5 \text{ А}.$$

Результати розрахунку представлені у табл. 1.3. Сумарні розрахункові навантаження за житловими та громадськими будинками представлені у табл. 1.4.

Таблиця 1.3 Розрахункове навантаження освітніх установ, підприємств побутового обслуговування, підприємств торгівлі

№	Найменування споживача	n , чол./ S , м ²	P_y , кВт	$P_{буд.}$, кВт	$\operatorname{tg}\varphi$	$Q_{буд.}$, кВар	$S_{буд.}$, кВ·А	$I_{буд.}$, А
Освітні установи								
4	Школа на 30 класів	1100	0,25	275	0,31	85,25	283,7	409,5
17	Дитячий яслі-сад	150	0,46	69	0,2	13,8	70,37	101,57
34	Дитячий яслі-сад	150	0,46	69	0,2	13,8	70,37	101,57
Підприємства побутового обслуговування								
22	Кафе	100	1,04	104	0,2	20,8	106,06	153,08
Підприємства торгівлі								
12	Продовольчий магазин	140	0,25	35	0,52	18,2	39,45	56,94
15	Торговий центр	1600	0,16	256	0,52	133,12	288,54	416,47
18	Продовольчий магазин	160	0,25	40	0,52	20,8	45,08	65,08
18А	Промтоварний магазин	160	0,16	25,6	0,52	13,312	28,85	41,65
30	Продовольчий магазин	180	0,25	45	0,52	23,4	50,72	73,2
36	Промтоварний магазин	140	0,16	22,4	0,52	11,648	25,25	36,44

Таблиця 1.4 Сумарні розрахункові навантаження споживачів мікрорайону

Найменування споживача	$P_{буд}$, кВт	$Q_{буд}$, кВар	$S_{буд}$, кВ·А	$I_{буд}$, А
Житлові будинки	3772,5	1291,28	3990,42	5759,68
Громадські будівлі	941	354,13	1008,39	1455,5

1.3. Споживана потужність освітлювальною мережею

Основним завданням електроосвітлення мікрорайону міста є забезпечення безпеки руху транспорту та пішоходів у темний час доби. Зовнішнє освітлення включає освітлювальні установки вулиць, доріг, площ пішохідних переходів, територій мікрорайонів, дитячих дошкільних і шкільних закладів та інших будівель комунального та громадського призначення. Приймаючи до уваги енергозберігаючий шлях розвитку споживання електроенергії найбільш економічними джерелами світла є світильники на світлодіодах.

Порівняно із традиційними видами світильників (лампи розжарювання, енергозберігаючі лампи денного світла, ртутними лампами типу ДРЛ, натрієвими лампами типу ДНаТ) світлодіодні світильники мають низку переваг. Завдяки високому коефіцієнту корисної дії світлодіодна технологія забезпечує низьке енергоспоживання та мале тепловиділення. Світлодіодні світильники характеризує: висока надійність, механічна міцність та вібростійкість. Світлодіодний світильник створює освітленість із вищою контрастністю, що покращує якість освітлення об'єкта. У сучасних світлодіодних прожекторах показник використання світлового потоку близький до ста відсотків. В табл.1.5 представлено порівняльну характеристику різних джерел світла [3].

Таблиця 1.5 Порівняльна характеристика різних джерел світла

Тип лампи	ДРЛ-250	ДНаТ-150	СД світильник УСС-80-01-У1
Світовий потік, Лм	13000	14000	5000
Споживання, Вт	280	170	80
Термін служби, годин	12 тис.	10 тис.	до 100 тис.
Контрастність та кольоропередача	слабка	дуже слабка	відмінна
Механічна міцність	середня	середня	відмінна
Температурна стійкість	слабка	дуже слабка	відмінна
Стійкість до перепадів	слабка	слабка	відмінна
Час виходу у робочий режим	10...15 хв.	10...15 хв.	миттєво
Нагрівання	сильно	сильно	слабо
Екологічна безпека	лампа вміщує до 100мг парів ртуті	лампа вміщує натрієво-ртутну амальгаму і ксенон	абсолютно нешкідлива

У ламп ДРЛ і ДНаТ є ефект старіння. Відомо, що після 400 годин роботи падіння світлового потоку у ламп ДРЛ становить понад 20%, а до кінця терміну служби – понад 50%. Більшість терміну служби лампа випромінює всього 50...60% від номінального світлового потоку. ДНаТ через меншу температурну стійкість світловий потік погіршується більше ніж у ДРЛ. Єдиний мінус світлодіодних ламп – це ціна. Але термін окупності з урахуванням усіх витрат, що стосуються експлуатації ламп ДРЛ і ДНаТ, становить близько трьох років.

Всі викладені переваги світлодіодних світильників дозволяють стверджувати, що для муніципальних бюджетів експлуатація світлодіодних світильників і світлодіодного вуличного освітлення допоможе заощадити фінансові кошти в значних розмірах.

Для освітлення розглянутого мікрорайону міста приймемо світлодіодні світильники УСС-90-01-У1 та УСС-36-01-У1.

Світильники серії УСС відрізняють:

- миттєве включення у широкому діапазоні температур;
- відсутність пускових струмів;
- низький рівень сліпучого ефекту;
- високий коефіцієнт передачі кольору;
- відсутність мерехтіння;
- висока стійкість до механічних впливів та вібрації;
- термін служби понад 20 років;
- антивандальне виконання;
- безшумна робота;
- вбудований багаторівневий тепловий захист;
- стійкий до корозії анодований алюмінієвий корпус;
- скло із протиударного оптичного полікарбонату.

Для підвищення надійності світильники мають кілька електрично незалежних частин. Світильник серії УСС призначені для освітлення магістралей, вулиць, доріг, мостів, площ, дворів, складів, промислових виробництв, освітлення залізничних платформ тощо. Потужність від мережі змінного струму 220 В

складає 80 Вт. Світильник серії УСС є альтернативною заміною світильників із використанням ртутних ламп ДРЛ-250, ДРЛ-125.

Світильник УСС-90-01-У1 виконаний із застосуванням світлодіодів компанії OSRAM із спеціально розробленою оптикою для отримання необхідної діаграми спрямованості світлового потоку. Дана діаграма дозволяє отримати рівномірне освітлення поверхні автодороги, забезпечити максимальний комфорт, безпеку водіїв та пішоходів.

Світильник УСС-36-01-У1 виконаний на основі світлодіодів японської компанії Nichia. Для підвищення надійності світильник має систему термостатування. Дана система захищає світильник від перегріву у разі роботи на сонці або при впливі інших джерел тепла. Корпус виконаний з анодованого алюмінієвого профілю зі склом із протиударного оптичного полікарбонату. У табл. 1.6 наведено технічні характеристики світильників [15].

Таблиця 1.6 Технічні характеристики світильників
УСС-90-01-У1 та УСС-36-01-У1

Тип світильника	УСС-90-01-У1	УСС-36-01-У1
Світовий потік, Лм	6750	3600
Напруга живлення, В	150...264	150...264
Споживана потужність, Вт	95	38
Коефіцієнт $\cos\phi$	> 95	> 95
Коефіцієнт використання за освітленістю при висоті установки 10 м	0,8	0,8
Вологозахист, IP	67	не нижче 67
Габаритні розміри, мм	420 x 174 x 142	420 x185 x 65
Маса, не більше, кг	4,5	5

Рівень освітлення регламентується величиною середньої горизонтальної освітленості, яка для вулиць, доріг та площ категорії Б має бути 10 лк, для вулиць та доріг категорії В – 4 лк [4].

Розрахунок навантаження електроосвітлення проводиться за середньою горизонтальною освітленістю дорожнього покриття [4]. Вулиці, що обмежують

мікрорайон мають ширину 12 метрів і є магістральними вулицями районного значення, належать до категорії Б, а вулиці всередині мікрорайону – дороги місцевого значення із шириною 10 метрів, категорії В.

При ширині проїжджої частини 12 метрів з урахуванням рекомендацій [4] приймаємо одностороннє розташування світильників на опорах з одного боку проїжджої частини.

Світильники розташовуємо за схемою, що відповідає розташування освітлювального приладу над робочою поверхнею.

Відстань між опорами визначається згідно з методикою викладеної в [4]

$$l = \frac{\Phi_1 \cdot u_1 \cdot N}{E_{\text{ср}} \cdot k_1 \cdot b}, \text{ м,}$$

де Φ_1 – світловий потік світильника, лм;

u_1 – коефіцієнти використання світлового потоку за освітленістю (табл. 1.6);

N – число світильників на одній опорі, шт;

$E_{\text{ср}}$ – середня освітленість, лк;

k_3 – коефіцієнт запасу, що приймається за [4];

b – ширина освітлюваної площ, м;

Для вулиць, що обмежують мікрорайон, відстань між опорами

$$l_1 = \frac{6750 \cdot 0,8 \cdot 1}{10 \cdot 1,5 \cdot 12} = 30 \text{ м.}$$

Крок між опорами зовнішнього освітлення приймаємо 30 метрів.

Для доріг категорії В відстань між опорами

$$l_2 = \frac{3600 \cdot 0,8 \cdot 1}{4 \cdot 1,5 \cdot 10} = 50 \text{ м.}$$

Крок між опорами зовнішнього висвітлення приймаємо рівним 50 метрам.

Розрахункове активне електричне навантаження освітлювальних установок $P_{\text{осв}}$ визначається за формулою (розрахунок для вулиць категорії Б)

$$P_{\text{осв}} = P_{\text{св}} \cdot k_c \cdot n = 0,095 \cdot 61 \cdot 1 = 5,8 \text{ кВт,}$$

де $P_{\text{св}}$ – потужність одного світильника, кВт;

k_c – коефіцієнт попиту [4];

n – кількість світильників.

Розрахункове реактивне електричне навантаження освітлювальних установок визначається за формулою (розрахунок для вулиць категорії Б)

$$Q_{\text{осв}} = P_{\text{осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}} = 5,8 \cdot 0,48 = 2,8 \text{ кВар},$$

де $\text{tg}\varphi$ – розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності [3].

Повне електричне навантаження освітлювальних установок $S_{\text{осв}}$ визначається за формулою

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{P_{\text{осв}}^2 + Q_{\text{осв}}^2} = \sqrt{5,8^2 + 2,8^2} = 6,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахунковий струм освітлювальних установок $I_{\text{осв}}$ становить

$$I_{\text{осв}} = \frac{S_{\text{осв}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{6,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 9,3 \text{ А}.$$

Розрахунок освітлювальних установок для вулиць категорії В аналогічний. Результати зведені в табл. 1.7.

Таблица 1.7 Освітлювальне навантаження мікрорайону

Категорія	Тип світильника	Потужність лампи, Вт	Кіль- кість	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	I_p , А
Вулиці категорії Б	УСС-90-01-У1	95	61	5,8	2,8	6,5	9,3
Вулиці категорії В	УСС-36-01-У1	36	51	1,84	0,9	2	2,9
Всього				7,64	3,7	8,5	12,2

Живлення світильників вуличного освітлення для різних ділянок дороги здійснюватиметься від різних трансформаторних підстанцій. Розподіл світильників по трансформаторній підстанції представлений в табл. 1.8.

Таблица 1.8 Розподіл вуличного освітлення по трансформаторній підстанції

Трансформаторна підстанція	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	I_p , А
ТП-1	3,3	1,6	3,67	5,3
ТП-4	4,4	2,11	4,88	7,04

Висновки до розділу 1

1. Визначено розрахункове навантаження споживачів електроенергії мікрорайону міста методом питомої потужності.

2. Визначено освітлювальне навантаження мікрорайону міста за методом викладеним в [4].

РОЗДІЛ 2. ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗТАШУВАННЯ І СКЛАДУ ПІДСТАНЦІЙ

2.1. Методики оптимізації розташування і необхідної кількості трансформаторних підстанцій

Трансформаторна підстанція є однією з основних ланок системи електропостачання споживачів району міста. Тому оптимальне розміщення підстанцій є найважливішим питанням. Проектування систем електропостачання починається, коли відомий план району з розташуванням житлових будинків, будівель та споруд, а також під'їзних шляхів. На плані вказуються розрахункові потужності мікрорайону. Крім цього відомі електричні навантаження щодо кожного об'єкту району, режими роботи електроприймачів. Початковим та найважливішим завданням є оптимальне розміщення трансформаторних підстанцій на території. Це означає, що розміщення всіх підстанцій має відповідати найбільш раціональному поєднанню капітальних витрат на спорудження системи електропостачання та експлуатаційних витрат.

Для вирішення поставленого завдання на план району наноситься картограма навантажень.

Картограма навантажень – це розміщені на плані кола. Площі, обмежені цими колами відповідають розрахунковим навантаженням ділянки. Для кожного будинку або окремої споруди наноситься своє коло, причому центр кола збігається з центром навантаження цеху. Центр навантажень цеху або всього підприємства є символічним центром споживання електричної енергії району. Трансформаторні підстанції слід розташовувати якомога ближче до центру навантажень, так як це дозволяє наблизити високу напругу до центру споживання електричної енергії та значно скоротити протяжність, як розподільних мереж високої напруги, так і розподільчих мереж низької напруги, зменшити витрату провідникового матеріалу та зменшити втрати електричної енергії.

Картограма навантажень дозволяє досить наочно уявити розподіл навантажень району. Картограма навантажень району складається з кіл, і площа, обмежена колом πr^2 в вибраному масштабі m дорівнює розрахунковому навантаженню відповідного об'єкту P_i

$$P_i = \pi r^2 m,$$

звідси радіус

$$r = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}.$$

Картограми слід наносити на план району окремо для активного та реактивного навантажень. Це пов'язано з тим, що живлення активних і реактивних навантажень виробляється від різних джерел. Живлення активних навантажень забезпечується зазвичай від підстанцій енергосистеми чи власної електростанції. Живлення реактивних навантажень здійснюється від конденсаторних батарей, розміщених у місцях споживання реактивної потужності, або від синхронних компенсаторів, які також розташовуються, як правило, поблизу місць споживання реактивної потужності. Неправильний вибір місця встановлення синхронних компенсаторів викликає переміщення потоків реактивної потужності елементами системи електропостачання і викликає втрати електроенергії.

Картограма для активних навантажень призначена для вибору оптимального розташування трансформаторних підстанцій. Картограма реактивних навантажень допомагає визначити раціональне розміщення компенсуючи пристроїв у конкретній системі електропостачання.

При розрахунку умовного центру електричних навантажень першим методом центр навантажень району визначається приблизно. Якщо вважати навантаження об'єкту рівномірно розподіленими за площею будівлі, то центр навантажень можна прийняти таким, що збігається з центром тяжкості фігури, що зображує об'єкт у плані. Якщо зважати на дійсний розподіл навантаження будівлі, то центр навантажень вже не збігатиметься з центром тяжкості фігури будинку, і знаходження центру навантажень зведеться до визначення центру тяжкості даної системи мас.

Наявність багатоповерхових будівель вимагає враховувати третю координату z .

Провівши аналогію між масами та електричними навантаженнями району P_i , координати їх центру можна визначити:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}.$$

Як показала практика проектування систем електропостачання, облік третьої координати z не вимагається. Цей метод відрізняється простотою, наочністю, але точність розрахунків лежить у межах 10 %.

Різновидом першого методу є метод, що враховує як електричні навантаження споживачів, а й тривалість роботи T_i цих споживачів протягом розрахункового періоду часу:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}; \quad y = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}.$$

Інші методи є більш трудомісткими, особливо у складних системах електропостачання, але вони можуть бути використані, коли потрібна висока точність розрахунків.

Слід врахувати ту обставину, що лінії, які пов'язують споживачів навантажень із підстанцією, координати якої ми знаходимо, приймаються прямолінійними. Насправді, якщо схема електропостачання задана, то залежно від характеру споживання (часи пікових навантажень – ранок і вечір або навантаження в нічний час, в неробочі і святкові дні), розташування інших комунікацій та інших факторів, конфігурація розподільчої мережі району буде такою, що лінії відхилятимуться від прямолінійних.

Усі відомі методи знаходження центру навантажень зводяться до того що центр визначається як деяка постійна точка на плані району. Але центр електричних навантажень постійно змінює своє місце розташування, наприклад, через включення та відключення споживачів. Тому знайдений центр навантажень слід вважати як умовний центр, оскільки визначення його ще не вирішує остаточний вибір місцезнаходження підстанцій.

Постійна зміна розташування центру навантажень пояснюється такими причинами в основному, змінами споживаної окремим приймачем потужності

відповідно до графіка навантажень. Тому центр навантажень описує на плані району фігуру складної форми, і тому правильніше говорити про зону розсіювання центру навантажень.

Для побудови зони розсіювання центру навантажень використовується один із методів оптимізаційної задачі. В даний час використовуються два методи для вирішення цього завдання: статичний та динамічний.

При статичному методі не враховуються зміни електричних навантажень, що може спричинити прийняття нераціонального розміщення підстанції.

При динамічному методі одержувані рішення є обґрунтованими, оскільки враховується зміна системи у період. Але такий підхід вимагає низку додаткових відомостей, які не завжди можуть бути отримані.

Для визначення зони розсіювання центру навантажень необхідно визначити закон розподілу координат центру електричних навантажень. Розподіл координат підпорядковується нормальному закону розподілу (закон Гауса – Лапласа):

$$f(x) = \frac{h_x}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-h_x^2 \cdot x^2}; \quad f(y) = \frac{h_y}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-h_y^2 \cdot y^2},$$

де h_x, h_y – міри точності випадкових величин, з урахуванням дисперсії випадкових координат σ_x^2, σ_y^2 ,

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x \cdot \sqrt{2}}; \quad h_y = \frac{1}{\sigma_y \cdot \sqrt{2}}. \quad (2.1)$$

Двовимірний щільність розподілу ймовірностей випадкових незалежних координат виражається

$$f(x, y) = \frac{h_x \cdot h_y}{\pi} \cdot e^{-(h_x^2 \cdot x^2 + h_y^2 \cdot y^2)}.$$

Останній вираз отримано за умови, що початок координат поєднано з математичним очікуванням.

Нормальний закон розподілу визначається математичними очікуваннями a_x, a_y , визначаючими положення умовного центру навантажень та середньоквадратичними відхиленнями σ_x^2, σ_y^2 або заходами їх точності h_x, h_y .

Зазвичай, щодо теоретичного закону розподілу ці величини невідомі і передбачається, що вони збігаються з відповідними величинами емпіричного розподілу.

Числові характеристики емпіричного розподілу визначаються виразами

$$a_x = \sum_{i=1}^n p_{ix} \cdot x_i; \quad a_y = \sum_{i=1}^n p_{iy} \cdot y_i;$$

$$\sigma_x^2 = \sum_{i=1}^n p_x \cdot (x_i - a_x)^2; \quad \sigma_y^2 = \sum_{i=1}^n p_y \cdot (y_i - a_y)^2,$$

та за виразами (2.1).

Після знаходження закону розподілу випадкових координат центру навантажень визначається зона розсіювання центру електричних навантажень. При перетині поверхні нормального розподілу горизонтальною площиною H , проекція перерізу, а отже, і зона розсіювання описується виразом

$$\ln \frac{Q}{H} = h_x^2 \cdot x^2 + h_y^2 \cdot y^2, \quad (2.2)$$

де

$$Q = \frac{h_x \cdot h_y}{\pi}.$$

Рівняння (2.2) є рівнянням еліпса, півосі якого рівні

$$R_x = \frac{1}{h_x} \sqrt{\ln \frac{Q}{H}}; \quad R_y = \frac{1}{h_y} \sqrt{\ln \frac{Q}{H}}.$$

Півосі з ймовірністю 0,95 набувають значення

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x}; \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y}.$$

Таким чином, зона розсіювання центру електричних навантажень є еліпс. Форма еліпса залежить від співвідношення міри точності випадкових величин h_x , h_y . Центр еліпса збігається із центром навантажень.

Координати центру навантажень можна з низки причин розглядати як випадкові величини, тоді осі отриманого еліпса розсіювання центру навантажень паралельні осям координат на плані району. У загальному випадку, осі еліпса розсіювання утворюють з осями координат деякий кут α , який визначається наступним чином

$$\alpha = \frac{\arctg \frac{2K_k \cdot \sigma_x \cdot \sigma_y}{\sigma_x^2 - \sigma_y^2}}{2},$$

де K_k – коефіцієнт кореляції

$$K_k = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - a_x)(y_i - a_y)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - a_x)^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - a_y)^2}}.$$

Для орієнтації осей еліпса розсіювання необхідно знайти кут, який складають осі еліпса з віссю абсцис довільно взятої системи координат. Кут може мати як позитивне, так і негативне значення, залежно від обраного положення вісей координат.

Розташування трансформаторної підстанції вибирається у будь-якій точці збудованої зони розсіювання центру навантажень.

Під час зміщення підстанції із зони розсіювання центру навантажень відбувається збільшення річних витрат. Усунення підстанції із зони розсіювання призводить до погіршення техніко-економічних показників системи електропостачання. При цьому виникає завдання оцінки такого погіршення, і на підставі цього – остаточного вибору місцезнаходження підстанції.

Для вирішення цього завдання вся територія проектного об'єкта на плані розбивається окремі зони, які можна назвати зонами збільшення розрахункових річних витрат. Якщо прийняти $h_x = h_y = h$, то еліпс перетворюється на коло, радіус якого визначається виразом:

$$R = \frac{\sqrt{3}}{h},$$

де

$$h = \frac{h_x + h_y}{2}.$$

Так як зона розсіювання центру навантажень є коло, то при визначенні зон зручніше їх уявити також у вигляді кіл з радіусами $R_1, R_2, \dots, R_n$. Це цілком виправдано, оскільки зміщення підстанції на те саме відстань дає практично однакове збільшення наведених розрахункових витрат.

Коло радіусу R_1 є колом розсіювання центру навантажень і для нього виконується нерівність $0 \leq \Delta \leq 0,05$, де Δ – збільшення наведених річних витрат при розташуванні підстанції поза зоною центру навантажень.

Для наступної зони, обмеженої кіл з радіусами R_1 і R_2 виконується нерівність $0,05 \leq \Delta \leq 0,10$, тобто збільшення наведених витрат у цій зоні не перевищує 10 % і так далі з кроком 10 %.

Отримуємо для кожної зони відповідні нерівності, які характеризують межі зміни наведених витрат. Радіуси R є функцією Δ . Виходячи з $R = \frac{\sqrt{3}}{h}$ для $\Delta = 0,05$ отримаємо

$$R = \frac{32,8 \cdot \Delta}{h(1 - \Delta)}.$$

Отримане вираз дозволяє визначити зону розсіювання центру навантажень та зони збільшення наведених розрахункових річних витрат.

Для оптимального розташування трансформаторних підстанцій на плані мікрорайону визначається умовний центр активного і реактивного навантаження за виразами:

$$x_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad y_a = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad x_p = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i x_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}, \quad y_p = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i y_i}{\sum_{i=1}^n Q_i},$$

де P_i – активна потужність i -го споживача, кВт;

Q_i – реактивна потужність i -го споживача, кВар;

x_i – координата по вісі OX i -го споживача;

y_i – координата по вісі OY i -го споживача.

Областю розміщення координат умовного центру навантажень є еліпси. Якщо джерело живлення (у разі трансформаторні підстанції) розташувати у зоні еліпса розсіювання, то витрати на систему електропостачання (у разі на кабельні лінії) будуть мінімальними.

Попередньо намічаємо кількість трансформаторних підстанцій, що дорівнює п'яти. Далі розрахунок провадимо за формулами, наведеними вище.

Знаходимо умовні центри навантажень всіх об'єктів мікрорайону. Дані розрахунків наведено у табл. 2.1.

Визначається оптимальне розташування трансформаторних підстанцій на плані. Результати розрахунку наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.1 Розрахункові електричні навантаження житлових будівель

№	Найменування споживача	x_i , см	y_i , см	P_i , кВт	Q_i , квар
1	2	3	4	5	6
ТП 1					
1	5-поверховий житловий будинок	5	40,5	81	22,68
2	9-поверховий житловий будинок	21,5	40,5	316	105
3	5-поверховий житловий будинок	3,4	30	63	17,64
4	Школа	12	30,5	275	85,25
5	9-поверховий житловий будинок	5	22,5	136,9	51,6
6	9-поверховий житловий будинок	9	22,5	136,9	51,6
ТП 2					
9	9-поверховий житловий будинок	5	12	316	105
10	5-поверховий житловий будинок	15	16,7	63	17,64
11	5-поверховий житловий будинок	18,5	10	81	22,68
12	Продовольчий магазин	11,5	9,5	35	18,2
13	9-поверховий житловий будинок	5,3	3,8	136,9	51,6
14	9-поверховий житловий будинок	13	2,5	316	105
19	5-поверховий житловий будинок	26,3	8,7	63	17,64
ТП 3					
7	9-поверховий житловий будинок	13	22,5	136,9	51,6
8	9-поверховий житловий будинок	17	22,5	136,9	51,6
15	Торговий центр	42	34,7	256	133,12
16	9-поверховий житловий будинок	27,5	32,7	316	105
17	Дитячий яслі-сад	28,5	18,7	69	13,8
18	Продовольчий магазин	37,5	20,7	40	20,8
18a	Промтоварний магазин	36	18,2	25,6	13,312
ТП 4					
27	9-поверховий житловий будинок	54	35,2	316	105
28	9-поверховий житловий будинок	62	38,2	397,6	126,6
29	5-поверховий житловий будинок	56	26	48	13,44
30	Продовольчий магазин	64	26,2	45	23,4

Продовження табл. 2.1					
1	2	3	4	5	6
ТП 5					
20	5-поверховий житловий будинок	34,3	11,2	48	13,44
21	5-поверховий житловий будинок	34,2	4,2	48	13,44
22	Кафе	28,8	2	104	20,8
23	5-поверховий житловий будинок	47,5	21,2	63	17,64
24	5-поверховий житловий будинок	39,3	9,7	48	13,44
25	9-поверховий житловий будинок	45,2	12	136,9	51,6
26	5-поверховий житловий будинок	42,5	3,7	81	22,68
31	5-поверховий житловий будинок	62,5	21,5	48	13,44
32	5-поверховий житловий будинок	62,5	15,2	48	13,44
33	5-поверховий житловий будинок	62,5	9,2	48	13,44
34	Дитячий яслі-сад	54	11,2	69	13,8
35	5-поверховий житловий будинок	55	3,2	48	13,44
36	Промтоварний магазин	52	2,2	22,4	11,648
37	9-поверховий житловий будинок	61	2,7	257,76	83,96

Таблиця 2.2 Умовний центр навантажень

Трансформаторна підстанція	X, см	Y, см
ТП1	12,52	32,34
ТП2	10,91	7,82
ТП3	28,84	28,60
ТП4	58,66	35,6
ТП5	49,48	8,024

Внаслідок розрахунків було визначено оптимальне розміщення трансформаторної підстанції на території мікрорайону міста. Трансформаторні підстанції ТП1, ТП2, ТП3, ТП4, ТП5 розміщується у розрахунковому центрі навантажень (рис. 2.1). Якщо трансформаторна підстанція потрапляє на будинок, його координати зміщуються у бік джерела живлення.

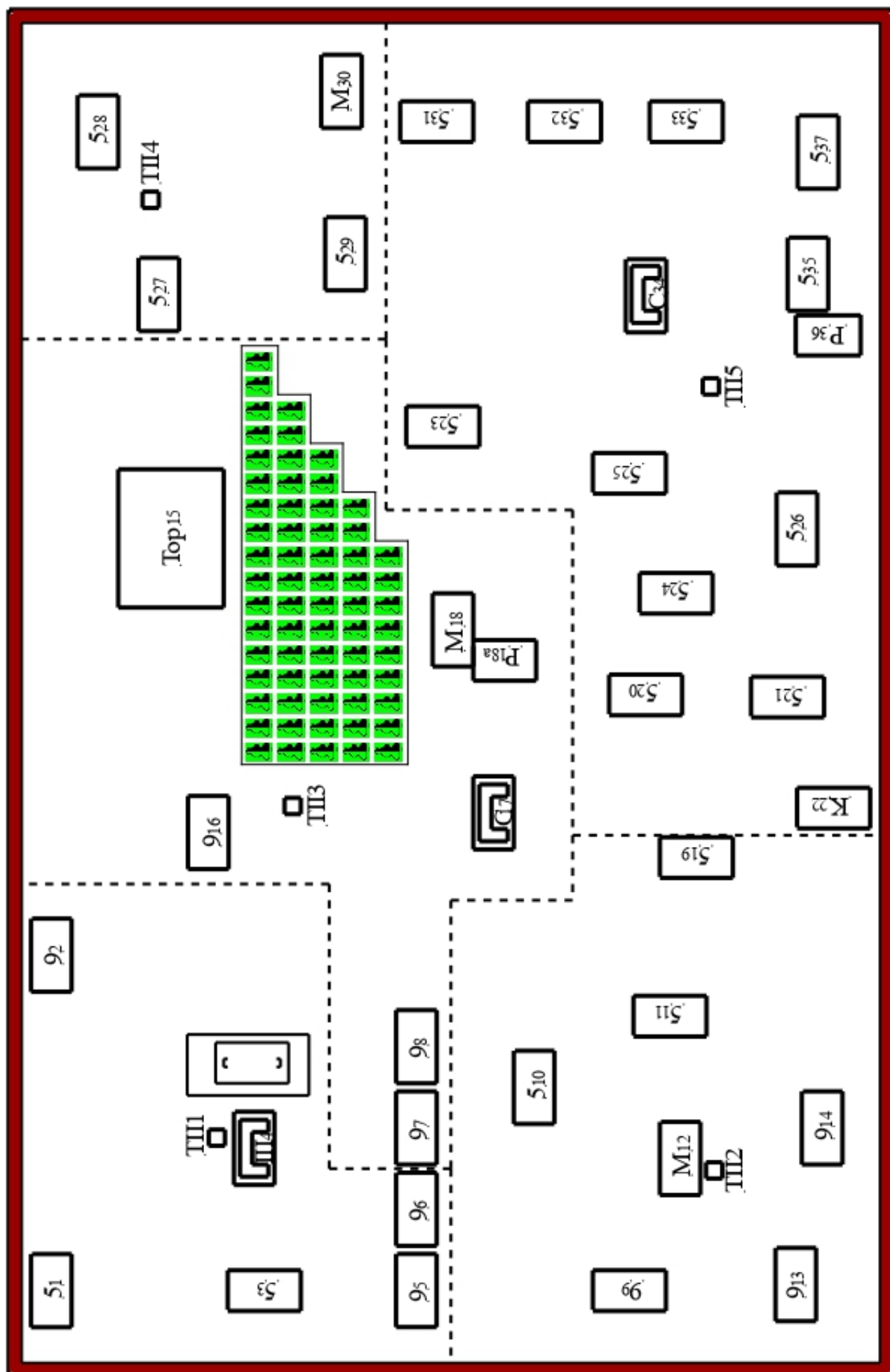


Рис. 2.1. План розміщення трансформаторних підстанцій мікрорайону міста

Розрахунковий максимум активного навантаження на шинах 0,4 кВ трансформаторної підстанції при змішаному живленні споживачів житлових будинків та громадських будівель (приміщень) $P_{\text{рtp}}$ визначається за формулою

$$P_{\text{рtp}} = P_{\text{зд.мах.}} + \sum_i^{n-1} k_{yi} \cdot P_{\text{зди}} + P_o,$$

де $P_{\text{зд.мах}}$ – найбільше розрахункове активне навантаження громадського будинку або сумарне активне навантаження житлових будівель з однаковим типом кухонних плит, що живляться від трансформаторної підстанції, кВт;

k_{yi} – коефіцієнт участі у максимумі електричних навантажень споживача щодо споживача з найбільшим навантаженням [7, табл. 52.8];

$P_{\text{зд.и}}$ – розрахункове активне навантаження іншої будівлі, що живиться від трансформаторної підстанції, кВт;

P_o – розрахункове активне навантаження зовнішнього освітлення, кВт.

Розрахунковий максимум реактивного навантаження на шинах 0,4 кВ трансформаторних підстанцій при змішаному живленні споживачів житлових будинків та громадських будівель (приміщень) $Q_{\text{рtp}}$ визначається за формулою

$$Q_{\text{рtp}} = Q_{\text{зд.мах}} + \sum_i^{n-1} k_{yi} \cdot Q_{\text{зди}} + Q_o,$$

де $Q_{\text{зд.мах}}$ – найбільше розрахункове реактивне навантаження громадського будинку або сумарне реактивне навантаження житлових будівель з однаковим типом кухонних плит, що живляться від трансформаторної підстанції, кВар;

$Q_{\text{зд.и}}$ – розрахункове реактивне навантаження іншої будівлі, що живиться від трансформаторної підстанції, кВар.

Q_o – розрахункове реактивне навантаження зовнішнього освітлення, кВар.

Приклад розрахунку для ТП-1

$$\begin{aligned} P_{\text{рtp1}} &= P_{\text{зд.мах}} + P_{\text{ржд5}} + P_{\text{ржд6}} + 0,9 \cdot (P_{\text{ржд1}} + P_{\text{ржд3}}) + 0,4 \cdot P_{\text{ржд9}} + P_o = \\ &= 316 + 136,9 + 136,9 + 0,9 \cdot (81 + 63) + 0,4 \cdot 275 + 3,3 = 795,32 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{рtp1}} &= Q_{\text{зд.мах}} + Q_{\text{ржд5}} + Q_{\text{ржд6}} + 0,9 \cdot (Q_{\text{ржд1}} + Q_{\text{ржд3}}) + 0,4 \cdot Q_{\text{ржд9}} + Q_o = \\ &= 105 + 51,6 + 51,6 + 0,9 \cdot (22,68 + 17,64) + 0,4 \cdot 85,25 + 1,6 = 284,22 \text{ кВар}. \end{aligned}$$

Результати розрахунків навантажень трансформаторних підстанцій зведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 Результати розрахунків навантаження підстанцій

Трансформаторна підстанція	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВ·А
ТП 1	795,32	284,22	844,6
ТП 2	890,02	298,684	938,8
ТП 3	824,18	340,68	891,8
ТП 4	780	257,9	821,5
ТП 5	910,2	240,3	941,4

2.2. Вибір трансформаторів

Основною вимогою при виборі числа трансформаторів є: надійність електропостачання споживачів (облік категорії приймачів електроенергії щодо необхідної надійності), а також мінімум витрат на трансформатори з урахуванням динаміки зростання електричних навантажень.

У розглянутому мікрорайоні присутні споживачі першої, другої та третьої категорії з надійності електропостачання, тому приймемо до встановлення двотрансформаторні підстанції. При цьому потужність трансформаторів вибирається такою, щоб при виході з ладу одного іншого трансформатор прийняв би на себе навантаження всіх споживачів, з урахуванням допустимого навантаження. В аварійній ситуації допускається відключення споживачів III категорії терміном до однієї доби.

На двотрансформаторних підстанціях слід прагнути застосовувати однотипні трансформатори однакової потужності для спрощення заміни у разі виходу одного трансформатора з ладу.

При виборі трансформаторів визначається мінімальна кількість трансформаторів за виразом

$$N_{T\min} = \frac{S_p}{k_3 \cdot S_{\text{номТ}}},$$

де S_p – розрахункове навантаження споживачів, кВ·А;

k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора (приймається в залежності від категорії надійності споживачів);

$S_{\text{номТ}}$ – номінальна потужність силового трансформатора, кВ·А.

Отримане $N_{T\min}$ округляється до найближчого цілого числа – N_T .

Відповідно до [1] для житлових та громадських будівель компенсація реактивного навантаження не передбачається, тому питання про компенсацію реактивної потужності не розглядається.

Завантаження силових трансформаторів у нормальному режимі роботи характеризується коефіцієнтом k_3 , що визначається за формулою

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N_T \cdot S_{\text{номТ}}},$$

де P_p – розрахункове активне навантаження споживачів, що живляться від трансформаторної підстанції, кВт;

Q_p – розрахункове реактивне навантаження споживачів, що живляться від трансформаторної підстанції, квар;

N_T – кількість силових трансформаторів, що встановлюються в трансформаторній підстанції, шт.

Завантаження силових трансформаторів в аварійному режимі характеризується коефіцієнтом $k_{\text{зав}}$, що визначається за формулою

$$k_{\text{зав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{\text{номТ}}}.$$

Наведемо приклад розрахунку ТП1. Від ТП1 живляться споживачі II та III категорії надійності, отже приймемо значення коефіцієнта завантаження $k_3 = 0,8$

$$N_{T\min} = \frac{844,6}{0,8 \cdot 630} = 1,67.$$

Приймаємо $N_T = 2$.

$$k_3 = \frac{\sqrt{795,32^2 + 284,22^2}}{2 \cdot 630} = 0,67, \quad k_{\text{зав}} = \frac{\sqrt{651,32^2 + 243,9^2}}{(2 - 1) \cdot 630} = 1,1.$$

Розрахунок інших ТП виконується аналогічно. Результати розрахунку зведені в табл. 2.4.

Коефіцієнт $k_{\text{зав}}$ визначається з урахуванням того, що в аварійному режимі відключено споживачів III категорії. Для остаточного рішення щодо вибору числа та потужності трансформаторів комплектної трансформаторної підстанції необхідно провести техніко-економічне порівняння варіантів з табл. 2.4.

Таблиця 2.4 Результати вибору трансформаторів

Трансформаторна підстанція	$S_{\text{нт}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$N_{\text{т}}$	k_3	$K_{\text{зав}}$
ТП1	400	3	0,7	0,87
	630	2	0,67	1,1
ТП2	400	3	0,78	1,06
	630	2	0,74	1,35
ТП3	400	3	0,74	1,11
	630	2	0,7	1,4
ТП4	400	3	0,68	0,94
	630	2	0,65	1, 19
ТП5	400	3	0,785	0,77
	630	2	0,75	0,98

Коефіцієнт $k_{\text{зав}}$ визначається з урахуванням того, що в аварійному режимі відключено споживачів III категорії. Для остаточного рішення щодо вибору числа та потужності трансформаторів комплектної трансформаторної підстанції необхідно провести техніко-економічне порівняння варіантів з табл. 2.4.

Прийmemo до встановлення трансформатори марки ТМГ. Трансформатори ТМГ служать перетворення електроенергії в мережах енергосистем і споживачів електроенергії за умов зовнішньої чи внутрішньої установки помірного чи холодного клімату. Номінальна частота ТМГ 50 Гц. Регулювання напруги ТМГ здійснюється в діапазоні до $\pm 5 \%$ на повністю відключеному трансформаторі перемиканням відгалужень обмотки ВН ступенями по 2,5 %. Трансформатори герметичного виконання без маслорозширювачів. Температурні зміни об'єму масла компенсуються зміною об'єму гофрів бака за рахунок їхньої пластичної деформації. Для контролю рівня олії трансформатори забезпечуються маслопоказником поплавкового типу. Для компенсації надлишкового тиску в баку понад допустимий у трансформаторах потужністю від 16 до 63 кВА встановлюється запобіжний клапан. Для вимірювання температури верхніх шарів олії на кришці трансформатора передбачається гільза для встановлення термометра. Термін служби силового трансформатора ТМГ не менше 25 років.

Паспортні характеристики трансформаторів представлені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 Паспортні характеристики трансформаторів

Тип трансформатора	Номинальна потужність	Номинальна напруга обмоток		Втрати		$U_{кз}$	Вартість
		ВН	НН	$\Delta P_{нр}$	$\Delta P_{кз}$		
	кВ·А	кВ	кВ	кВт	кВт	%	грн.
ТМГ-400/10/0,4	400	10	0,4	0,95	5,5	4,5	176715
ТМГ-630/10/0,4	630	10	0,4	1,24	7,6	5,5	260820

2.3. Оптимізація кількості трансформаторів на підстанції

Проведемо техніко-економічне порівняння варіантів вибору трансформаторів

Наведені витрати

$$З = K_{вкл} \cdot (H_d + E_a) + B,$$

де $K_{вкл}$ – капітальні вкладення на міську трансформаторну підстанцію, грн;

H_d – норма дисконту;

E_a – норма амортизаційних відрахувань, на кап. ремонт та поточний ремонт, грн.;

B – річні витрати на утримання схеми, грн.

Капітальні вкладення визначаються за формулою

$$K_{вкл} = N_T \cdot Ц \cdot (1 + \delta_T + \delta_c + \delta_m) \text{ грн/рік},$$

де N_T – число трансформаторів;

$Ц$ – вартість трансформатора, тис. грн. (визначається за прайс-листами);

δ_T – коефіцієнт, що враховує транспортно-заготівельні витрати, пов'язані з придбанням обладнання (для обладнання масою вище 1 т $\delta_T = 0,05$);

δ_c – коефіцієнт, що враховує витрати на будівельні роботи (в залежності від маси та складності обладнання $\delta_c = (0,02 \dots 0,08)$);

δ_m – коефіцієнт, що враховує витрати на монтаж та налагодження обладнання (в залежності від оптової ціни обладнання $\delta_m = (0,1 \dots 0,15)$).

Втрати енергії у трансформаторах (роздільна робота)

$$W_T = N_T \cdot (\Delta P_{нр} \cdot T_{год} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2 \cdot \tau) \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

де $\Delta P_{\text{нр}}$ – втрати при неробочому русі в трансформаторах, кВт;

$T_{\text{год}}$ – число годин на рік, $T_{\text{год}} = 8760$ год;

K_3 – коефіцієнт завантаження;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – втрати короткого замикання у трансформаторі, кВт;

τ – час максимальних втрат для комунально-побутових споживачів при умові використання максимуму навантажень $T_{\text{max}} = 4500$ год, визначається за формулою

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}}/10000)^2 \cdot T_{\text{год}} = (0,124 + 4500/10000)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ год.}$$

Вартість втрат електроенергії трансформатора

$$B = W_T \cdot C_0,$$

де C_0 – вартість електроенергії, $C_0 = 1,116$ грн.

Наведемо приклад розрахунку для ТП1 (варіант 2·630 кВ·А):

$$K_{\text{вкл}} = 2 \cdot 104328 \cdot (1 + 0,05 + 0,05 + 0,1) = 250387,2 \text{ грн/рік};$$

$$W_T = 2 \cdot (1,24 \cdot 8760 + 7,6 \cdot 0,67^2 \cdot 2886) = 43754,7 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$B = 43754,7 \cdot 1,116 = 48830 \text{ грн};$$

$$З = 250387,2 \cdot (0,25 + 0,113) + 48830 = 139720,5 \text{ грн.}$$

Результати розрахунку в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 Техніко-економічного порівняння варіантів трансформаторів

Транс-фор-матор	Потужність трансформатора, кВ·А	N_T	K_3	$\Delta P_{\text{нр}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	W_T , кВт·год	B , грн.	$З$, грн.
ТП 1	400	3	0,7	0,95	5,5	46987	54639	147155
	630	2	0,67	1,24	7,6	43754	48830	139720
ТП 2	400	3	0,78	0,95	5,5	50026	56630	147822
	630	2	0,74	1,24	7,6	45114	50347	142146
ТП 3	400	3	0,74	0,95	5,5	48465	55458	147389
	630	2	0,7	1,24	7,6	44213	49467	143190
ТП 4	400	3	0,68	0,95	5,5	44214	53824	145712
	630	2	0,65	1,24	7,6	42321	48386	138718
ТП 5	400	3	0,785	0,95	5,5	50944	57106	148067
	630	2	0,75	1,24	7,6	46210	50733	143654

Аналізуючи отримані результати, остаточно приймаємо до встановлення варіант, що вимагає мінімальних наведених витрат. Для ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5 два трансформатори ТМГ по 630 кВА кожен. У такому варіанті досягається необхідне завантаження трансформаторів та забезпечується необхідна надійність електропостачання по відношенню до споживачів I та II категорії.

Висновки до розділу 2

1. В основу оптимізації розташування трансформаторних підстанцій на місцевості покладені картограмма навантажень і їх центр. Центр навантажень описує на плані району фігуру складної форми (зону розсіювання центру навантажень) внаслідок зміни споживаної окремим приймачем потужності відповідно до графіка навантажень

2. Розв'язане питання оптимального розташування трансформаторних підстанцій в житловому районі міста без врахування зміни навантаження електроспоживачів у часі.

3. Обрано п'ять трансформаторних підстанцій з двома трансформаторами марки ТМГ повною потужністю 630 кВА на кожній.

4. Оптимізація кількості і потужності трансформаторів здійснювалась на основі техніко-економічного критерія.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА СТРУМОВЕДУЧОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1. Лінія зв'язку з зовнішньою мережею

Живлення розподільчого пункту, що знаходиться у розглянутому мікрорайоні, здійснюється кабельною лінією завдовжки 3 км від головної низької підстанції міста, на якій встановлені 2 трансформатори ТДТН-25000/110/35/10. Від розподільної підстанції заживлені трансформаторні підстанції мікрорайону міста.

Розрахункове активне навантаження розподільчого пункту $P_{\text{рп}}$ визначається за формулою

$$P_{\text{рп}} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{рп}i} = 0,8 \cdot (795,32 + 890,02 + 824,18 + 780 + 910,2) = 3360 \text{ кВт.}$$

де k_y – коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторної підстанцій;

$P_{\text{рп}i}$ – активне навантаження i -ої трансформаторної підстанції, кВт.

Розрахункове реактивне навантаження розподільчого пункту $Q_{\text{рп}}$ визначається

$$Q_{\text{рп}} = P_{\text{рп}} \cdot \text{tg}\varphi = 3360 \cdot 0,43 = 1445 \text{ кВар,}$$

де $\text{tg}\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

Повне електричне навантаження розподільчого пункту $S_{\text{рп}}$ становить

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рп}}^2 + Q_{\text{рп}}^2} = \sqrt{3360^2 + 1445^2} = 3657 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

Розрахунковий струм кабельної лінії $I_{\text{рп}}$ складає

$$I_{\text{рп}} = \frac{S_{\text{рп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{3657}{\sqrt{3} \cdot 10} = 211 \text{ А.}$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга, $U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$.

Вибираємо марку кабелю: АПвБП – алюмінієва струмопровідна жила, ізоляція з пероксидносшиваємого поліетилену, броня з двох сталевих оцинкованих стрічок, накладених так, щоб верхня стрічка перекривала проміжки між кромками нижньої стрічки, оболонка з поліетилену.

Кабель АПвБП призначений для передачі та розподілу електричної енергії в стаціонарних установках на номінальну змінну напругу 10, 20, 35 кВ

номінальною частотою 50 Гц для мереж із заземленою та ізольованою нейтраллю. Придатний для прокладання у землі (у траншеях).

Приймемо до прокладання кабель АПвБП 3х150 мм².

Кабелі перевіряються за економічною щільністю струму, за нагрівом струмом післяаварійного режиму, за допустимими втратами напруги, за термічною стійкістю.

Розрахунковий переріз кабелю F_p становить

$$F_p = I_p / j_{ек} = 211 / 1,7 = 124 \text{ мм}^2,$$

де I_p – розрахунковий струм ліній, А;

$j_{ек}$ – економічна щільність струму, А/мм²,

За нагріванням струмом післяаварійного режиму $I_{ПА}$

$$I_{ПА} \leq I_d \cdot K_{пр} \cdot K_{сер} \cdot K_{пер} = 335 \cdot 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,1 = 331,65 \text{ А} \Rightarrow \\ \Rightarrow 211 \text{ А} < 331,65 \text{ А (умова виконується),}$$

де I_d – тривало допустимий струм кабеля, $I_d = 335 \text{ А}$;

$K_{пр}$ – коефіцієнт прокладки, що враховує зниження допустимого струмового навантаження при паралельному прокладанні, $K_{пр} = 1,0$;

$K_{сер}$ – коефіцієнт середовища, враховує відмінність температури середовища від заданого, $K_{сер} = 0,9$;

$K_{пер}$ – коефіцієнт перевантаження, $K_{пер} = 1,1$.

За допустимими втратами напруги $\Delta U_{доп}$

$$\Delta U_{доп} \leq \Delta U_p = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi_n + x_0 \cdot \sin \varphi_n) \cdot 100 / U_n = \\ = \sqrt{3} \cdot 211 \cdot 3 \cdot 100 \cdot (0,208 \cdot 0,92 + 0,079 \cdot 0,39) / 10000 = 2,44 \% \Rightarrow \\ \Rightarrow 2,44 \% < 5 \% \text{ (умова виконується),}$$

де l – довжина кабелю, $l = 3 \text{ км}$;

R_0 – питомий активний опір кабелю, $R_0 = 0,208 \text{ мОм/м}$;

x_0 – питомий реактивний опір кабелю, $x_0 = 0,079 \text{ мОм/м}$;

$\cos \varphi_n$, $\sin \varphi_n$ – коефіцієнти потужності навантаження $\cos \varphi_n = 0,92$; $\sin \varphi_n = 0,39$.

За термічною стійкістю кабеля F_{TC}

$$F_p \geq F_{TC} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{БК}} / C = 4500 \cdot \sqrt{1,1} / 90 = 52,4 \text{ мм}^2 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow 52,4 \text{ мм}^2 < 124 \text{ мм}^2 \text{ (умова виконується),}$$

де F_p – розрахунковий переріз кабелю, мм^2 ;

$I_{K3}^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання, $I_{K3}^{(3)} = 4500 \text{ А}$;

$t_{вк}$ – час відключення короткого замикання, $t_{рз} = 1,1 \text{ с}$;

C – температурний коефіцієнт, що враховує обмеження допустимої температури нагрівання кабелю, $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с} / \text{мм}^2$.

Вибраний кабель відповідає всім умовам, отже приймаємо до прокладки кабель АПвБП 3х150 мм^2 .

3.2. Високовольтна розподільча мережа

Призначенням системи електропостачання мікрорайону міста є забезпечення електроенергією всіх технологічних процесів споживачів, що знаходяться на території мікрорайону міста.

До складу системи електропостачання мікрорайону входять джерела живлення житлових та промислових зон; живильні та розподільні електричні мережі середніх номінальних напруг 10...20 кВ, включаючи розподільні пункти даних напруг та трансформаторні підстанції 10 – 20/0,38 кВ; зовнішні та внутрішні мережі напругою до 1 кВ житлових, громадських та виробничих будівель (як правило 0,38/0,22 кВ); електроприймачі всіх технологічних типів споживачів, що розташовані на території мікрорайону міста.

Основними завданнями проектування системи електропостачання мікрорайону міста є вибір економічно доцільних структур номінальної напруги, номінальних параметрів основного електроустаткування ліній, підстанцій, розподільчих пунктів. При цьому повинні враховуватись електротехнічні, екологічні та містобудівні вимоги та обмеження, а також розвиток споживачів електроенергії, джерел живлення, електричних мереж та можлива невизначеність перспективної техніко-економічної інформації.

Вибір схеми та числа джерел живлення визначається на вимогу до безперебійності живлення, за категорією надійності споживачів та приймачів.

До першої категорії належать електроприймачі, перерва електропостачання яких може спричинити небезпеку для життя людей, порушення функціонування

особливо важливих елементів міського господарства. Електроприймачі першої категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення та перерва їхнього електропостачання може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

До другої категорії належать електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до порушення нормальної діяльності значної кількості міських мешканців. Електроприймачі другої категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерва в електропостачанні цих споживачів допустима на час, який необхідний для включення резервного живлення.

До третьої категорії відносяться всі інші електроприймачі, які не підходять під визначення першої та другої категорії. Електроприймачі третьої категорії можуть харчуватися від джерела живлення. Допустимі перерви на час, необхідний для подачі тимчасового живлення, ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, але не більше ніж на добу.

При розгляді надійності електропостачання комунально-побутових споживачів до відповідної категорії слід, як правило, відносити окремі електроприймачі. Вимоги до надійності електропостачання електроприймача слід відносити до найближчого вступного пристрою, якого приймач підключений через комутаційний апарат. В якості незалежного джерела живлення використовуються дві секції збірних шин, кожна з яких у свою чергу заживлена від незалежного джерела.

Побудова міської електричної мережі за умов забезпечення необхідної надійності електропостачання споживачів, як правило, виконується стосовно основної маси електроприймачів розглянутого мікрорайону міста. За наявності окремих електроприймачів вищої категорії, чи особливої групи першої категорії, цей принцип побудови мереж доповнюється необхідними заходами для створення необхідної надійності електропостачання цих електроприймачів.

Для розподільчої мережі 10 кВ приймемо двопроменеву схему з двостороннім живленням, яка в порівнянні з петльовою може забезпечити достатню надійність електропостачання всіх категорій електроприймачів.

Основний недолік петльових схем полягають у низькій надійності електропостачання. При живленні трансформаторних підстанцій за двопроменевою схемою з одностороннім живленням може виникнути аварійна ситуація (пожежа на трансформаторній підстанції), внаслідок якої інші трансформаторні підстанції виявляться знеструмленими на тривалий проміжок часу. При двосторонньому живленні у такій ситуації вимкненими виявляться лише споживачі, приєднані до аварійної трансформаторної підстанції.

Лінії, що живлять трансформаторні підстанції, відходять від розподільчого пункту. Розподільний пункт, як правило, слід виконувати з однією секційованою системою збірних шин з живленням по лініях, що взаєморезервуються, підключеним до різних секцій. На секційному вимикачі передбачено пристрій автоматичного включення резерву. На плані (рис. 3.1) зображені лінії живлення.

Електричні навантаження міських мереж 10 кВ відповідно визначаються множенням суми розрахункових навантажень трансформаторів окремих трансформаторних підстанцій, приєднаних до даного елемента мережі (центру живлення, розподілу живлення, лінії), на коефіцієнт, що враховує суміщення максимумів їх навантажень (коефіцієнт участі у максимумі навантажень. Коефіцієнт потужності для ліній 10 кВ у період максимуму навантаження приймається рівним 0,92 ($\text{tg}\varphi = 0,43$).

Розрахункове активне навантаження лінії P_{pW} визначається за формулою

$$P_{pW} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{pWi}, \text{ кВт.}$$

де k_y – коефіцієнт суміщення максимумів навантажень трансформаторів;

P_{pWi} – активне навантаження i -ої трансформаторної підстанції у післяаварійному режимі, кВт.

Розрахункове реактивне навантаження лінії Q_{pW} визначається за формулою

$$Q_{pW} = P_{pW} \cdot \text{tg}\varphi.$$

Повне електричне навантаження S_{pW} визначається за формулою

$$S_{pW} = \sqrt{P_{pW}^2 + Q_{pW}^2}, \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Розрахунковий струм лінії у післяаварійному режимі роботи I_{pW} визначається за формулою

$$I_{pW} = \frac{S_{pW}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ A.}$$

Вибраний кабель АПвБП перевіряється за економічною щільністю струму, за нагрівом струмом післяаварійного режиму, за допустимими втратами напруги, за термічною стійкістю.

Для прикладу проведемо розрахунок лінії W1:

$$P_{pW} = 0,8 \cdot (795,32 + 890,02 + 824,18 + 780 + 910,2) = 3360 \text{ кВт};$$

$$Q_{pW} = 3360 \cdot 0,43 = 1445 \text{ кВар};$$

$$S_{pPI} = \sqrt{3360^2 + 1445^2} = 3657 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Розрахунковий струм лінії у післяаварійному режимі роботи визначимо за формулою

$$I_{pW} = \frac{3657}{\sqrt{3} \cdot 10} = 211 \text{ А.}$$

Вибирається переріз кабелю

$$F_p = I_p / j_{ек} = 211 / 1,7 = 124 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек}$ – економічна щільність струму, А/мм².

Приймаємо найближчий перетин – 150 мм². Для кабелю цього перерізу $I_{доп} = 335 \text{ А}$, отже за нагріванням струмом післяаварійного режиму $I_{ПА}$

$$I_{ПА} \leq I_d \cdot K_{пр} \cdot K_{сер} \cdot K_{пер} = 335 \cdot 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,1 = 331,65 \text{ А} \Rightarrow \\ \Rightarrow 211 \text{ А} < 331,65 \text{ А (умова виконується),}$$

За допустимими втратами напруги $\Delta U_{доп}$ відхилення напруги складе

$$\Delta U_{доп} \leq \Delta U_p = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (R_0 \cdot \cos \varphi_H + x_0 \cdot \sin \varphi_H) = \\ = \sqrt{3} \cdot 211 \cdot 0,439 \cdot 100 \cdot (0,208 \cdot 0,92 + 0,079 \cdot 0,39) / 10000 = 0,36 \% \Rightarrow \\ \Rightarrow 0,36 \% < 6 \% \text{ (умова виконується),}$$

За термічною стійкістю кабеля $F_{ТС}$

$$F_p \geq F_{ТС} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{вк}} / C = 4440 \cdot \sqrt{1,1} / 90 = 51,7 \text{ мм}^2 \Rightarrow \\ \Rightarrow 51,7 \text{ мм}^2 < 124 \text{ мм}^2 \text{ (умова виконується),}$$

де $I_{КЗ}^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання, $I_{КЗ}^{(3)} = 4440 \text{ А}$;

Приймаємо для цієї лінії остаточний переріз $F = 120 \text{ мм}^2$.

Результати розрахунків інших ліній представлені в табл. 3.1. На плані (рис. 3.1) зображені лінії живлення.

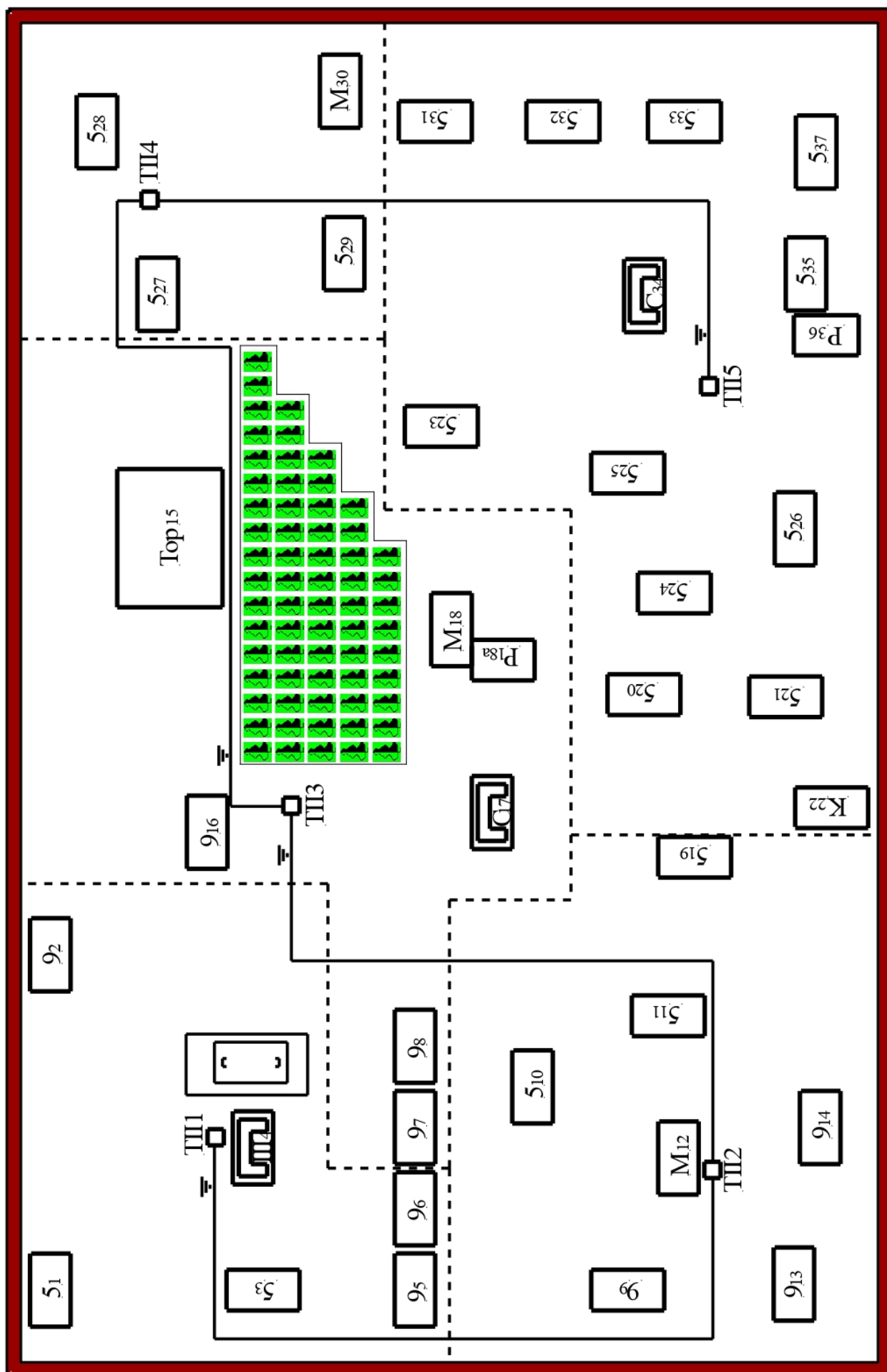


Рис. 3.1. План розміщення ліній живлення мікрорайону міста

Таблиця 3.1 Вибір перерізу кабелів на напругу 10 кВ

Номер лінії	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10
Призначення	РП-ТП1	ТП1-ТП2	ТП2-ТП3	ТП3-ТП4	ТП4-ТП5	РП-ТП5	ТП5-ТП4	ТП4-ТП3	ТП3-ТП2	ТП2-ТП1
P_p , кВт	3360	2724	2012	1352	728	3360	2632	2008	1348	636
Q_p , кВар	1445	1171	865	581	313	1445	1132	863	580	274
S_p , кВ·А	3657	2965	2190	1472	793	3657	2865	2185	1468	693
I_p , А	124	101	74	50	27	124	97	74	50	24
l , км	0,439	0,439	0,324	0,384	0,378	0,430	0,378	0,384	0,324	0,439
I_p/j , мм ²	124	101	74	50	27	124	97	74	50	24
$I_d \cdot K_{прx}$ $K_{сер} \cdot K_{пер}$	331,65	292,05	252,45	207,90	173,25	331,65	292,05	252,45	207,90	173,25
R_0 , Ом/км	0,208	0,261	0,329	0,447	0,625	0,208	0,261	0,329	0,447	0,625
x_0 , Ом/км	0,078	0,08	0,081	0,082	0,085	0,078	0,08	0,081	0,082	0,085
ΔU , %	0,36	0,35	0,24	0,25	0,18	0,35	0,29	0,28	0,21	0,18
$F_{ТС}$, мм ²	51,28	47,31	44,05	39,74	35,08	51,28	47,78	44,05	40,32	34,84
F , мм ²	150	120	95	70	50	150	120	95	70	50

3.3. Низьковольтна розподільча мережа

Категорії надійності електроприймачів приймаємо відповідно до [1].
Результати наведено у табл. 3.2.

Для споживачів першої та другої категорії застосовують радіальну схему електропостачання з прокладанням двох кабелів до кожної будівлі. Для того щоб визначитися зі схемою електропостачання споживачів третьої категорії проведемо техніко-економічне порівняння двох можливих варіантів, а саме: магістральної схеми, при якій споживачі підключаються послідовно до одного кабелю та радіальної схеми, при якій кожна будівля отримує живлення окремим кабелем.

Порівняння проведемо з прикладу п'ятиповерхових житлових будинків № 31, № 32, № 33 (рис. 1.1) у спрощеному варіанті, враховуючи лише вартість кабелю. Результати розрахунку магістральної та радіальної схем наведено в табл. 3.3 і табл. 3.4 відповідно.

Таблиця 3.2 Категорії надійності електроприймачів 0,4 кВ

Номер за планом	Споживач	Категорії електропостачання
1	П'ятиповерховий житловий будинок (90 квартир)	3
2	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	2
3	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	3
4	Школа на 1100 учеників	2
5	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	2
6	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	2
7	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	2
8	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	2
9	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	2
10	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	3
11	П'ятиповерховий житловий будинок (90 квартир)	3
12	Продовольчий магазин (площа 140 м ²)	2
13	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	2
14	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	2
15	Торговий центр (площа 1600 м ²)	2
16	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	2
17	Дитячий яслі-сад на 150 чоловік	2
18	Продовольчий магазин (площа 160 м ²)	2
18а	Промтоварний магазин (площа 160 м ²)	2
19	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	3
20	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
21	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
22	Кафе на 100 чоловік	2
23	П'ятиповерховий житловий будинок (60 квартир)	3
24	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
25	Дев'ятиповерховий житловий будинок (54 квартири)	2
26	П'ятиповерховий житловий будинок (90 квартир)	3
27	Дев'ятиповерховий житловий будинок (180 квартир)	2
28	Дев'ятиповерховий житловий будинок (243 квартир)	2
29	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
30	Продовольчий магазин (площа 180 м ²)	2
31	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
32	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
33	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
34	Дитячий яслі-сад на 150 чоловік	2
35	П'ятиповерховий житловий будинок (40 квартир)	3
36	Промтоварний магазин (площа 150 м ²)	2
37	Дев'ятиповерховий житловий будинок (144 квартир)	2

Таблиця 3.3 Вартість магістральної схеми

Лінії	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВ·А	I_p , А	l , км	F , мм ²	Вартість за 100 м, грн.	Вартість лінії, грн.
ТП5-ВРУ33	144	40,32	150	216	0,11	240	18258	20084
ВРУ33-ВРУ32	96	27	100	144	0,125	150	11498	14372
ВРУ32-ВРУ31	48	13,44	49,85	71,95	0,125	50	4226	5283
Всього								39739

Таблиця 3.4 Вартість радіальної схеми

Лінії	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВ·А	I_p , А	l , км	F , мм ²	Вартість за 100 м, грн.	Вартість лінії, грн.
ТП5-ВРУ33	48	13,44	49,85	71,95	0,11	50	4226	4649
ВРУ33-ВРУ32	48	13,44	49,85	71,95	0,13	70	5702	7413
ВРУ32-ВРУ31	48	13,44	49,85	71,95	0,245	95	7826	19174
Всього								31236

З порівняння отриманих результатів видно, що витрати на радіальну схему електропостачання нижчі від витрат на магістральну схему. Радіальна схема значно надійніша за магістральну, тому приймемо для електропостачання споживачів третьої категорії радіальну схему, причому для підвищення надійності прокладатимемо по 2 кабелі до кожної будівлі.

Кабелі вибирають за нагріванням струмом післяаварійного режиму $I_{ПА}$ і за допустимими втратами напруги $\Delta U_{доп}$. Для мережі напругою 0,4 кВ вибираємо кабель марки АВБбШв. Кабель з алюмінієвою жилою, внутрішня оболонка з полівінілхлориду, броня із двох оцинкованих сталевих стрічок, зовнішній покрив кабелю із полівінілхлоридового шланга. Призначенням АВБбШв є передача та розподілення електроенергії в стаціонарних установках на номінальну напругу 0,66 В, частотою 1 кВ до 50 Гц або постійну напругу до 1 кВ – для прокладки в траншеях, тунелях, шахтах, на відкритому повітрі, за умови, що кабель не буде за наявності небезпеки пошкодження під час експлуатації. Результати розрахунків представлені у табл. 3.5.

Таблиця 3.5 Вибір перерізу кабелів на напругу 0,4 кВ

Електро- приймач	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P_p , кВт	81	316	63	275	136,9	136,9	136,9	136,9	316	63
Q_p , кВар	22,68	105	17,64	85,25	51,6	51,6	51,6	51,6	105	17,64
S_p , кВ·А	84,12	332,99	65,42	283,70	146,30	146,30	146,30	146,30	332,99	65,42
I_p , А	121,41	461,3	94,43	409,49	195,57	195,57	195,57	195,57	461,3	94,43
I_d , А	175	670	210	670	385	385	385	385	670	140
l , км	0,085	0,08	0,192	0,102	0,242	0,261	0,212	0,176	0,072	0,037
$K_{сер}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$K_{пр}$	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9
$I_d \cdot K_{пр}^x$ $K_{сер} \cdot K_{пер}$	196,9	670	236,25	670	433,13	433,13	433,13	433,13	670	157,5
R_0 , Ом/км	0,625	0,208	0,447	0,208	0,169	0,169	0,169	0,169	0,208	0,894
x_0 , Ом/км	0,0625	0,0596	0,0612	0,0596	0,0596	0,0596	0,0596	0,0596	0,0596	0,0637
ΔU , %	2,68	3,43	3,42	3,88	3,66	3,95	3,21	2,66	3,09	1,28
F , мм ²	50	2x150	70	2x150	185	185	185	185	2x150	35

Продовження табл. 3.5

Електро- приймач	11	12	13	14	15	16	17	18	18a	19
P_p , кВт	81	35	136,9	316	256	316	69	40	25,6	63
Q_p , кВар	22,68	18,2	51,6	105	133,1	105	13,8	20,8	13,31	17,64
S_p , кВ·А	84,12	39,45	146,30	332,99	288,54	332,99	70,37	45,08	28,85	65,42
I_p , А	121,41	56,94	195,57	461,3	416,48	461,3	101,57	65,07	41,65	94,43
I_d , А	175	140	255	670	670	670	175	140	140	175
l , км	0,054	0,023	0,139	0,074	0,088	0,072	0,109	0,141	0,15	0,151
$K_{сер}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$K_{пр}$	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
$I_d \cdot K_{пр}^x$ $K_{сер} \cdot K_{пер}$	196,9	157,5	286,9	670	670	670	196,9	157,5	157,5	196,9
R_0 , Ом/км	0,625	0,894	0,329	0,208	0,208	0,208	0,625	0,894	0,894	0,625
x_0 , Ом/км	0,0625	0,0637	0,0602	0,0596	0,0596	0,0596	0,0625	0,0637	0,0637	0,0625
ΔU , %	1,7	0,48	3,84	3,17	3,41	3,09	2,87	3,37	2,29	3,7
F , мм ²	50	35	95	2x150	2x150	2x150	50	35	35	50

Продовження табл. 3.5

Електро- приймач	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
P_p , кВт	48	48	104	63	48	136,9	81	316	397,6	48
Q_p , кВар	13,44	13,44	20,8	17,64	13,44	51,6	22,68	105	126,6	13,44
S_p , кВ·А	49,85	49,85	106,06	65,42	49,85	146,30	84,12	332,99	417,27	49,85
I_p , А	71,95	71,95	153,08	94,43	71,95	195,57	121,41	461,3	588,2	71,95
I_d , А	175	175	335	175	175	255	175	670	770	140
l , км	0,212	0,183	0,266	0,162	0,152	0,106	0,119	0,057	0,042	0,0125
$K_{сер}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$K_{пр}$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9
$I_d \cdot K_{пр}^x$ $K_{сер} \cdot K_{пер}$	196,9	196,9	376,9	196,9	196,9	286,9	196,9	670	770	157,5
R_0 , Ом/км	0,625	0,625	0,208	0,625	0,625	0,329	0,625	0,208	0,169	0,894
x_0 , Ом/км	0,0625	0,0625	0,0596	0,0625	0,0625	0,0602	0,0625	0,0596	0,0596	0,0637
ΔU , %	3,96	3,42	3,78	3,97	2,84	2,93	3,75	2,44	1,91	0,33
F , мм ²	50	50	150	50	50	95	50	2x150	2x185	35

Продовження табл. 3.5

Електро- приймач	30	31	32	33	34	35	36	37
P_p , кВт	45	48	48	48	69	48	22,4	257,76
Q_p , кВар	23,4	13,44	13,44	13,44	13,8	13,44	11,648	83,96
S_p , кВ·А	50,72	49,85	49,85	49,85	70,37	49,85	22,25	271,09
I_p , А	73,21	71,95	71,95	71,95	101,57	71,95	36,44	374,04
I_d , А	140	210	140	140	140	140	140	770
l , км	0,11	0,246	0,13	0,11	0,051	0,028	0,019	0,132
$K_{сер}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$K_{пр}$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8
$I_d \cdot K_{пр}^x$ $K_{сер} \cdot K_{пер}$	157,5	236,25	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5	770
R_0 , Ом/км	0,894	0,447	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,169
x_0 , Ом/км	0,0637	0,0612	0,0637	0,0637	0,0637	0,0637	0,0637	0,0596
ΔU , %	2,95	3,33	3,43	2,90	1,90	0,74	0,25	3,82
F , мм ²	35	70	35	35	35	35	35	2x185

Висновки до розділу 3

1. Обрано для мережі 10 кВ двопротеневу схему з двостороннім живленням.
2. Обрано для електропостачання споживачів третьої і другої категорії радіальну двокабельну схему.
3. Обрано для лінії зв'язку з зовнішньою мережею кабель АПвБП 3х150 мм².

РОЗДІЛ 4. ВИБІР АПАРАТІВ ЗАХИСТУ І ВИМІРЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

4.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Розподільний пункт приймається в розрахунку як система з трифазним струмом короткого замикання $I_{K3}^{(3)} = 4,5$ кА. Визначаються параметри схеми замикання.

Реактивний опір системи становить

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}},$$

де U_{cp} – середня напруга, кВ;

$I_{K3}^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання на стороні 10 кВ, кА.

Активний опір для кабельних ліній визначимо за виразом

$$R_{W1} = R_{0W} \cdot l,$$

де R_{0W} – питомий активний опір, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Реактивний опір для кабельних ліній визначимо за виразом

$$X_{W1} = X_{0W} \cdot l,$$

де X_{0W} – питомий реактивний опір, Ом/км.

Повний опір кабельної лінії

$$Z_{W1} = \sqrt{R_{W1}^2 + X_{W1}^2}, \text{ Ом.}$$

Приклад розрахунку лінії W1 (активним опором системи нехтуємо):

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,5} = 1,34 \text{ Ом};$$

$$R_{W1} = 0,208 \cdot 0,439 = 0,091 \text{ Ом};$$

$$X_{W1} = 0,078 \cdot 0,439 = 0,034 \text{ Ом};$$

$$Z_{W1} = \sqrt{0,091^2 + 0,034^2} = 0,098 \text{ Ом.}$$

Параметри інших ліній розраховуються аналогічно. Результати розрахунків наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Параметри схеми заміщення

Елемент	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	L , км	R , Ом	X , Ом	Z , Ом
Система	-	-	-	-	1,34	1,34
W1	0,208	0,078	0,439	0,091	0,034	0,098
W2	0,261	0,08	0,439	0,115	0,035	0,120
W3	0,329	0,081	0,324	0,107	0,026	0,110
W4	0,447	0,082	0,384	0,172	0,031	0,175
W5	0,625	0,085	0,378	0,236	0,032	0,238
W6	0,208	0,078	0,43	0,089	0,034	0,096
W7	0,261	0,08	0,378	0,099	0,030	0,103
W8	0,329	0,081	0,384	0,126	0,031	0,130
W9	0,447	0,082	0,324	0,145	0,027	0,147
W10	0,625	0,085	0,439	0,274	0,037	0,277

Розрахункова схема та схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання представлена на рис. 4.1 і рис. 4.2 відповідно.

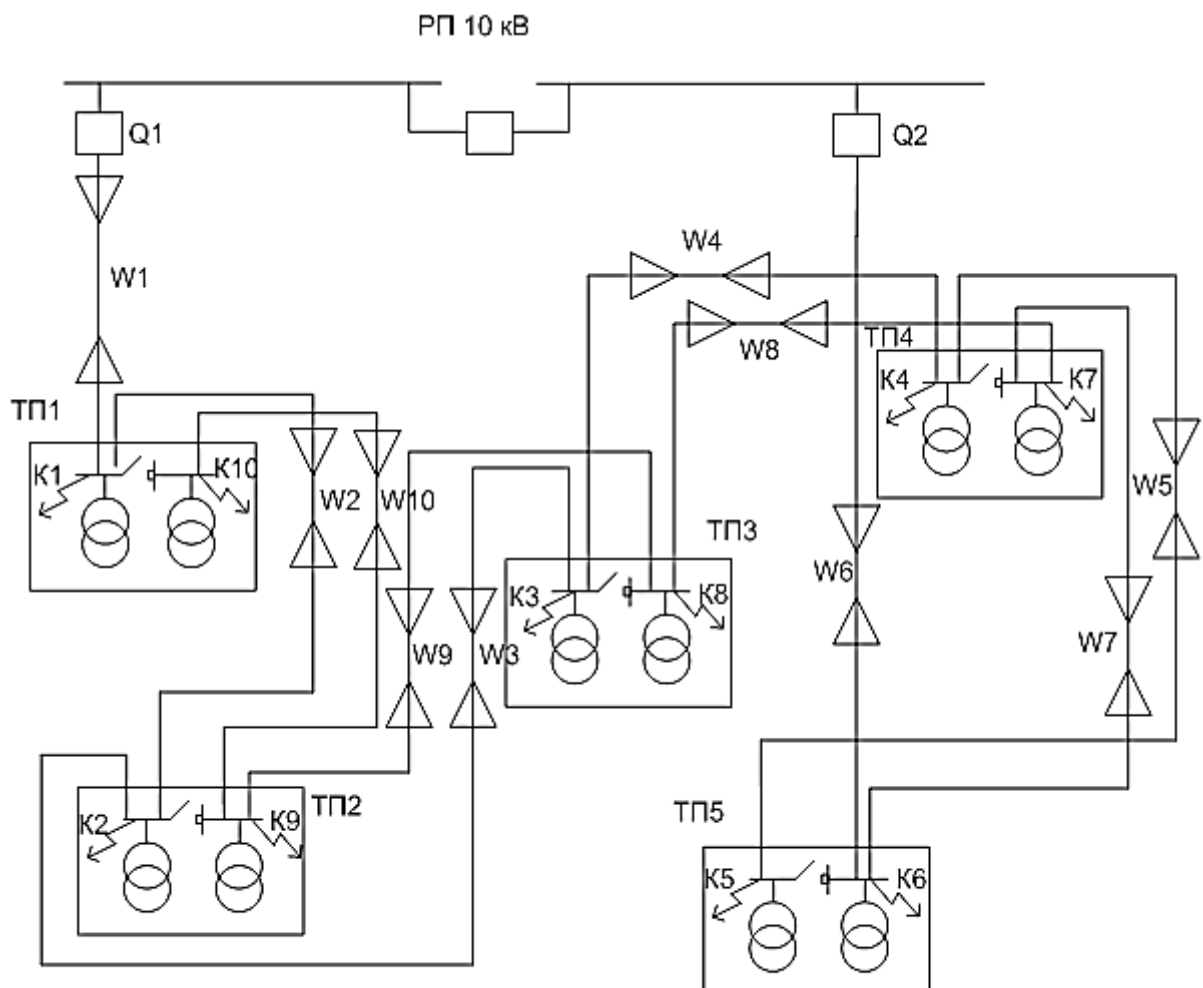


Рис. 4.1. Розрахункова схема

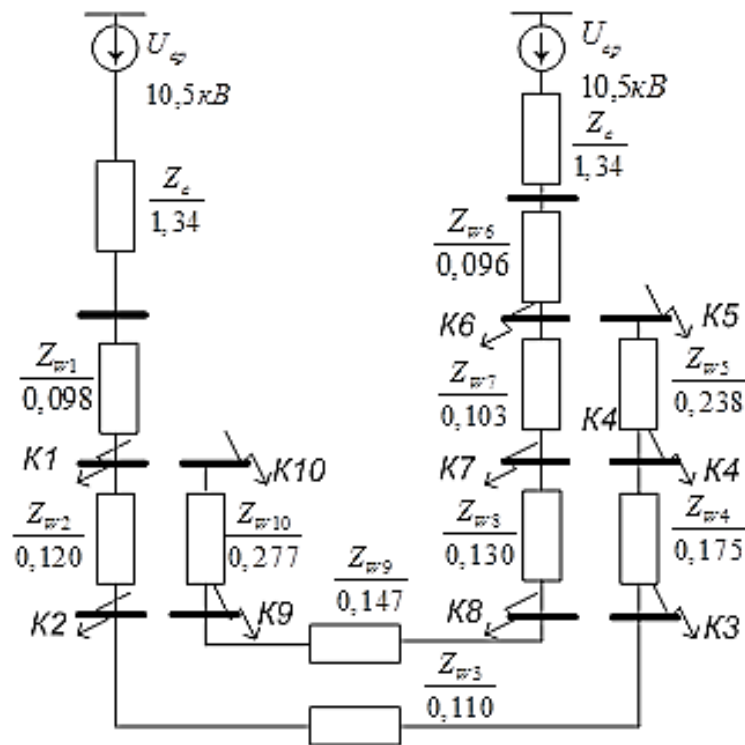


Рис. 4.2. Схема заміщення

Розрахуємо струми трифазного короткого замикання у точках, позначених на рис. 4.2.

Струм трифазного короткого замикання розраховується за формулою

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}},$$

де X_{Σ} – реактивний опір до точки короткого замикання, Ом;

R_{Σ} – активний опір до точки короткого замикання, Ом.

Постійна часу перехідного процесу становить

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R},$$

де X – реактивний опір контуру, утворений коротким замиканням, Ом;

ω – циклічна частота ($\omega = 314 \text{ с}^{-1}$ при частоті живильної мережі 50 Гц);

R – активний опір контуру, утворений коротким замиканням, Ом.

Ударний струм складає

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot K_y,$$

де K_y – ударний коефіцієнт,

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}.$$

Струм двофазного короткого замикання $I_{K3}^{(2)}$ розраховується за формулою

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}{2}.$$

Для мережі 10 кВ необхідно розрахувати ємнісний струм замикання на землю.

Ємнісний струм замикання на землю становить

$$I_{сз} = \frac{U \cdot 35 \cdot (L_k + L_{\Pi})}{350},$$

де L_k – загальна довжина електрично зв'язаних кабельних ліній, км;

L_{Π} – загальна довжина електрично зв'язаних повітряних ліній, км.

У нашому випадку повітряних ліній немає. Якщо ємнісний струм замикання на землю менший за 20 А, то компенсація ємнісного струму не потрібна.

Приклад розрахунку точки K1:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,34 + 0,034)^2 + 0,091^2}} = 4,4 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{1,34 + 0,034}{314 \cdot 0,091} = 0,048;$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,048}} = 1,812;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,4 \cdot 1,812 = 11,28 \text{ кА};$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,4}{2} = 3,81 \text{ кА};$$

$$I_{сз} = \frac{10 \cdot 35 \cdot (0,439 + 0,439 + 0,324 + 0,384 + 0,378)}{350} = 1,964 \text{ А}.$$

Компенсація ємнісного струму непотрібна, тому що $1,964 \text{ А} < 20 \text{ А}$.

Для інших точок короткого замикання розрахунок аналогічний. Результати розрахунків представлені у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 Результати розрахунку струмів короткого замикання
у мережі 10 кВ

Точка короткого замикання	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(2)}$, кА	i_y , кА
K1	4,40	3,81	11,28
K2	4,06	3,51	10,13
K3	3,78	3,28	9,31
K4	3,41	2,96	8,30
K5	3,01	2,61	7,29
K6	4,40	3,81	11,30
K7	4,10	3,55	10,30
K8	3,78	3,27	9,31
K9	3,46	3,00	8,45
K10	2,99	2,59	7,25

В електроустановках змінного струму напругою до 1 кВ розрахунок струмів короткого замикання виконується з метою перевірки комутаційної апаратури та шинопроводів на динамічну стійкість, перевірки чутливості та селективності дії захисту. При напрузі до 1 кВ навіть невеликий опір істотно впливає на струм короткого замикання. Тому в розрахунках враховуються всі активні та індуктивні опори короткозамкненого ланцюга, включаючи активні опори різних контактів та контактних з'єднань, а також опір електричної дуги у місці короткого замикання.

Розрахунок будемо проводити у відносних одиницях.

Визначаються параметри трансформатора. Активний опір складає

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{номТ}}^2},$$

де ΔP_K – втрати короткого замикання, кВт;

$U_{\text{ном}}$ – нижча номінальна напруга трансформатора, кВ;

$S_{\text{номТ}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Реактивний опір

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{\text{номТ}}}\right)^2} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{номТ}}},$$

де U_K – напруга короткого замикання, %.

Активний і реактивний опір лінії знаходяться за формулами:

$$R_{W1} = R_{0W} \cdot l;$$

$$X_{W1} = X_{0W} \cdot l.$$

Струм трифазного короткого замикання визначається

$$I_{\text{кmax}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}}, \text{ кА},$$

де X_{Σ} – сумарний реактивний опір від шин трансформаторної підстанції до точки короткого замикання, мОм;

R_{Σ} – сумарний активний опір від шин трансформаторної підстанції до точки короткого замикання, мОм.

Опір дуги R_d визначається

$$R_d = \frac{E_d \cdot L_d}{I_{\text{кmax}}^{(3)}}, \text{ мОм},$$

де E_d – напруженість у стволі дуги, В/мм;

L_d – довжина дуги, мм.

Струм трифазного короткого замикання $I_{\text{кз}}^{(3)}$ з урахуванням дуги знаходиться за формулою

$$I_{\text{кmin}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma}^2 + (R_{\Sigma} + R_d)^2}}, \text{ кА},$$

де R_d – опір дуги, мОм.

Струм двохфазного короткого замикання $I_{\text{кз}}^{(2)}$ з урахуванням дуги знаходиться за формулою

$$I_{\text{кmin}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кmin}}^{(3)}}{2}, \text{ кА}.$$

Повний опір Z_{Π} петлі фаза-нуль від трансформатора до точки короткого замикання

$$Z_{\Pi} = \sqrt{(X_{T1} + X_{T2} + X_{T0})^2 + (R_{T1} + R_{T2} + R_{T0})^2}, \text{ мОм},$$

де X_{T1} , X_{T2} , X_{T0} – індуктивні опори трансформатора прямої, зворотної та нульової послідовності, мОм;

R_{T1} , R_{T2} , R_{T0} – активні опори трансформатора прямої, зворотної та нульової послідовності, мОм.

При з'єднанні обмоток трансформатора за схемою Δ/Y_0 опори всіх послідовностей рівні. Отже, в даному випадку Z_T визначається за формулою

$$Z_T = 3\sqrt{X_T^2 + (R_T + R_d)^2}, \text{ мОм},$$

де X_T, R_T – опори трансформатора, мОм.

Струм однофазного короткого замикання $I_{K3}^{(1)}$ з урахуванням дуги знаходиться за формулою

$$I_{\text{кmin}}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T / 3 + Z_\Pi}, \text{ кА},$$

де Z_T – опору трансформатора у разі однофазного короткого замикання, мОм;

Ударний струм складає

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot K_y.$$

Проведемо розрахунок струмів короткого замикання для мережі, що живить споживача – п'ятиповерховий житловий будинок № 23 (рис. 1.1).

Опір елементів схеми заміщення представлено в табл. 4.3...4.7.

Таблиця 4.3 Параметри схеми заміщення трансформатора

Елемент	$S_{\text{номТ}}, \text{ кВА}$	$U_k, \%$	$\Delta P_k, \text{ кВт}$	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$X_T, \text{ мОм}$	$R_T, \text{ мОм}$	$Z_T, \text{ мОм}$
ТМГ-630/10/0,4	630	5,5	7,6	0,4	21,65	3,90	22,00

Таблиця 4.4 Параметри схеми заміщення кабельних ліній

Лінія	$L, \text{ м}$	$X_0, \text{ мОм/м}$	$R_0, \text{ мОм/м}$	$Z_{\text{ПФ0уд}}, \text{ мОм/м}$	$X_w, \text{ мОм}$	$R_w, \text{ мОм}$	$Z_{\text{ПФ0}}, \text{ мОм}$
W1	162	0,0625	0,625	1,26	10,125	101,25	204,12
W2	40	0,09	3,09	6,18	3,6	123,6	247,2
W3	20	0,1	12,5	25	2	250	500

Опір комутаційних апаратів, трансформаторів струму та контактних з'єднань шин вибираються по номінальному струму апарату, а опори контактні з'єднання кабелів – за номінальним перерізом кабелю.

Номінальний струм апарату вибираємо виходячи з умови

$$I_n \geq I_{pmax},$$

де I_{pmax} – розрахунковий максимальний струм, А;

I_n – номінальний струм апарата, А.

Таблиця 4.5 Параметри схеми заміщення комутаційних апаратів та трансформатора струму

Елемент	Номінальний струм лінії в місці установки I_{pmax} , А	Номінальний струм апарата I_n , А	R , мОм	X , мОм	Z , мОм
QF1	1359	1600	0,14	0,08	0,16
ТА	1359	1600	0,05	0,07	0,09
S1	1359	1600	0,08	-	0,08
QF2	94,43	100	2,15	1,2	2,46
QF3	94,43	100	2,15	1,2	2,46
QF4	23,6	25	7	4,5	8,32
QF5	16	16	11	9,5	14,53

Таблиця 4.6 Параметри схеми заміщення контактних з'єднань

Елемент	Номінальний струм лінії в місці установки I_{pmax} , А	Номінальний струм шини I_n , А	R , мОм
Контактне з'єднання шини в точці K1	1359	1600	0,0034
Контактне з'єднання шини в точці K2	94,43	250	0,009

Таблиця 4.7 Параметри схеми заміщення контактних з'єднань кабелів

Елемент	Переріз кабелю S_k , мм ²	R , мОм
Контактне з'єднання кабелю лінії точці W1	50	0,043
Контактне з'єднання кабелю лінії точці W2	6	0,085

Розрахункова схема та схема заміщення для розрахунків струмів короткого замикання представлені на рис. 4.3.

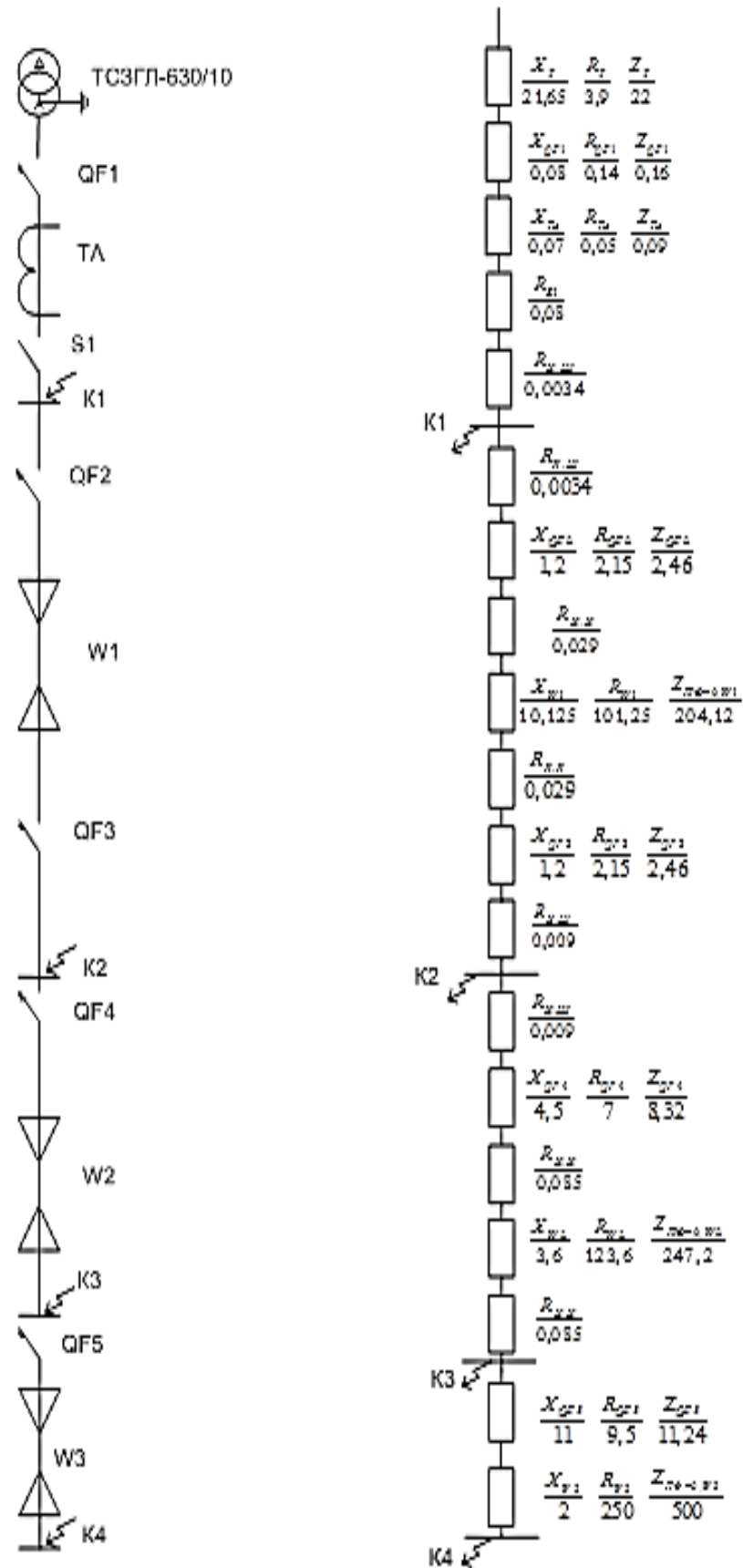


Рис. 4.3. Розрахункова схема і схема заміщення

Розрахуємо струми короткого замикання у точці K1:

$$I_{\text{кmax}}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(21,65 + 0,08 + 0,07)^2 + (3,9 + 0,14 + 0,05 + 0,08 + 0,0034)^2}} = 10,42 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{3,9 + 0,14 + 0,05 + 0,08 + 0,0034}{314 \cdot (21,65 + 0,08 + 0,07)} = 0,29;$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,29}} = 1,95;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 10,42 \cdot 1,95 = 28,88 \text{ кА};$$

$$R_d = \frac{1,6 \cdot 60}{10,42} = 9,22 \text{ мОм};$$

$$I_{\text{кmin}}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(21,65 + 0,08 + 0,07)^2 + (3,9 + 0,14 + 0,05 + 0,08 + 0,0034 + 9,22)^2}} = 9,04 \text{ кА};$$

$$I_{\text{кmin}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9,04}{2} = 7,83 \text{ кА};$$

$$Z_T = \sqrt{(3 \cdot 21,65)^2 + (3 \cdot 3,9 + 3 \cdot 9,22)^2} = 75,99 \text{ мОм};$$

$$I_{\text{кmin}}^{(1)} = \frac{220}{75,99 / 3 + 0} = 8,69 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання в інших точках представлені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 Результати розрахунків струмів короткого замикання у мережі 0,4 кВ

Точка	i_y , кА	$I_{\text{кmax}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{кmin}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{кmin}}^{(2)}$, кА	$I_{\text{кmin}}^{(1)}$, кА
K1	28,88	10,42	9,04	7,83	8,69
K2	3,87	2	1,86	1,61	0,96
K3	2,14	0,95	0,91	0,79	0,46
K4	-	-	-	-	0,23

4.2. Вибір апаратів захисту

Вибирається і перевіряється комутаційна захисна апаратура на напругу 10 кВ. Проводиться розрахунок параметрів на стороні 10 кВ розподільчої підстанції, укомплектованій осередками КСВ-298 із вбудованою апаратурою. Камери КСВ є металоконструкцією, звареною з гнутих профілів. Доступ у камеру забезпечують дві двері: верхня в зону вимикача, трансформатора напруги або запобіжника, нижня в зону кабельних приєднань, обмежувачів перенапруг. На двері з внутрішньої сторони встановлений захисний екран, який відокремлює апаратуру допоміжних ланцюгів від високої напруги. Камери збірні серії КСО-298 у порівнянні з камерами ранніх серій мають менші габаритні розміри. Осередки КСО-298 комплектуються вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10, роз'єднувачами РВЗ-10, трансформаторами напруги НАМІТ-10, обмежувачами напруги ОПН-10, трансформаторами струму ТПОЛ-10.

Умови вибору та перевірки високовольтних вимикачів, роз'єднувачів у мережі 10 кВ:

- відповідність номінальної напруги вимикача $U_{\text{нв}}$ номінальній напрузі мережі $U_{\text{нс}}$

$$U_{\text{нв}} \geq U_{\text{нс}};$$

- відповідність номінального струму вимикача $I_{\text{нв}}$ розрахунковому струму ланцюга $I_{\text{рmax}}$, що захищається

$$I_{\text{нв}} \geq I_{\text{рmax}};$$

- перевірка за умовами стійкості при короткому замиканні (роз'єднувачі за цією умовою не перевіряються)

$$\text{ГКС} \geq I_{\text{кз}}^{(3)},$$

де ГКС – гранична комутаційна здатність вимикача;

- перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{\text{дин}} \geq i_y,$$

де $i_{\text{дин}}$ – струм електродинамічної стійкості, кА;

i_y – ударний струм трифазного короткого замикання, кА;

- вибір часу спрацьовування відсічки $t_{\text{со}}$

$$t_{co} = t_{пч} + t_{co\max},$$

де $t_{пч}$ – повний час відключення вимикача, с; кА;

$t_{co\max}$ – максимальний час спрацьовування відсічки, приймається 0,1 с;

- перевірка на термічну стійкість

$$B_k \leq I_b^2 \cdot t_c, \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де I_b – струм термічної стійкості, кА;

t – час протікання струму термічної стійкості, с;

B_k – тепловий імпульс при часі згасання аперіодичної складової струму короткого замикання Ta (середнє розрахункове значення становить $Ta = 0,01$ с)

$$B_k \leq (I_k^{(3)})^2 \cdot (t_{co} + Ta).$$

Час відключення короткого замикання становить

$$t_{co} = 0,025 + 0,1 = 0,125 \text{ с}.$$

Осередки КСО-298 містять вакуумні вимикачі марки ВВ/TEL, параметри яких визначаються згідно з умовами, наведеними в табл. 4.9...4.11. Осередки КСО-298 комплектуються обладнанням, вибір якого представлений у табл. 4.9...4.11.

Таблиця 4.9

Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані	Тип обладнання	
	ВВ/TEL-10-12,5/630 У2	РВЗ-10/630 УХЛ2
$U_{нс} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{p\max} = 211 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{кз}^{(3)} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 11,3 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 2,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_b^2 \cdot t_c = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_b^2 \cdot t_c = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.10 Вибір трансформаторів напруги та обмежувачів перенапруги

Умови вибору		Тип обладнання	
		ВВ/TEL-10-12,5/630 У2	РВЗ-10/630 УХЛ2
$U_{ном} \geq U_{нс}$	$U_{нс} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$

Таблиця 4.11 Вибір вимірювального трансформатора струму

Умови вибору	ТПОЛ-10-0,5УХЛ2.1
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	10 кВ $\geq$ 10 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	300 А $\geq$ 211 А
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{н}}$	34,2 кА $\geq$ 11,3 кА
$I_{\text{в}}^2 \cdot t_{\text{с}} \geq B_{\text{к}}$	768 кА ² ·с $\geq$ 2,61кА ² ·с

На стороні 10 кВ у комплектній трансформаторній підстанції передбачається встановлення осередків КСВ-305. У КСВ серії 305 передбачаються інвентарні перегородки, які використовуються для огороження простору збірних шин на час виконання робіт у камері. Усередині осередків КСВ розміщена апаратура та шини головних ланцюгів, а на фасаді – приводи керування вимикачем навантаження та роз'єднувачем. Осередки КСО-305 комплектуються обладнанням, вибір якого представлений у табл. 4.12...4.14 на прикладі ТП5.

Таблиця 4.12 Вибір роз'єднувачів ТП5 на стороні високої напруги

Розрахункові дані	Тип обладнання	
	РВЗ-10/400 III УХЛ2	
$U_{\text{нс}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	
$I_{\text{рmax}} = 211 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	
$i_{\text{у}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	
$B_{\text{к}} = 2,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{в}}^2 \cdot t_{\text{с}} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

Таблиця 4.13 Вибір вимикачів навантаження ТП5

Розрахункові дані	Тип обладнання	
	Для КСО-305-3 ВНП-10/400-20зп3	Для КСО-305-4 ВНП-10/400-20зп3
$U_{\text{нс}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{рmax}} = 211 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$i_{\text{у}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 2,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{в}}^2 \cdot t_{\text{с}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{в}}^2 \cdot t_{\text{с}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.14

Вибір запобіжників ТП5

Умови вибору		Тип обладнання
		ПКТ103-10-80-31,5УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$U_{\text{нс}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$I_{\text{рmax}} = 72,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)}$	$I_{\text{кз}}^{(3)} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$
$K_{\text{ч}} = I_{\text{нmin}} / I_{\text{ном}} \geq 3$		$K_{\text{ч}} = 313 / 80 = 3,9$

У розподільчому пристрої напругою 0,38 кВ прийемо до встановлення типові панелі ЩО. Панелі ЩО призначені для комплектування пристроїв напругою 380/220 В трифазного змінного струму частотою 50 Гц з глухозаземленою нейтраллю, що служать для прийому, розподілу електричної енергії захисту, ліній від перевантажень і струмів короткого замикання. Панелі виготовляються з оцинковки, що мають електродинамічну стійкість 20 кА.

Проводиться вибір панелей ЩО, комутаційної апаратури, і трансформатора струму на 0,4 кВ для ТП № 2.

Виберемо вступні панелі марки ЩО99-1-44УЗ. Для передачі електроенергії будинкам на кожну секцію шин в трансформаторну підстанцію ставимо панелі ЩО99-1-14УЗ з номінальним струмом апаратів 100 А, панелі ЩО99-1-15УЗ з номінальним струмом апаратів 200 А, панелі ЩО99-1-21У0 з номінальним струмом апаратів 200 А. Також вибираємо секційну панель ЩО99-1-74УЗ, панель диспетчерського управління вуличним освітленням ЩО99-1-93УЗ та панель з апаратурою АВР ЩО99-1-90УЗ.

У мережі 0,4 кВ використовуються два види захисних апаратів: запобіжники та вимикачі. Передбачається встановлення пристрою захисного відключення.

Умови вибору та перевірки вимикачів у мережі 0,4 кВ:

- відповідність номінальної напруги вимикача $U_{\text{нав}}$ номінальній напрузі мережі $U_{\text{нс}}$

$$U_{\text{нав}} \geq U_{\text{нс}};$$

- відповідність номінального струму вимикача $I_{\text{нв}}$ розрахунковому струму ланцюга $I_{\text{рmax}}$, що захищається

$$I_{\text{нв}} \geq I_{\text{рmax}};$$

- при струмі спрацьовування при перевантаженні

$$I_{\text{нв}} \leq 1,15 \cdot I_{\text{доп}},$$

де $I_{\text{нв}}$ – струм спрацьовування при перевантаженні, А;

$I_{\text{нв}}$ – тривало допустимий струм проводки, А;

- струмова відсічка АВ відбудовується від пікових струмів електроприймача $I_{\text{пik}}$

$$I_{\text{co}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{пik}},$$

де I_{co} – струм спрацьовування відсічки, А;

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт надійності відбудови, що враховує коефіцієнт наявності аперіодичної складової в піковому струмі електроприймача $k_{\text{н}}$, коефіцієнт можливого розкиду струму спрацьовування відсічення щодо струму уставки $k_{\text{у}}$, коефіцієнт запасу $k_{\text{з}}$,

$$k_{\text{н}} = 1,05 \cdot k_{\text{а}} \cdot k_{\text{у}} \cdot k_{\text{з}};$$

- перевірка на відключаючу спроможність

$$I_{\text{пкс}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)},$$

де $I_{\text{пкс}}$ – струм граничної комутаційної спроможності, кА;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – струм трифазного короткого замикання для вступних та секційних вимикачів, кА;

- перевірка на потрібну чутливість захисту

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ}}^{(1)} / I_{\text{co}} \geq 1,1 \cdot K_{\text{р}},$$

де $K_{\text{ч}}$ – коефіцієнт чутливості відсічки;

$I_{\text{КЗ}}^{(1)}$ – мінімальний струм короткого замикання в кінці лінії, що захищається, А;

$K_{\text{р}}$ – коефіцієнт, що враховує можливий розкид струму спрацьовування відсічки щодо уставки.

Розглянемо вибір захисної апаратури для ділянки мережі від квартири 80 будинку № 23 до вимикача, що захищає трансформатор ТП5. Результати розрахунків представлені в табл. 4.15.

Таблиця 4.15

Вибір автоматичного вимикача QF5

Тип обладнання	ВА 47-29
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$220 \text{ В} \geq 220 \text{ В}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$16 \text{ А} \geq 16 \text{ А}$
$I_{\text{нв}} \leq 1,15 \cdot I_{\text{доп}}$	$1,15 \cdot 16 = 18,4 \text{ А} \leq 1,4 \cdot 16 = 22,4 \text{ А}$
$I_{\text{со}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{пik}}$	$6 \cdot 16 = 96 \text{ А} \geq 1,5 \cdot 1,5 \cdot 16 = 36 \text{ А}$
$I_{\text{пкс}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)}$	$4,5 \text{ кА} \geq 0,23 \text{ кА}$
$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(1)} / I_{\text{со}} \geq 1,1 \cdot K_{\text{р}}$	$230/96 = 2,4 \geq 1,43$

Зробимо вибір пристрою захисного відключення. Пристрої захисного відключення призначені для:

- захисту людини від ураження електричним струмом при непрямому дотику (дотик людини до відкритих провідних неструмоведучих частин електроустановки, що опинилися під напругою у разі пошкодження ізоляції), а також при безпосередньому дотику (дотик людини до струмоведучих частин електроустановки) – цю функцію забезпечують пристрої захисного відключення відповідної чутливості (струм відсікання не більше 30 мА);

- запобігання загоранням при виникненні струмів витоку на корпус або на землю.

Вибираємо пристрою захисного відключення марки Ф-1211 типу АС з параметрами: $U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$; $I_{\text{ном}} = 16 \text{ А}$; $I_{\text{дн}} = 30 \text{ мА}$; $I_{\text{нкз}} = 10 \text{ мА}$. Результати розрахунків представлені в табл. 4.16...4.18.

Таблиця 4.16

Вибір автоматичного вимикача QF4

Тип обладнання	ВА 47-29
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$380 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$25 \text{ А} \geq 23,6 \text{ А}$
$I_{\text{нв}} \leq 1,15 \cdot I_{\text{доп}}$	$1,15 \cdot 25 = 27,75 \text{ А} \leq 1,4 \cdot 23,6 = 33,04 \text{ А}$
$I_{\text{со}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{пik}}$	$6 \cdot 25 = 150 \text{ А} \geq 1,5 \cdot 1,5 \cdot 23,6 = 53,1 \text{ А}$
$I_{\text{пкс}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)}$	$4,5 \text{ кА} \geq 0,91 \text{ кА}$
$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(1)} / I_{\text{со}} \geq 1,1 \cdot K_{\text{р}}$	$460/150 = 3,06 \geq 1,43$

Таблиця 4.17

Вибір автоматичного вимикача QF3

Тип обладнання	ВА 52-31
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$380 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$100 \text{ А} \geq 94,43 \text{ А}$
$I_{\text{нв}} \leq 1,25 \cdot I_{\text{доп}}$	$1,15 \cdot 100 = 125 \text{ А} \leq 1,4 \cdot 94,43 = 132,2 \text{ А}$
$I_{\text{со}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{пik}}$	$3 \cdot 100 = 300 \text{ А} \geq 1,5 \cdot 1,5 \cdot 94,43 = 212,5 \text{ А}$
$I_{\text{пкс}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)}$	$28 \text{ кА} \geq 1,86 \text{ кА}$
$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(1)} / I_{\text{со}} \geq 1,1 \cdot K_{\text{р}}$	$960/300 = 3,02 \geq 1,43$

Таблиця 4.18

Вибір автоматичного вимикача QF2

Тип обладнання	ВА 52-31
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$380 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$100 \text{ А} \geq 94,43 \text{ А}$
$I_{\text{нв}} \leq 1,25 \cdot I_{\text{доп}}$	$1,15 \cdot 100 = 125 \text{ А} \leq 1,4 \cdot 94,43 = 132,2 \text{ А}$
$I_{\text{со}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{пik}}$	$3 \cdot 100 = 300 \text{ А} \geq 1,5 \cdot 1,5 \cdot 94,43 = 212,5 \text{ А}$
$I_{\text{пкс}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)}$	$28 \text{ кА} \geq 1,86 \text{ кА}$
$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(1)} / I_{\text{со}} \geq 1,1 \cdot K_{\text{р}}$	$960/300 = 3,02 \geq 1,43$

Вибір автоматичного вимикача та роз'єднувача для вступного осередку ТП5 (табл. 4.19 і табл. 4.20). Визначається струм допустимого навантаження трансформатора

$$I_{\text{перТ}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

де $K_{\text{н}}$ – коефіцієнт допустимого навантаження трансформатора.

Таблиця 4.19

Вибір роз'єднувача S1

Тип обладнання	РЕ-13-43
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$660 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$1600 \text{ А} \geq 1359 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \text{ кА } i_{\text{лин}} \geq i_{\text{у}}$	$100 \text{ кА} \geq 28,88 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{в}}^2 \cdot t_{\text{с}}$	$5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 10,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.20

Вибір автоматичного вимикача QF1

Тип обладнання	ВА 53-43
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$380 \text{ В} \geq 380 \text{ В}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$1600 \text{ А} \geq 1359 \text{ А}$
$I_{\text{нв}} \leq 1,15 \cdot I_{\text{доп}}$	$1,15 \cdot 1600 = 1840 \text{ А} \leq 1,4 \cdot 1359 = 1902,6 \text{ А}$
$I_{\text{со}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{пik}}$	$3 \cdot 1600 = 4800 \text{ А} \geq 1,5 \cdot 1,5 \cdot 1349 = 3035 \text{ А}$
$I_{\text{пкс}} \geq I_{\text{кз}}^{(3)}$	$135 \text{ кА} \geq 10,42 \text{ кА}$
$K_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(1)} / I_{\text{со}} \geq 1,1 \cdot K_{\text{р}}$	$8690/4600 = 1,88 \geq 1,43$

Осередки на напругу 0,4 кВ укомплектовані трансформаторами струму марки ТШЛ-0,66 II 1500/5 У2 (рис. 4.21).

Таблиця 4.21

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Умови вибору	Параметри вибору
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{нс}}$	$660 \text{ В} \geq 400 \text{ В}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$1500 \text{ А} \geq 1359 \text{ А}$

Вступні панелі мають відділення обліку, в якому встановлюються трансформатори струму серії ТШЛ-0,66, трифазний лічильник, прилади контролю струму та напруги. Трансформатори струму серії ТШЛ-0,66 призначені передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальних приладів. Технічні характеристики трансформаторів струму ТШЛ-0,66 представлені у табл. 4.22.

Таблиця 4.22

Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Найменування	Значення
Номінальна напруга, кВ	0,66
Номінальна частота, Гц	50
Номінальний первинний струм, А	1500
Номінальний вторинний струм, А	5
Клас точності	0,5

Вибрані автоматичні вимикачі в лінійних панелях ЩО, які встановлюються в ТП5, представлені в табл. 4.23.

Таблиця 4.23

Результати вибору автоматичних вимикачів для ТП5

Номер лінії, що захищається	$I_{р. л.}, A$	$I_{н. в.}, A$	$I_{ПКС}, kA$	Марка АВ
W20	71,95	100	30	BA52-31
W21	71,95	100	30	BA52-31
W22	153,08	160	55	BA53-39
W23	94,43	100	30	BA52-31
W24	71,95	100	30	BA52-31
W25	195,57	250	47,5	BA53-37
W26	121,41	160	55	BA53-39
W31	71,95	100	30	BA52-31
W32	71,95	100	30	BA52-31
W33	71,95	100	30	BA52-31
W34	101,57	160	55	BA53-39
W35	71,95	100	30	BA52-31
W36	36,44	100	30	BA52-31
W37	374,04	630	55	BA53-39

Системи електропостачання є складними виробничими об'єктами, всі елементи яких беруть участь у єдиному виробничому процесі, основними специфічними особливостями якого є швидкоплинність явищ та неминучість ушкоджень аварійного характеру. Тому надійне та економічне функціонування системи електропостачання можливе лише за автоматичного управління ними. Для цієї мети використовується комплекс автоматичних пристроїв, серед яких першочергове значення мають пристрої релейного захисту та автоматики.

Для ліній у мережах 10 кВ із ізольованою нейтраллю повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань та від однофазних замикань на землю. На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань має встановлюватися, як правило, двоступінчастий струмовий захист, перший ступінь якого виконаний у вигляді струмового відсікання, а другий – у вигляді максимального струмового захисту.

Захист від однофазних замикань на землю виконується у вигляді селективного захисту, що діє на сигнал. Передбачається релейний захист на цифровій базі з використанням мікропроцесорних пристроїв. На лініях W1 та W6

передбачаємо струмову відсічку та максимальний струмовий захист (МСЗ), яка забезпечена мікропроцесорним пристроєм захисту напругою 10 кВ – Сіріус – 2Л.

Для відновлення живлення споживачів передбачаємо автоматичне повторне включення (АПВ) ліній W1 та W6 згідно. Розрахунок будемо проводити для схеми мережі, зображеної на рис. 3.1 з прикладу лінії W1. Вибір трансформаторів струму здійснюється за номінальною напругою та номінальним робочим струмом. Перевірка трансформаторів струму за умовою 10% похибки не потрібна, тому що опір пристроїв автоматики значно менше допустимих значень. Вибирається трансформатор струму типу ТПОЛ-10-0,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 та загальна схема з'єднання вторинних обмоток ТТ та котушок реле – «неповна зірка – неповна зірка». Позначимо величину струму, що вводиться пристрій, як $I_{МП}$. Визначається струм спрацьовування селективного струмового відсікання за умовою відбудови від максимального струму КЗ у точці К5:

$$I_{CЗ} = K_3 \cdot I_{KЗmaxr5}^{(3)} = 1,1 \cdot 3010 = 3311 \text{ А},$$

де K_3 – коефіцієнт запасу, $K_3 = 1,1$.

$I_{KЗmaxr5}^{(3)}$ – максимальний струм короткого замикання у точці 5 (табл. 4.2),
 $I_{KЗmaxr5}^{(3)} = 3010 \text{ А}$.

За умовою відбудови від кидків струму намагнічування трансформаторів

$$\begin{aligned} I_{CЗ} &\geq ((3 \dots 5) \cdot I_{pmax} \Rightarrow \\ \Rightarrow 4279 \text{ А} &\geq (3 \dots 5) \cdot I_{pmax} = 5 \cdot 211 = 1055 \text{ А}. \end{aligned}$$

де I_{pmax} – максимальний робочий струм лінії W1, $I_{pmax} = 211 \text{ А}$.

З урахуванням вибраних трансформаторів струму, вторинний струм, що вводиться у пристрій, визначається за формулою

$$I_{МП} = K_c \cdot I_{CЗ} / K_T = 1 \cdot 3311 / (200/5) = 82,8 \text{ А},$$

де K_c – коефіцієнт схеми, $K_c = 1$;

K_T – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, $K_T = 200/5$.

Пристрій мікропроцесорної системи передбачає вибір уставок спрацьовування струму для кожного ступеня максимального струмового захисту в діапазоні від $0,1 \cdot I_H$ до $25 \cdot I_H$ з кроком $0,1 \cdot I_H$. Остаточню вибираємо уставку

селективного струмового відсічення $I_{MT} = 83$ А. Зона дії селективної відсічки представлена на рис. 4.4.

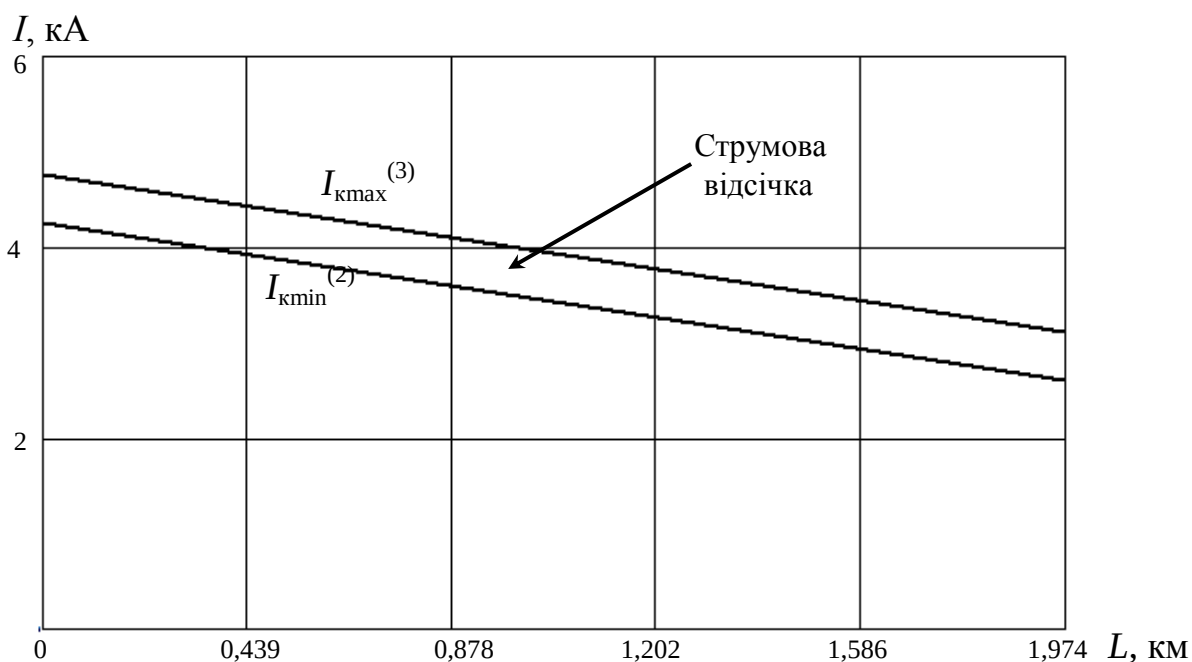


Рис. 4.4. Зона дії селективної відсічки

Чутливість струмової відсічки визначається за зоною дії. З обраною уставкою струмове відсікання захищає 32,5% лінії, що говорить про її ефективність.

Максимальний струмовий захист відбудовується від максимального робочого струму контрольованої лінії. Струм спрацьовування захисту знаходиться за формулою

$$I_{сз} = K_з \cdot K_в \cdot I_{рmax} / K_{сзп} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 211 / 0,95 = 293,2 \text{ А},$$

де $K_з$ – коефіцієнт запасу, $K_з = 1,1$;

$K_в$ - коефіцієнт повернення, $K_в = 1,2$;

$K_{сзп}$ - коефіцієнт самозапуску, $K_{сзп} = 0,95$.

З урахуванням вибраних трансформаторів струму, вторинний струм, що вводиться в пристрій, визначається за формулою

$$I_{МП} = K_c \cdot I_{сз} / K_T = 1 \cdot 293,2 / (200/5) = 7,33 \text{ А}.$$

Чутливість максимального струмового захисту перевіряється при двофазному короткому замиканні в кінці об'єкту, що захищається,

$$K_q = I_{K3}^{(2)} / I_{co} > 1,5 \quad \Rightarrow$$

$$\Rightarrow K_q = 2610 / 293,2 = 8,9 > 1,5,$$

де $I_{K3}^{(2)}$ – струм при двофазному короткому замиканні в кінці об'єкта, що захищається.

Час спрацьовування МТЗ-3 відбудовуємо від часу перегорання плавкої вставки запобіжника, що захищає трансформатор. Час перегорання плавкої вставки для запобіжника типу ПКТ103-10-80-20УЗ дорівнює 1 с, тоді з урахуванням часу перегорання плавкої вставки

$$t_{MT3} = \Delta t + t_{MT3max} = 0,4 + 1 = 1,4 \text{ с.}$$

За допомогою пристрою "Сіріус-2Л" можна реалізувати інші види захисту, наприклад, захист від однофазного замикання на землю (ОЗЗ). Цей захист діє на сигнал.

Час спрацьовування захисту відбудовується від часу спрацьовування найдовшого захисту лінії W1

$$t_{O33} = \Delta t + t_{MT3} = 0,4 + 1,4 = 1,8 \text{ с.}$$

Для забезпечення селективної дії захисту необхідно відбудувати її струм спрацьовування від ємнісного струму, що проходить по лінії, що захищається, при замиканнях на землю, і від струму небалансу при короткому замиканні в мережі.

Струм замикання на землю в кабельній лінії електричних мереж із ізольованою нейтраллю визначається за формулою

$$I_{O33} = \frac{U \cdot 35 \cdot (L_k + L_n)}{350} = 10 \cdot 35 \cdot (0,439 + 0,439 + 0,324 + 0,384 + 0,378) / 350 = 1,964 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту

$$I_{сз} = K_3 \cdot K_6 \cdot I_{O33} = 1,1 \cdot 3 \cdot 1,964 = 6,5 \text{ А,}$$

де K_6 – коефіцієнт, що враховує кидок ємнісного струму, за наявності витримки часу приймаємо $K_6 = 2 \dots 3$.

Вибирається трансформатор струму нульової ТТНПТ послідовності 1/100, призначений для сигналізації замикань на землю 6...10 кВ. Коефіцієнт трансформації $K_T = 100/1$. З урахуванням цього струм спрацьовування, що вводиться у пристрій

$$I_{\text{оззМП}} = I_{\text{сз}} / K_T = 6,5 / 100 = 0,065 \text{ А.}$$

Пристрій мікропроцесорної системи "Сіріус-2Л" передбачає вибір уставок спрацьовування струму для захисту від замикання на землю в діапазоні від 0,01 А до 1 А. Остаточню вибираємо уставку струму захисту від замикання на землю $I_{\text{оззМП}} = 0,05$.

Пристрій автоматичного повторного включення передбачається для швидкого відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного увімкнення вимикачів, вимкнених пристроями релейного захисту і автоматики.

Вибираємо автоматичне повторне включення одноразової дії. З урахуванням того, що в пристрої є функція, що задає умову спрацьовування автоматичного повторного включення після спрацьовування іншого захисту (відсікання, максимального струмового захисту), витримка часу спрацьовування одноразового автоматичного повторного включення лінії W1 визначатиметься за виразом:

$$t_{\text{АПВW1}} = t_{Q_{\text{ВКЛ}}} + t_{Q_{\text{ВИКЛ}}} + \Delta t_{\text{д}} + \Delta t = 0,07 + 0,015 + 0,1 + 0,4 = 0,6 \text{ с}$$

де $t_{Q_{\text{ВКЛ}}} + t_{Q_{\text{ВИКЛ}}}$ – час увімкнення та відключення вимикача, для вакуумних вимикачів приймаємо $t_{Q_{\text{ВКЛ}}} = 0,07 \text{ с}$ і $t_{Q_{\text{ВИКЛ}}} = 0,015 \text{ с}$;

Δt – час запасу, приймається рівним $\Delta t = 0,4 \text{ с}$;

$\Delta t_{\text{д}}$ – час деіонізації середовища у місці короткого замикання (для мереж напругою до 35 кВ включно), приймається $\Delta t_{\text{д}} = 0,1 \text{ с}$.

Для пристроїв мікропроцесорного захисту час спрацьовування автоматичного повторного включення не відбудовується безпосередньо від часу спрацьовування основних захистів, що полегшує розрахунки.

Розрахунки для лінії W6 аналогічні, уставки захисту ліній W1, W6 представлені в табл. 4.24 і табл. 4.25.

4.3. Облік електроенергії

Облік витраченої електричної енергії здійснюється лічильником електричної енергії. За допомогою однофазних лічильників здійснюється облік електроенергії однофазного струму, а трифазного струму – за допомогою трифазних лічильників.

Таблиця 4.24

Уставки захисту лінії W1

Струмова відсічка	Функція	Вкл.
	АПВ при спрацьовуванні	Вкл.
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	0,1
	$I_{\text{МП}}, \text{А}$	82,8
Максимальний струмовий захист	Функція	Вкл.
	АПВ при спрацьовуванні	Вкл.
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	1,4
	$I_{\text{МП}}, \text{А}$	7,33
Однофазні замикання на землю	Функція	Вкл.
	Дія	Сигнал
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	1,8
	$I_{\text{МП}}, \text{А}$	0,065
	АПВ при с спрацьовуванні	Відкл.
Автоматичне повторне включення	Функція	1 крат
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	0,6
	Фіксація блокування	Вкл.

Таблиця 4.25

Уставки захисту лінії W6

Струмова відсічка	Функція	Вкл.
	АПВ при спрацьовуванні	Вкл.
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	0,1
	$I_{\text{МП}}, \text{А}$	82,2
Максимальний струмовий захист	Функція	Вкл.
	АПВ при спрацьовуванні	Вкл.
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	1,4
	$I_{\text{МП}}, \text{А}$	7,33
Однофазні замикання на землю	Функція	Вкл.
	Дія	Сигнал
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	1,8
	$I_{\text{МП}}, \text{А}$	0,065
	АПВ при с спрацьовуванні	Відкл.
Автоматичне повторне включення	Функція	1 крат
	$T_{\text{МП}}, \text{с}$	0,6
	Фіксація блокування	Вкл.

Лічильники електричної енергії слід встановлювати в точках балансового розмежування з енергопостачальною організацією: на ввідному розподільному устрої, на вводах нижчої напруги силових трансформаторів трансформаторних підстанцій, у яких щит нижчої напруги обслуговується експлуатаційним персоналом абонента, на вводах до квартир житлових будинків.

У громадських будинках, у яких розміщено кілька споживачів електроенергії, повинні передбачатися для кожного споживача, відокремленого в адміністративно-господарському відношенні (ательє, магазини, майстерні, склади, житлово-експлуатаційні контори тощо).

У житлових будинках квартирного типу слід встановлювати один однофазний розрахунковий лічильник на кожную квартиру. Їх рекомендується розміщувати спільно з апаратами захисту (запобіжниками, автоматичними вимикачами) та вимикачами (для лічильників) на загальних квартирних щитках. Відповідно до споживача вибір лічильника представлений у табл. 4.26.

Таблиця 4.26

Вибір лічильників

Споживач	Марка лічильника	Технічні характеристики	
Квартира	Меркурій-200.02	трифазний багатофункціональний	
		клас точності	2
		$U_{ном}$, В	220 В
		$I_{ном} \geq I_{max}$	5/50 А
Громадські будівлі	ПСЧ-3ТА.03.01	трифазний багатофункціональний	
		клас точності	1,2
		$U_{ном}$, В	220/380 В
		$I_{ном} \geq I_{max}$, А	5/50 А
Ввідний розподільний устрій	ПСЧ-3ТА.03.01	трифазний багатофункціональний	
		клас точності	1,2
		$U_{ном}$, В	220/380 В
		$I_{ном} \geq I_{max}$, А	5/50 А
Введення нижчої напруги трансформаторних підстанцій	СЭТЗ	трифазний багатофункціональний	
		клас точності	1,2
		$U_{ном}$, В	220/380 В
		$I_{ном} \geq I_{max}$, А	5/50, 10/100 А

Висновки до розділу 4

1. Відповідно до розрахунку струмів короткого замикання обрано вимикачі і роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму, запобіжники на сторонах 10 кВ і 0,4 кВ.
2. Обрана уставка струмової відсічки, що захищає 32,5 % лінії 10 кВ.
3. Обрані усі передбачені роботою вимірювальні пристрої.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Електробезпека при експлуатації високовольтних мереж

Для електробезпеки при обслуговуванні електроустановок напругою 10 кВ і вище впроваджена система організаційних та технічних заходів та засобів, що забезпечують захист людей від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля та статичної електрики.

Електротехнічний персонал, що обслуговує електроустановки, повинен пройти перевірку знань міжгалузевих правил з охорони праці, правил та інструкцій з технічної експлуатації, пожежної безпеки, користування захисними засобами, влаштування електроустановок у межах вимог, що висуваються до відповідної посади або професії, та мати відповідну групу з електробезпеки.

Оперативні перемикання має виконувати оперативний чи оперативно-ремонтний персонал, допущений розпорядчим документом керівника організації.

У електроустановках напругою вище 1000 В працівники з числа оперативного персоналу, які одноосібно обслуговують електроустановки, і старші за зміною повинні мати групу з електробезпеки IV, інші працівники у зміні – групу III.

В електроустановках не допускається наближення людей, механізмів і вантажопідійомних машин до неогороджених струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, на відстані менш зазначених у міжгалузевих правилах з охорони праці [6].

Одноосібний огляд електроустановок, електротехнічної частини технологічного обладнання може виконувати працівник, який має групу не нижче III, з числа оперативного персоналу, який обслуговує цю електроустановку в робочий час або перебуває на чергуванні, або працівник з адміністративно-технічного персоналу, що має групу V, для електроустановок напругою вище 1000 В.

При огляді електроустановок напругою понад 1000 В не допускається входити до приміщень, камер, не обладнаних огорожами.

Роботи в діючих електроустановках повинні проводитись за нарядом-допуском, за розпорядженням, за переліком робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації.

Не допускається самовільне проведення робіт, а також розширення робочих місць та обсягу завдання, визначених нарядом чи розпорядженням чи затвердженим переліком робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації.

Не допускається в електроустановках працювати в зігнутому положенні, якщо при випрямленні відстань до струмовідних частин буде меншою за відстань, зазначену в [6].

Не допускається під час роботи біля неогороджених струмовідних частин розташовуватися те щоб ці частини перебували позаду працівника чи з двох бокових сторін.

5.2. Обґрунтування захисних мір при експлуатації низьковольтних мереж

Вибираються і обґрунтовуються захисні міри при експлуатації електромереж напругою до 1 кВ в міських мережах. В якості захисної міри в районах життєдіяльності людей застосовується занулення, а при необхідності проводиться відключення живлення споживачів електроенергії.

Схема мережі, а отже, і режим нейтралі джерела струму, що живить цю мережу, вибирається за технологічними вимогами, а також за умовами безпеки [6].

При напрузі до 1000 В поширення отримали дві схеми трифазних мереж: трипровідна з ізолюованою нейтраллю і чотирипровідна з глухозаземленою нейтраллю.

За технологічними вимогами перевага, як правило, надається чотирипровідній мережі, оскільки вона дозволяє використовувати дві робочі напруги – лінійну та фазну.

За умовами безпеки вибір однієї з двох схем проводиться з урахуванням наступних умов: за умовами дотику до фазного проводу в період нормального режиму роботи мережі безпечніша, як правило, мережа із ізолюованою нейтраллю, а в аварійний період – мережа з глухозаземленою нейтраллю.

Тому за умовами безпеки мережі з ізолюваною нейтраллю доцільно застосовувати на об'єктах з підвищеною небезпекою ураження струмом і в тих випадках, коли є можливість підтримати високий рівень ізоляції проводів мережі щодо землі та коли ємність проводів щодо землі незначна. Такими є порівняно короткі мережі, які не піддаються впливу агресивного середовища і перебувають під постійним наглядом електротехнічного персоналу. Правила устрою електроустановок рекомендує використовувати трифазні трипровідні мережі із ізолюваною нейтраллю при підвищених вимогах безпеки (для пересувних установок, шахт)

Мережі з глухозаземленою нейтраллю (чотирипровідні) слід застосовувати там, де неможливо забезпечити хорошу ізоляцію проводів (через високу вологість, агресивне середовище, велику протяжність тощо), коли не можна швидко відшукати або усунути пошкодження ізоляції або коли ємнісні струми замикання на землю досягають великих значень, небезпечних для людини. Прикладом таких мереж можуть бути мережі великих промислових підприємств, міські та сільські мережі, мережі власних потреб електростанцій.

Занулення – це навмисне електричне з'єднання відкритих провідних частин електроустановок з нейтральною глухозаземленої точки генератора або трансформатора в мережах трифазного струму, з глухозаземленням виведенням джерела однофазного струму, із заземленою точкою джерела в мережах постійного струму, що виконується.

Для з'єднання відкритих провідних частин споживача електроенергії з нейтральною глухозаземленою точкою джерела використовується нульовий захисний провідник.

Нульовим захисним провідником (РЕ – провідник у системі TN – S) називається провідник, що з'єднує занулювані частини (відкриті провідні частини) з глухозаземленою нейтральною точкою джерела живлення трифазного струму або із заземленим виведенням джерела живлення однофазного струму, або із заземленою середньою точкою джерела живлення постійного струму.

Нульовий робочий провідник (N – провідник у системі TN – S) – провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, призначений для живлення електроприймачів, з'єднаний з глухозаземленою нейтральною точкою генератора або трансформатора в мережах трифазного струму, з глухозаземленим джерелом виводом джерела однофазного струму у мережах постійного струму.

Поєднаний (PEN – провідник у системі TN – C) нульовий захисний та нульовий робочий провідник – провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, що поєднує функції нульового захисного та нульового робочого провідника.

Занулення необхідно для захисту від ураження електричним струмом при непрямому дотику за рахунок зниження напруги корпусу щодо землі та швидкого відключення електроустановки від мережі.

Область застосування занулення:

- електроустановки напругою до 1 кВ у трифазних мережах змінного струму із заземленою нейтраллю (система TN – S; зазвичай це мережі 220/127, 380/220, 660/380 В);
- електроустановки напругою до 1 кВ в однофазних мережах змінного струму із заземленим виведенням;
- електроустановки напругою до 1 кВ у мережах постійного струму із заземленою середньою точкою джерела.

Принцип дії занулення полягає в тому, що при замиканні фазного дроту на занулений корпус споживача утворюється ланцюг струму однофазного короткого замикання (тобто замикання між фазним і нульовим захисним провідниками). Струм однофазного короткого замикання викликає спрацьовування струмового захисту, в результаті чого відбувається відключення пошкодженої електроустановки від мережі живлення. Крім того, до спрацьовування струмового захисту відбувається зниження напруги пошкодженого корпусу щодо землі, що пов'язано із захисною дією повторного заземлення нульового захисного провідника та перерозподілом напруг у мережі при протіканні струму короткого замикання.

Отже, занулення забезпечує захист від ураження електричним струмом при замиканні на корпус за рахунок обмеження часу проходження струму через тіло людини і за рахунок зниження напруги дотику.

Захисне відключення – швидкодіючий захист, що забезпечує автоматичне відключення електроустановки при виникненні небезпеки ураження людини струмом. Така небезпека може виникнути, зокрема, при замиканні фази на корпус, зниженні опору ізоляції мережі нижче за певну межу і, нарешті, у разі дотику людини безпосередньо до струмоведучої частини, що знаходиться під напругою [6].

Якщо при дотику людини до корпусу обладнання або фази мережі напруга дотику (або струм через людину) перевищить тривало допустиме значення, то виникне реальна загроза ураження людини струмом і мірою захисту в тому випадку може бути, зокрема, швидкий розрив ланцюга через людину, тобто вимкнення відповідної ділянки мережі. Для забезпечення безпеки людей призначене захисне відключення.

Захисне відключення є дуже раціональним заходом захисту в будь-яких електроустановках, але особливо коли з будь-яких причин важко здійснити ефективне заземлення або занулення, а також коли висока ймовірність випадкового дотику людей до струмоведучих частин [6].

5.3. Розрахунок заземлення

Мета розрахунку: визначити число та довжину вертикальних заземлювачів (стрижнів), довжину горизонтальних елементів та розміщення заземлювача на плані електроустановки.

Виконується розрахунок заземлення трансформаторних підстанцій 10/0,4 з двома трансформаторами ТСЗГЛ – 630/10.

Найбільший струм через заземлення при короткому замиканні на землю при напрузі 10 кВ відповідно до Правил улаштувань електроустановок становить 20 А, ґрунт у місці спорудження – суглинок, кліматична зона 3, природні заземлювачі не використовуються.

В якості вертикальних заземлювачів приймаємо сталеві стрижні діаметром 20 мм і довжиною 5 м за рекомендаціями, викладеними в [6]. Верхні кінці електродів занурені на глибину 0,5 м від поверхні землі, до них приварюють горизонтальні електроди стрижневого типу з тієї ж сталі, що і вертикальні електроди.

Для сторони 10 кВ опір заземлювального пристрою визначаємо за такою формулою

$$R_3 \leq U_p / I_3 = 125 / 20 = 6,25 \text{ Ом},$$

де U_p – розрахункова напруга для заземлюючого пристрою, який використовується одночасно для електроустановок до 1 кВ і вище, $U_p = 125 \text{ В}$;

I_3 – струм замикання на землю, А;

Опір заземлювального пристрою для електроустановок напругою до 1 кВ не повинен перевищувати 4 Ом. Тому розрахунковий опір приймаємо $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Попередньо з урахуванням площі, що займає об'єкт, намічаємо розташування заземлювачів по периметру. Беремо вертикальні електроди в кількості 10 штук.

Опір штучного заземлювача за відсутності природних заземлювачів приймаємо рівним допустимому опору заземлювального пристрою

$$R_{\text{и}} = R_3 = 4 \text{ Ом},$$

Визначаємо розрахункові питомі опори ґрунту для вертикальних та горизонтальних заземлювачів:

$$\rho_{\text{рв}} = \rho_{\text{уд}} \cdot \psi_{\text{пв}} = 80 \cdot 1,5 = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_{\text{рг}} = \rho_{\text{уд}} \cdot \psi_{\text{пг}} = 80 \cdot 1,4 = 112 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

де $\rho_{\text{уд}}$ – питомий опір ґрунту, для вертикальних стрижнів $\rho_{\text{удв}} = 1,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; для горизонтальних стрижнів $\rho_{\text{удг}} = 1,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

$\psi_{\text{пв}}$ і $\psi_{\text{пг}}$ – підвищувальні коефіцієнти для вертикальних та горизонтальних електродів відповідно, прийняті по [6] для кліматичної зони 3,

$$\psi_{\text{пв}} = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \psi_{\text{пг}} = 80 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

Опір розтіканню одного вертикального електрода стрижневого типу визначимо за виразом [6]

$$R_{\text{ове}} = \frac{\rho_{\text{рв}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{5 \cdot t - l} \right) =$$

$$= \frac{120}{2 \cdot \pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,02} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3 + 5}{5 \cdot 3 - 5} \right) = 24,76 \text{ Ом},$$

де l – довжина стрижня, $l = 5$ м;

t – відстань від поверхні землі до середини стрижня, $t = 3$ м;

d – діаметр стрижня, $d = 0,02$ м.

Визначаємо приблизну кількість вертикальних заземлювачів при попередньо прийнятому за коефіцієнт використання $K_{\text{вв}} = 0,56$ (відношення відстані між електродами до їх довжини), орієнтовна кількість вертикальних електродів відповідно до плану об'єкта становить 10

Розраховується кількість вертикальних електродів відповідно

$$N = \frac{R_{\text{ове}}}{K_{\text{в}} \cdot R_{\text{н}}} = \frac{24,76}{0,56 \cdot 4} = 11,05.$$

Приймаємо до встановлення 12 заземлювачів.

Визначаємо розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів за формулою [6]

$$R_{\text{рее}} = \frac{\rho_{\text{ргг}}}{K_{\text{вт}} \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2}{d \cdot t} = \frac{112}{0,34 \cdot \pi \cdot 35} \cdot \ln \frac{35^2}{0,02 \cdot 0,5} = 17,55 \text{ Ом}.$$

де l_e – довжина горизонтального електрода, $l = 35$ м;

$K_{\text{вт}}$ – коефіцієнти використання горизонтальних електродів, $K_{\text{вт}} = 0,34$.

Уточнюємо необхідний опір вертикальних електродів

$$R_{\text{ове}} = \frac{R_{\text{рее}} \cdot R_{\text{н}}}{R_{\text{рее}} - R_{\text{н}}} = \frac{17,55 \cdot 4}{17,55 - 4} = 5,18 \text{ Ом}.$$

Визначаємо кількість вертикальних електродів при коефіцієнті використання $K_{\text{вв}} = 0,56$, прийнятому при $N=10$ (виходимо з умови зменшення числа вертикальних електродів при обліку провідності горизонтальних електродів)

$$N = \frac{R_{\text{ове}}}{K_{\text{в}} \cdot R_{\text{н}}} = \frac{24,76}{0,56 \cdot 5,18} = 8,53.$$

Остаточню приймаємо до встановлення 10 вертикальних електродів, розташованих за контуром заземлення трансформаторної підстанції.

Розміщення електродів здійснюють відповідно до проекту. Заземлювачі не слід розміщувати поблизу гарячих трубопроводів та інших об'єктів, що викликають висихання ґрунту, оскільки в таких місцях опір ґрунту різко зростає. Для установки вертикальних заземлювачів попередньо риють траншею глибиною 0,5 м, після чого труби забивають спеціальними механізмами – копрами, гідропресами або ввертають в землю за допомогою спеціальних пристроїв.

Верхні кінці занурених у землю вертикальних електродів з'єднують із горизонтальними електродами за допомогою зварювання. Зварний шов обробляють шаром антикорозійної мастики.

Траншею засипають землею, очищеною від щебеню та будівельного сміття, з наступним ретельним трамбуванням, що знижує опір розтіканню заземлювача. Все обладнання, що підлягає заземленню, підключається до заземлювача за допомогою провідників заземлення. При цьому послідовне включення обладнання, що заземлюється, не допускається. З'єднання провідників, що заземлюють, із заземлювачами і заземлюваними конструкціями виконується, як правило, зварюванням або за допомогою болтів. При цьому приєднання заземлювальної магістралі до заземлювача виконується у двох місцях.

Проводиться розрахунок занулення електродвигуна із навантаженням 60 А.

Метою розрахунку занулення є визначення умов у яких воно надійно виконає покладені нею завдання, тобто швидко відключить пошкоджену установку від мережі. Відповідно до цього занулення розраховується на відключаючу здатність.

Вихідні дані для розрахунку:

споживач – електродвигун із номінальним струмом $I_{\text{н}} = 60 \text{ А}$;

номінальна фазна напруга $U = 220 \text{ В}$;

потужність трансформатора 630 кВ·А;

живильний кабель – АВБбШв 3х35 + 1х25;

довжина кабелю – 300 м.

Тип захисту двигуна – автоматичний вимикач із зворотно залежною від струму характеристикою розчіплювача.

При замиканні фази на занулений корпус електроустановка автоматично вимикається, якщо значення струму однофазного короткого замикання I_k задовольняє умові

$$I_k \geq k \cdot I_{\text{ном}}, \text{ A,}$$

де k – уставка струму спрацьовування автоматичного вимикача [6].

Визначається мінімальне значення струму однофазного короткого замикання, що задовольняє умові

$$I_k \geq 3 \cdot 60 = 180 \text{ A,}$$

Розрахунковий струм короткого замикання визначається за формулою

$$I_k = \frac{U}{\frac{Z_T}{3} + Z_n} = \frac{220}{\frac{128,7}{3} + 2,54 \cdot 300} = 273 \text{ A,}$$

де Z_T – опір силового трансформатора струму однофазного короткого замикання, за даною потужністю силового трансформатора та перерізу жил кабелю знаходимо $Z_T = 128,7 \text{ мОм}$;

Z_n – опір петлі фаза-нуль кабелю живлення, $Z_n = 2,54 \text{ мОм}$.

Розрахунковий струм короткого замикання перевіряємо за умовою мінімального значення струму однофазного короткого замикання

$$273 \text{ A} \geq 180 \text{ A.}$$

5.4. Гасіння пожежі в закритому розподільному устрої напругою 10 кВ

В електроустановках горючими речовинами є в основному ізоляційні матеріали – папір, пряжа, тканини, гума, пластмаси, лаки та фарби, кабельні компаунди, мінеральна олія.

Припинення горіння досягається одним із наступних способів:

- інтенсивне охолодження зони горіння (водою, піною, активним переміщенням рідини, що горить);

- введення в зону горіння інертних та негорючих газів (азоту, вуглекислого газу), водяної пари, розпиленої води;
- хімічне гальмування реакції горіння – подача на поверхню горіння чотирьохлористого вуглецю, бромметилу та інших інгібіторів;
- ізоляцією палаючої речовини від кисню повітря покриттям;
- механічним збиттям полум'я.

Перше завдання гасіння пожежі – його локалізація (поливання водою меж пожежі, застосування піску, землі). Способи гасіння пожеж залежить від його виду. Розрізняють пожежі відкриті (гарячі матеріали горять відкритим полум'ям) і закриті, коли видно тільки дим, а горіння поширюється всередині приміщень або пустотних конструкцій. Для гасіння відкритих пожеж застосовують потужні струмені води та піни з лафетних відвалів, а для гасіння закритих – ручні стовбури-розпилювачі.

Гасіння пожежі на трансформаторі:

- при аварії на трансформаторі з виникненням пожежі він повинен бути відключений з усіх боків вимикачами та роз'єднувачами;
- після зняття напруги гасіння пожежі слід проводити будь-якими засобами пожежогасіння (розпиленою водою, повітряно-механічною піною, вогнегасниками);
- при загорянні трансформаторів, встановлених у закритих приміщеннях (камерах) необхідно вжити заходів щодо запобігання розповсюдженню вогню через вентиляційні та інші канали;
- вентиляція приміщення (камери) при займанні повинна бути відключена та може включатися на вимогу пожежного підрозділу;
- системи охолодження трансформатора мають бути відключені на час гасіння пожежі;
- під час пожежі слід захищати від дії високих температур (наприклад, розпиленою водою) поруч розташовані трансформатори та інше обладнання, установки та апарати, при цьому дане обладнання повинне відключатися від мережі вимикачами та роз'єднувачами;

Гасіння пожежі в розподільчому устрої напругою 10 кВ:

- у разі виникнення пожежі на струмопровідних частинах (шинах, струмопроводах тощо), установках та апаратурі в розподільчому устрої приєднання, що знаходяться в зоні пожежі, повинні бути відключені від мережі з усіх боків вимикачами та роз'єднувачами;

- після зняття напруги гасіння пожежі слід проводити вогнегасниками, розпорошеною водою, при цьому начальник зміни перш ніж дозволити гасіння пожежі, зобов'язаний виключити можливість короткого замикання від продуктів засобів пожежогасіння на приєднаннях, що залишилися під напругою (екранування);

- за умовами режиму роботи частина приєднань в розподільчому устрої може перебувати під напругою, тому пожежний підрозділ починає гасити пожежу тільки після отримання інструктажу від начальника зміни станції.

Вуглекислотний вогнегасник – закачувальний вогнегасник високого тиску із зарядом рідкого двоокису вуглецю, який знаходиться під тиском її насиченої пари.

Вогнегасник вуглекислотний призначений для захисту промислових та цивільних об'єктів, для застосування як первинний засіб гасіння пожеж рідких горючих речовин та електрообладнання, що знаходиться під напругою.

Вуглекислотні вогнегасники при гасінні не залишають після себе слідів гасіння, у зв'язку з тим, що вогнегасна речовина двоокис вуглецю, потрапляючи на палаючу речовину, охолоджує його, виробляє гасіння і випаровується. Вуглекислотний вогнегасник не може застосовуватися для гасіння пожеж твердих горючих речовин, а також речовин, горіння яких може відбуватися без доступу кисню.

При гасінні електроустановок, що знаходяться під напругою, не допускається підводити розтруб ближче 1 м до електроустановки та полум'я.

Висновки до розділу 5

1. Захисні міри при експлуатації електромереж напругою до 1 кВ в міських мережах полягають у зануленні і відключенні живлення споживачів електроенергії.

2. В мережах 1 кВ використовують дві схеми трифазних мереж: трипровідна і чотирипровідна відповідно з ізольованою нейтраллю і з глухозаземленою нейтраллю.

3. За умовами безпеки мережі з ізольованою нейтраллю доцільно застосовувати для порівняно коротких мереж, які не піддаються впливу агресивного середовища і перебувають під постійним наглядом електротехнічного персоналу.

4. Мережі з глухозаземленою нейтраллю слід застосовувати у якості мереж великих промислових підприємств, міських та сільських мереж, мережі власних потреб електростанцій (у тих випадках коли ймовірність аварій значна).

5. Виконано розрахунок заземлення електрообладнання трансформаторних підстанцій обраних в роботі, а також занулення електродвигуна з робочим струмом 60 А.

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі магістра поставлена і вирішена комплексна задача оптимізації топології системи розподілення електричної енергії житлового району на основі техніко-економічного розрахунку. В цілому по роботі можна зробити наступні висновки:

- кваліфікаційна робота виконано з дотриманням нормативної документації;
- у кваліфікаційній роботі було визначено навантаження силових електроприймачів, на підставі яких було обрано оптимальне місце, кількість та потужність трансформаторів, що встановлюються у трансформаторній підстанції;
- для розподільчої мережі 10 кВ застосовано двопроменеву схему з двостороннім живленням – лінії живлячі трансформаторні підстанції відходять від розподільчого пункту; розподільний пункт виконано з однією секційованою системою збірних шин з живленням по лініях, що взаєморезервуються, підключеним до різних секцій;
- проведено вибір кабелів на напругу 10 та 0,4 кВ, розраховувалися струми короткого замикання на всіх рівнях напруги та вибиралося обладнання розподільчого пункту, трансформаторної підстанції, а також захисне та комутаційне обладнання житлових будинків;
- проведено вибір, обґрунтування та розрахунок релейного захисту та автоматики, розглянуто питання безпеки;
- здійснено економічний розрахунок розробленої схеми електропостачання мікрорайону міста;
- визначено, що побудова центрів навантажень житлового району у двомірній системі координат без врахування зміни потужності електроспоживачів у часі цілком достатня для визначення оптимального розміщення трансформаторних підстанцій.

ЛІТЕРАТУРА

1. Інструкція з проектування міських електричних мереж [Текст]. – РД34.20.185.94, 1999. – 31 с.
2. Правила улаштування електроустановок [Текст]. – К.: Міненерговугілля, 2017. – 617 с.
3. Проектування та монтаж електроустановок житлових та громадських будівель [Текст]. – СП-31-110, 2003. – 138 с.
4. Козлов В.А. Довідник із проектування систем енергопостачання міст [Текст] / В.А. Козлов, Н.І. Белік. – Л.: Енергія, 1986. – 256 с.
5. ДСТУ EN 50160. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення [Текст]. – К.: Держстандарт України, 2014. – 45 с.
6. ДСТУ 7237:2011. Система стандартів безпеки праці. Електробезпека [Текст]. – К.: Держстандарт України, 2011. – 10 с.
7. ДСТУ ІЕС 60909. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму [Текст]. – К.: Держстандарт України, 2009. – 36 с.
8. Неклепаєв Б. Н. Розрахунок струмів короткого замикання та вибір електричного обладнання [Текст] / Б. Н. Неклепаєв, І.П. Крючков. – М.: АСАДЕМА, 2006. – 410 с.
9. Довідник з електропостачання та електроустаткування: в 2 т. Т. 1. Електропостачання [Текст] / За заг. ред. А.А. Федорова. – М.: Енергоатомвидав, 1986. – 568 с.
10. Довідник з електропостачання та електроустаткування: в 2 т. Т. 2. Електроустаткування [Текст] / За заг. ред. А.А. Федорова. – М.: Енергоатомвидав, 1987. – 592 с.
11. Столбов Ю.А. Перехідні процеси в електроенергетичних системах [Текст] / Ю.А. Столбов. – Ч., 2000. – 251 с.
12. ДБН В. 2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення [Текст]. – К.: Мінрегіон України, 2018. – 133 с.
13. Кожевников А.А. Економіка та управління в енергетиці [Текст] / А.А. Кожевников. – М.: Академія, 2003. – 450 с.
14. Андреев В.А. Релейний захист та автоматика систем електропостачання [Текст] / В.А. Андреев. – М.: Вища школа, 2006. – 496 с.

15. Шабад М. А. Розрахунки релейного захисту та автоматики розподільчих мереж [Текст] / М.А. Шабад. – С.: ПЕІПК, 2003. – 350 с.
16. Довідник з проектування електроенергетичних систем [Текст] / Під ред. С.С. Рокотяна та І.М. Шапіро. – М.: Енергоатомвидав, 1985. – 608 с.
17. Цигельман І.Є. Електропостачання цивільних будівель та комунальних підприємств [Текст] / І.Є. Цигельман. – М.: Вища школа, 1988. – 319 с.
18. Шведов Г.В. Економічні режими електричних мереж [Текст] / Г.В. Шведов. – М.: МЕІ, 2007. – 319 с.
19. Електротехнічний довідник: в 4 т. Т.3. Виробництво, передача та розподілення електричної енергії [Текст] / Під заг. ред. професорів МЕІ В.Г. Герасимова та інш. Т. 3, кн. 1. – М.: Видавничий дім МЕІ, 2009. – 964 с.
20. Макаров Є.Ф. Обслуговування та ремонт електроустаткування електростанцій та мереж [Текст] / Є.Ф. Макаров. – М.: Видавничий центр «Академія», 2003. – 448 с.
21. Алієв І.І. Довідник з електротехніки та електрообладнання [Текст] / І.І. Алієв. – М.: Вища школа, 2000. – 255 с.
22. Ідельчик В.І. Електричні системи та мережі [Текст] / В.І. Ідельчик. – М.: Енергоатомвидав, 1988. – 592 с.