

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ І. Л. Лебединський

_____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,
освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

на тему: «Розрахунок районної електричної мережі»

Здобувача групи ЕТ-01 Літовченко Артем Миколайович

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.
Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело.

_____ Літовченко Артем Миколайович

Керівник доцент кафедри ЕЕ, к.т.н. І. М. Дяговченко _____

Суми – 2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Постановка завдання та характеристика наявних споживачів	До 03.04.2024	
2	Розрахунок електричної мережі	До 17.04.2024	
3	Охорона праці	До 01.05.2024	
4	Оформлення графічного матеріалу	До 10.05.2024	
5	Оформлення пояснювальної записки	До 20.05.2024	
6	Здача роботи на перевірку	До 25.05.2024	

Студент _____

(підпис)

Керівник роботи _____

(підпис)

РЕФЕРАТ

Назва: Розрахунок районної електричної мережі

Автор: Літовченко Артем Миколайович

Бібліографічний опис: Літовченко А. М. Розрахунок районної електричної мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ А. М. Літовченко; керівник І.М. Дяговченко. – Суми: СумДУ, 2024. – 65 с.

Ключові слова: потужність, клас напруги, споживач, категорія, падіння напруги, електрична мережа, трансформатор, лінія електропередач, опір, провід, втрати потужності, блискавкозахист, заземлюючі пристрої

power, voltage level, consumer, category, voltage drop, electrical network, transformer, power line, resistance, wire, power loss, lightning protection, grounding devices

Короткий огляд (реферат): В даній роботі розраховано електричну мережу 10 кВ смт. Угроїди і запропоновано заходи щодо модернізації електричної мережі. Спроектовано блискавкозахист підстанції «Угроїди» 35/10 кВ. Також розраховано заземлюючий контур цієї підстанції.

Зміст

ВСТУП	6
1. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕННЯ СПОЖИВАЧІВ СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ	7
1.1. Вибір трансформаторів	20
1.2. Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі	31
1.3. Порівняння вибору розрахованих трансформаторів з дійсними трансформаторами для кожної КТП.	43
1.4. Подальші варіанти модернізації і розвитку електричної мережі.	50
2. ОХОРОНА ПРАЦІ	52
2.1. Розрахунок зони захисту блискавковідвода території підстанції.	52
2.2. Розрахунок заземлення підстанції 35/10 кВ	54
ВИСНОВОК.....	63
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	64

					БР 3.6.141.109 ПЗ					
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок районної електричної мережі Пояснювальна записка			<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
Розробив		Літовченко А.М.						4	4	65
Керівник		Дяговченко І.М.								
Консульт.										
Н.контроль										
Завтвер.		Лебединський І.Л.			СумДУ, ЕТ-01					

ВСТУП

В даній роботі виконано розрахунок електричної мережі, яка повинна забезпечити постачання електроенергією споживачів різного типу – від житлових будинків до промислових підприємств та громадських установ, щоб збільшити ефективність функціонування цієї мережі. Електрична мережа впливає на стабільність і надійність енергозабезпечення, а, отже, і на якість життя населення та розвиток економіки в цілому. При проектуванні електричної мережі необхідно обрати елементи енергосистеми у відповідності з діючими правилами та нормативними документами: кількість і марка проводів ЛЕП, трансформатори на підстанціях. Подальший розрахунок зводиться до розрахунку мережі та визначенні втрат електроенергії. За результатами розрахунку запропоновані заходи для подальшої модернізації електричної мережі.

Захист підстанції від ударів блискавки виконується за допомогою стрижневого блискавковідводу, який встановлений в центрі підстанції 35/10 кВ. Надійність захисту підстанції від ударів блискавки повинна бути на рівні 0,999. Заземлення підстанції виконується контуром, що має виконувати три призначення одночасно: робоче, захисне та грозозахисне. Розрахунок заземлювача зводиться до визначення його допустимого опору.

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕННЯ СПОЖИВАЧІВ СІЛЬСЬКИХ РАЙОНІВ

Вихідними даними для дипломної роботи є схема розташування підстанції (ПС) 35/10 кВ і комплектних трансформаторних підстанцій (КТП). Відповідна однолінійна схема показана на рис. 1.1.

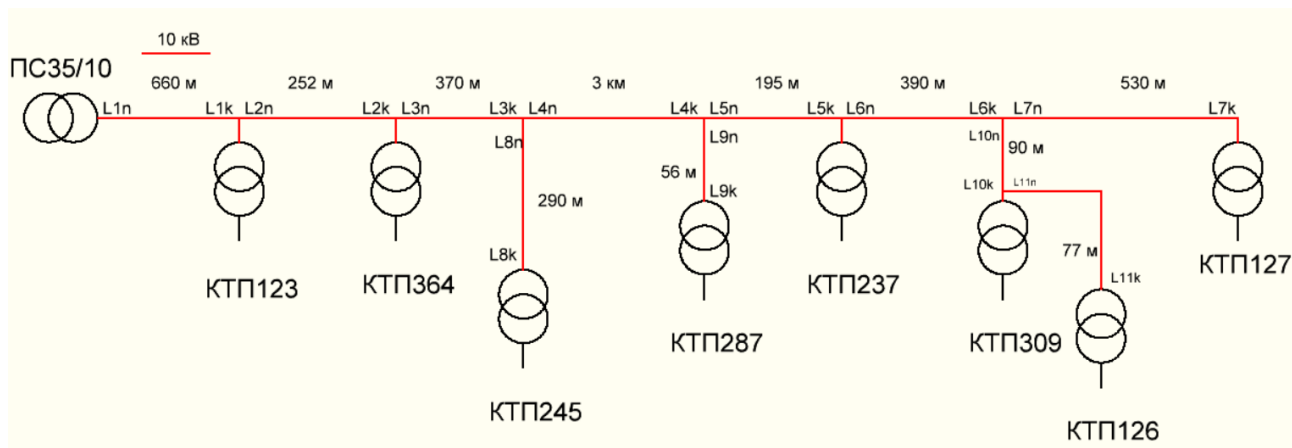


Рисунок 1.1. Схема розташування ПС і КТП в електричній мережі

Для розрахунку навантажень було зібрано дані по кожному споживачеві, а саме: кількість, вид споживача і їх навантаження на систему електропостачання.

Навантаження для КТП 123 наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Навантаження для КТП 123

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Вуличне освітлення	9	0,15	1,35
Житловий будинок	21	4	84

БР 3.6.14.1.109 ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
Розробив		Літовченко А.М.		
Керівник		Дяговченко І.М.		
Консульт.				
Н.контроль				
Завтвер.		Лебединський І.Л.		
Розрахунок районної електричної мережі			Літ.	Лист
Пояснювальна записка				6
			Листів	
			65	
СумДУ, ЕТ-01				

Продовження таблиці 1.1

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Амбулаторія(лікарня)	1	5	5
Живлення моб. зв'язку	1	5	5
Магазин продуктів	1	6	6
Магазин одягу	1	2,2	2,2
Гуртожиток на 20 кімнат	1	44	44
Живлення моб. зв'язку	1	5	5
Пожежне депо	1	4	4

Навантаження для КТП 364 наведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2. Навантаження для КТП 364

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Вуличне освітлення	8	0,15	1,2
Житловий будинок	15	4	60
Будинок на 16 квартир	1	48	48
Будинок на 18 квартир	1	54	54
Сарай	7	2,2	15,4

Навантаження для КТП 245 наведено в табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Навантаження для КТП 245

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Вуличне освітлення	32	0,15	4,8

Продовження таблиці 1.3

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Житловий будинок	91	4	364
Водонапірна вежа	1	11	11
Живлення моб. зв'язку	1	5	5
Сарай	4	2,2	8,8
Гараж	4	2,2	8,8
Склад	1	15	15
Магазин продуктів	2	6	12
Кухня (літня)	2	2,2	4,4
Будинок на 12 квартир	1	36	36

Навантаження для КТП 287 наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4. Навантаження для КТП 287

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Житловий будинок	31	4	124

Навантаження для КТП 237 наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5. Навантаження для КТП 237

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Вуличне освітлення	28	0,15	4,2
Житловий будинок	98	4	392
Магазин продуктів	1	4	4

Навантаження для КТП 309 наведено в табл. 1.6.

Таблиця 1.6. Навантаження для КТП 309

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Вуличне освітлення	8	0,15	1,2
Житловий будинок	24	4	96
Будинок на 11 квартир	1	33	33

Навантаження для КТП 126 наведено в табл. 1.7.

Таблиця 1.7. Навантаження для КТП 126

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Вуличне освітлення	5	0,15	0,75
Житловий будинок	16	4	64
Водонапірна вежа	1	11	11
Склад	1	15	15
Майстерня на 3-7 тракторів	1	20	20

Навантаження для КТП 127 наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8. Навантаження для КТП 127

Вид споживача	Кількість, шт.	Навантаження одного, кВт.	Навантаження загальне, кВт.
Вуличне освітлення	22	0,15	3,3
Житловий будинок	62	4	248

Так як статичні дані відсутні, навантаження буду визначати за допомогою коефіцієнтів одночасності. За основу візьмемо формулу:

$$P_H = k_{од.} \cdot P_{спож.}$$

де $k_{од.}$ – коефіцієнт одночасності (за табл. 1.9)

$P_{спож.}$ – навантаження споживача.

Таблиця 1.9. Коефіцієнти одночасності в мережах 0,38 кВ

Кількість споживачів	Коефіцієнти одночасності для			
	житлових будинків з навантаження		житлових будинків з електроплитами та водопідігрівачами	Промислових споживачів
	до 2 кВт/будинок	більше 2 кВт/будинок		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 та більше	0,22	0,18	0,12	0,30

Розраховуємо навантаження для КТП 123.

Житловий будинок:

$$P_{жит.буд.} = k_{од.} \cdot P_{спож} = 0,338 \cdot 84 = 28,39 \text{ кВт}$$

Гуртожиток на 20 кімнат:

$$P_{гурт.} = k_{од.} \cdot P_{спож} = 0,34 \cdot 44 = 14,96 \text{ кВт}$$

Загальне навантаження будинків:

$$P_{\text{буд}} = k_{\text{о.д.}} \cdot (P_{\text{жит.буд.}} + P_{\text{гурт}}) = 0,75 \cdot (28,39 + 14,96) = 32,52 \text{ кВт}$$

До КТП 123 підключені неоднорідні споживачі, тому сумарне навантаження цього ТР необхідно визначати підсумовуванням навантажень всіх інших споживачів за табл.1.10.

Таблиця 1.10. Додавання навантажень в мережах 0,38 кВ

P_p , кВт	ΔP_p , кВт	P_p , кВт	ΔP_p , кВт	P_p , кВт	ΔP_p , кВт
0,2	+0,2	22	+13,8	130	+92
0,4	+0,3	24	+15,0	140	+100
0,6	+0,4	26	+16,4	150	+108
0,8	+0,5	28	+17,7	160	+116
1,0	+0,6	30	+19,0	170	+123
2,0	+1,2	32	+20,4	180	+130
3,0	+1,8	35	+22,8	190	+140
4,0	+2,4	40	+26,5	200	+150
5,0	+3,0	45	+30,2	210	+158
6,0	+3,6	50	+34,0	220	+166
7,0	+4,2	55	+37,5	230	+174
8,0	+4,8	60	+41,0	240	+182
9,0	+5,4	65	+44,5	250	+190
10,0	+6,0	70	+48,0	260	+198
12	+7,3	80	+55,0	270	+206
14	+8,5	90	+62,0	280	+214
16	+9,8	100	+69,0	290	+222
18	+11,2	110	+76	300	+230
20	+12,5	120	+84		

Проводимо попарне підсумовування, в силу того що магазин одягу має найменше навантаження то додаємо добавку $\Delta P_{\text{маг.одяг}} = 1,32$ (див. табл. 1.10), яка визначається за $P_{\text{маг.одяг}} = 2,2$ кВт. Так само і пожежне депо менше по навантаженню за живлення мобільного зв'язку, то додаємо добавку $\Delta P = 2,4$ (див. табл. 1.10), яка визначається за $P_{\text{депо}} = 4$ кВт. Проводимо такі самі дії і з іншими навантаженнями. І потім додаємо всі добавки до магазину продуктів. Отже виходить що:

$$P_{\text{маг.прод.+інше}} = 6 + 2,4 + 1,32 + 3 + 3 + 3 = 18,72 \text{ кВт.}$$

Таким самим чином проводимо попарне підсумовування для $P_{\text{маг.прод.+інше}}$ і $P_{\text{буд}}$, так як $P_{\text{буд}} > P_{\text{маг.прод.+інше}}$, до навантаження додаємо добавку $\Delta P1 = 11,69$ (див. табл. 1.10)

Таким чином сумарне активне навантаження КТП 123 дорівнює:

$$P_{\text{КТП123}} = P_{\text{буд}} + \Delta P1 + P_{\text{вул.осв.}} = 32,52 + 11,69 + 1,35 = 45,56 \text{ кВт.}$$

Повне розрахункове навантаження по КТП 123:

$$S_{\text{ТР123}} = \frac{P_{\text{КТП123}}}{\cos f}$$

де $\cos f = 0,9$ – коефіцієнт потужності (для ТП 10/0,4 кВ з комунально-побутовим навантаженням, табл. 1.11)

$$S_{\text{КТП123}} = \frac{P_{\text{КТП123}}}{\cos f} = \frac{45,56}{0,9} = 50,62 \text{ кВА.}$$

Виконуємо розрахунки для КТП 364.

Визначення навантаження за допомогою коефіцієнтів одночасності.

Житловий будинок:

$$P_{\text{жит.буд.}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,38 \cdot 60 = 22,8 \text{ кВт}$$

Будинок на 16 квартир:

$$P_{\text{16кв}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,372 \cdot 48 = 17,86 \text{ кВт.}$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.11. Коефіцієнти потужності

Споживачі	Коефіцієнти потужності	
	денний cosφд	вечірній cosφв
Тваринницькі і птахівничі приміщення:		
без електрообігріву	0,75	0,85
з електрообігрівом	0,92	0,96
КОРМОЦЕХ	0,75	0,75
МАЙСТЕРНІ	0,65	0,70
Зерноочисний тік	0,70	0,75
МЛИН, МАСЛОРОБКА	0,85	0,86
ЗРОШУВАЛЬНИЙ ПРИСТРІЙ	0,80	0,80
Електротеплові пристрої	1,00	1,00
СУСПІЛЬНІ І КОМУНАЛЬНІ ПІДПРИЄМСТВА	0,92	0,95
Житлові будинки	0,96	0,98
Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ з навантаженням:		
виробничим	0,70	0,75
комунально-побутовим	0,90	0,92
змішаним	0,80	0,83

Будинок на 18 квартир:

$$P_{18 \text{ кв}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,356 \cdot 54 = 19,23 \text{ кВт}$$

Сарай:

$$P_{\text{сарай}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,486 \cdot 15,4 = 7,48 \text{ кВт}$$

Загальне навантаження будинків і сараїв:

$$P_{\text{буд}} = k_{\text{о.д.}} \cdot (P_{\text{жит.буд.}} + P_{18\text{кв}} + P_{16\text{кв}} + P_{\text{сарай}})$$

$$P_{\text{буд}} = 0,585 \cdot (22,8 + 19,23 + 17,86 + 7,48) = 39,4 \text{ кВт}$$

Таким чином сумарне активне навантаження КТП 364 дорівнює:

$$P_{\text{КТП364}} = P_{\text{буд}} + P_{\text{вул.осв.}} = 39,4 + 1,2 = 40,6 \text{ кВт}$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повне розрахункове навантаження по КТП 364:

$$S_{\text{КТП364}} = \frac{P_{\text{КТП364}}}{\cos\phi} = \frac{40,6}{0,96} = 42,3 \text{ кВА.}$$

Виконуємо розрахунки для КТП 245.

Визначення навантаження за допомогою коефіцієнтів одночасності.

Житловий будинок:

$$P_{\text{жит.буд}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,2454 \cdot 364 = 89,33 \text{ кВт}$$

Будинок на 12 квартир:

$$P_{12\text{кв}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,404 \cdot 36 = 14,54 \text{ кВт.}$$

Сарай:

$$P_{\text{сарай}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,486 \cdot 15,4 = 7,48 \text{ кВт}$$

Кухня (літня):

$$P_{\text{кухня}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,75 \cdot 4,4 = 3,3 \text{ кВт}$$

Гараж:

$$P_{\text{гараж}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,585 \cdot 8,8 = 5,15 \text{ кВт}$$

Магазин продуктів:

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$P_{\text{магазин}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,75 \cdot 12 = 9 \text{ кВт}$$

Загальне навантаження будинків:

$$P_{\text{буд}} = k_{\text{о.д.}} \cdot (P_{\text{спож}} + P_{12\text{кв}} + P_{\text{сарай}} + P_{\text{кухня}} + P_{\text{гараж}} + P_{\text{магазин}})$$

$$P_{\text{буд}} = 0,51 \cdot (89,33 + 14,54 + 7,48 + 3,3 + 5,15 + 9) = 61 \text{ кВт.}$$

До КТП 245 підключені неоднорідні споживачі, тому сумарне навантаження цього ТР необхідно визначати підсумовуванням навантажень всіх інших споживачів за табл.1.10.

Проводимо попарне підсумовування, в силу того що живлення мобільного зв'язку має найменше навантаження то додаємо добавку $\Delta P_{\text{зв'язок}} = 3$ (див. табл. 1.10) до водонапірної вежі, яка визначається за $P_{\text{зв'язок}} = 5$ кВт.

$$P_{\text{вежа+зв'язок}} = P_{\text{вежа}} + \Delta P_{\text{зв'язок}} = 11 + 3 = 14 \text{ кВт}$$

Далі беремо добавку $\Delta P_2 = 8,5$ від $P_{\text{вежа+зв'язок}}$ і додаємо до $P_{\text{склад}}$.

$$P_{\text{спільне}} = P_{\text{склад}} + \Delta P_2 = 15 + 8,5 = 23,5 \text{ кВт}$$

Таким самим чином проводимо попарне підсумовування для $P_{\text{спільне}}$ і $P_{\text{буд}}$, так як $P_{\text{буд}} > P_{\text{спільне}}$, до навантаження додаємо добавку $\Delta P_3 = 14,7$ (див. табл. 1.10) від $P_{\text{спільне}}$

$$P_{\text{КТП245}} = P_{\text{буд}} + \Delta P_3 + P_{\text{вул.осв.}} = 61 + 14,7 + 4,8 = 80,5 \text{ кВт}$$

Повне розрахункове навантаження по КТП 245:

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\text{КТП245}} = \frac{P_{\text{КТП245}}}{\cos f} = \frac{80,5}{0,8} = 100,6$$

Виконуємо розрахунки для КТП 287.

Визначення навантаження за допомогою коефіцієнтів одночасності.

Житловий будинок:

$$P_{\text{спож}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,314 \cdot 124 = 38,94 \text{ кВт}$$

Таким чином сумарне активне навантаження КТП 364 дорівнює:

$$P_{\text{КТП287}} = P_{\text{буд}} = 38,94 \text{ кВт}$$

Повне розрахункове навантаження по КТП 287:

$$S_{\text{КТП287}} = \frac{P_{\text{КТП287}}}{\cos f} = \frac{38,94}{0,96} = 40,56 \text{ кВА.}$$

Виконуємо розрахунки для КТП 237.

Визначення навантаження за допомогою коефіцієнтів одночасності.

Житловий будинок:

$$P_{\text{жит.буд.}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,2412 \cdot 392 = 94,55 \text{ кВт}$$

Проводимо попарне підсумовування, в силу того що магазин продуктів має найменше навантаження то додаємо добавку $\Delta P = 2,4$ (див. табл. 1.10) до $P_{\text{спож}}$, яка визначається за $P_{\text{маг.прод.}} = 4 \text{ кВт}$.

$$P_{\text{буд}} = P_{\text{жит.буд.}} + \Delta P + P_{\text{вул.осв.}} = 94,55 + 2,4 + 4,2 = 101,15 \text{ кВт}$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таким чином сумарне активне навантаження КТП 237 дорівнює:

$$P_{\text{КТП237}} = P_{\text{буд}} = 101,15 \text{ кВт}$$

Повне розрахункове навантаження по КТП 237:

$$S_{\text{КТП237}} = \frac{P_{\text{КТП237}}}{\cos f} = \frac{101,15}{0,96} = 105,4 \text{ кВА.}$$

Виконуємо розрахунки для КТП 309.

Визначення навантаження за допомогою коефіцієнтів одночасності.

Житловий будинок:

$$P_{\text{жит.буд.}} = k_{\text{од.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,331 \cdot 96 = 31,75 \text{ кВт}$$

Будинок на 11 квартир:

$$P_{11\text{кв}} = k_{\text{од.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,412 \cdot 33 = 13,6 \text{ кВт.}$$

Загальне навантаження будинків:

$$P_{\text{буд}} = k_{\text{од.}} \cdot (P_{\text{жит.буд.}} + P_{11\text{кв}})$$

$$P_{\text{буд}} = 0,75 \cdot (31,75 + 13,6) = 34,02 \text{ кВт.}$$

Таким чином сумарне активне навантаження КТП 309 дорівнює:

$$P_{\text{КТП309}} = P_{\text{буд}} + P_{\text{вул.осв.}} = 34,02 + 1,2 = 35,22 \text{ кВт}$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повне розрахункове навантаження по КТП 309:

$$S_{\text{КТП309}} = \frac{P_{\text{КТП309}}}{\cos f} = \frac{35,22}{0,96} = 36,7 \text{ кВА.}$$

Виконуємо розрахунки для КТП 126.

Визначення навантаження за допомогою коефіцієнтів одночасності.

Житловий будинок:

$$P_{\text{жит.буд.}} = k_{\text{о.д.}} \cdot P_{\text{спож}} = 0,372 \cdot 64 = 23,8 \text{ кВт}$$

Проводимо попарне підсумовування, так як водонапірна вежа має найменше навантаження то додаємо добавку $\Delta P_{\text{вежа}} = 6,65$ (див. табл. 1.10) до $P_{\text{склад}}$, яка визначається за $P_{\text{вежа}} = 11$ кВт.

$$P_{\text{склад+вежа}} = P_{\text{склад}} + \Delta P_{\text{вежа}} = 15 + 6,65 = 21,65 \text{ кВт}$$

Таким самим чином проводимо попарне підсумовування для $P_{\text{склад+вежа}}$ і $P_{\text{майс.}}$, так як $P_{\text{склад+вежа}} > P_{\text{майс.}}$, до навантаження додаємо добавку $\Delta P_{\text{майс}} = 12,5$ (див. табл. 1.10) від $P_{\text{майс.}} = 20$.

$$P_{\text{спільне}} = P_{\text{склад+вежа}} + \Delta P_{\text{майс.}} = 21,65 + 12,5 = 34,15 \text{ кВт}$$

Проводимо попарне підсумовування і для $P_{\text{спільне}}$ і $P_{\text{жит.буд.}}$, так як $P_{\text{спільне}} > P_{\text{жит.буд.}}$, до навантаження додаємо добавку $\Delta P_{\text{жит.буд.}} = 14,8$ (див. табл. 1.10) від $P_{\text{жит.буд.}} = 23,8$.

Таким чином сумарне активне навантаження КТП 126 дорівнює:

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$P_{TP126} = P_{спільне} + \Delta P_{жит.буд.} + P_{вул.осв.}$$

$$P_{TP126} = 34,15 + 14,8 + 0,75 = 49,7 \text{ кВт}$$

Повне розрахункове навантаження по КТП 126:

$$S_{КТП126} = \frac{P_{КТП126}}{\cos f} = \frac{49,7}{0,8} = 62,13 \text{ кВА}$$

Виконуємо розрахунки для КТП 127; результати зводимо в табл. 1.12.

Визначення навантаження за допомогою коефіцієнтів одночасності.

Житловий будинок:

$$P_{жит.буд.} = k_{о.д.} \cdot P_{спож} = 0,263 \cdot 248 = 65,18 \text{ кВт}$$

Таким чином сумарне активне навантаження КТП 127 дорівнює:

$$P_{КТП127} = P_{жит.буд.} + P_{вул.осв.} = 65,18 + 3,3 = 68,48 \text{ кВт}$$

Повне розрахункове навантаження по КТП 127:

$$S_{КТП127} = \frac{P_{КТП127}}{\cos f} = \frac{68,48}{0,96} = 71,33 \text{ кВА}$$

Таблиця 1.12. Розрахункові навантаження КТП

Номер КТП	Навантаження, кВА	Номер КТП	Навантаження, кВА.
КТП 123	50,62	КТП 237	105,4
КТП 364	42,3	КТП 309	36,7
КТП 245	100,6	КТП 126	62,13
КТП 287	40,56	КТП 127	71,33

1.1. Вибір трансформаторів

Визначаємо потужність кожного трансформатора. При цьому на однотрансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що постачається від нього [2, 3].

$$S_{T_{\text{ном}}} \geq S_{\text{розр}} = S_{i_{\text{max}}}$$

де $S_{T_{\text{ном}}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА (кВА);

$S_{\text{розр}}$ – потужність однотрансформаторної підстанції, МВА (кВА);

$S_{i_{\text{max}}}$ – максимальна потужність і-го споживача. МВА (кВА).

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з врахуванням його перевантажувальної здатності за виразом[2,3]:

$$S_T \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i_{\text{max}}}}{1,4}$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}}$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора дозволяє визначити можливість збільшення потужності споживачів та розширення мережі.

Електроприймачі за надійністю електропостачання, відповідно до ПУЕ – 2017, поділяють на такі три категорії:

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1) електроприймачі I категорії – електроприймачі, переривання електропостачання яких може спричинити: небезпеку для життя людей, значний матеріальний збиток споживачам електричної енергії (пошкодження дорогого основного обладнання, масовий брак продукції), розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. У складі електроприймачів I категорії виділяється особлива група електроприймачів, безперебійна робота яких є необхідною для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрозі життю людей, вибухам, пожежам і пошкодженням високовартісного основного обладнання, втраті важливої інформації.

2) електроприймачі II категорії – електроприймачі, перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів;

3) електроприймачі III категорії – решта електроприймачів, що не підпадають під визначення I та II категорій.

Категорії надійності електропостачання визначають залежно від технології основного виробництва споживача електроенергії згідно з вимогами ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».

Остаточні категорії надійності узгоджуються замовником проекту електропостачання споживача від зовнішніх джерел електроенергії.

Електроприймачів I категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення.

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перемикання джерел живлення треба здійснювати за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів I категорії має передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервуючого джерела живлення. Як третє незалежне джерело живлення для особливої групи електроприймачів і як друге незалежне джерело живлення для решти електроприймачів I категорії може бути використано місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Якщо резервуванням електропостачання не можна забезпечити необхідну безперервність технологічного процесу або якщо резервування електропостачання є економічно недоцільним, то технологічне резервування забезпечується, наприклад, шляхом установаження взаєморезервуючих технологічних агрегатів, спеціальних пристроїв безаварійної зупинки технологічного процесу, які діють у разі порушення електропостачання.

Електропостачання електроприймачів I категорії з особливо складним безперервним технологічним процесом, який потребує тривалого часу на відновлення робочого режиму, за наявності техніко-економічних обґрунтувань рекомендовано здійснювати від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, до яких висуваються додаткові вимоги, що визначаються особливостями технологічного процесу.

Електроприймачі II категорії необхідно забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення.

Для електроприймачів II категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання є допустимим на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час переривання електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби.

При виборі кількості трансформаторів необхідно враховувати наступне:

- для споживачів I категорії необхідно встановити по два трансформатори на підстанцію;
- для споживачів II категорії рекомендовано встановити по два трансформатори на підстанцію, припускається можливість живлення від одного трансформатора при наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби;
- для споживачів III категорії необхідно встановити один трансформатор на підстанцію.

Так як в даному випадку всі споживачі III категорії, то будемо використовувати один трансформатор на підстанцію.

Визначаємо трансформатор для КТП 123.

Потужність трансформатора:

$$S_{i_{\max}} = 50,62 \text{ кВА}$$

$$S_T \geq S_{i_{\max}}$$

Тому обираємо трансформатор ТМ-63-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{T_{\text{ном}}}} = \frac{50,62}{63} = 0,8$$

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо трансформатор для КТП 364.

Потужність трансформатора:

$$S_{i_{\max}} = 42,3 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{т}} \geq S_{i_{\max}}$$

Тому обираємо трансформатор ТМ-63-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{тном}}} = \frac{42,3}{63} = 0,67$$

Визначаємо трансформатор для КТП 245.

Потужність трансформатора:

$$S_{i_{\max}} = 100,6 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{т}} \geq S_{i_{\max}}$$

Тому обираємо трансформатор ТМ-160-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{тном}}} = \frac{100,6}{160} = 0,63$$

Визначаємо трансформатор для КТП 287.

Потужність трансформатора:

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{i_{\max}} = 40,56 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{Т}} \geq S_{i_{\max}}$$

Тому обираємо трансформатор ТМ-63-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{40,56}{63} = 0,64$$

Визначаємо трансформатор для КТП 237.

Потужність трансформатора:

$$S_{i_{\max}} = 105,4 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{Т}} \geq S_{i_{\max}}$$

Тому обираємо трансформатор ТМ-160-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{105,4}{160} = 0,66$$

Визначаємо трансформатор для КТП 309.

Потужність трансформатора:

$$S_{i_{\max}} = 36,7 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{Т}} \geq S_{i_{\max}}$$

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тому обираємо трансформатор ТМ-40-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{36,7}{40} = 0,91$$

Визначаємо трансформатор для КТП 126.

Потужність трансформатора:

$$S_{i_{\text{max}}} = 62,13 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{Т}} \geq S_{i_{\text{max}}}$$

Тому обираємо трансформатор ТМ-63-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{62,13}{63} = 0,98$$

Визначаємо трансформатор для КТП 127.

Потужність трансформатора:

$$S_{i_{\text{max}}} = 71,33 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{Т}} \geq S_{i_{\text{max}}}$$

Тому обираємо трансформатор ТМ-100-10/0,4.

Розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{71,33}{100} = 0,71$$

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати вибору трансформаторів показано у таблиці 1.13.

Таблиця 1.13. Вибір трансформаторів

№ КТ П	Потужність споживача, кВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{розр}$ (1-го тр), кВА	$S_{ном}$ (1-го тр), кВА	Кз	Марка тр-ра
123	50,62	III	1	50,62	63	0,8	ТМ-63-10/0,4
364	42,3	III	1	42,3	63	0,67	ТМ-63-10/0,4
245	100,6	III	1	100,6	160	0,63	ТМ-160-10/0,4.
287	40,56	III	1	40,56	63	0,64	ТМ-63-10/0,4
237	105,4	III	1	105,4	160	0,66	ТМ-160-10/0,4.
309	36,7	III	1	36,7	40	0,91	ТМ-40-10/0,4
126	62,13	III	1	62,13	63	0,98	ТМ-63-10/0,4
127	71,33	III	1	71,33	100	0,71	ТМ-100-10/0,4.

Запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів[1]. Для подальшого розрахунку мережі необхідно розрахувати опір та потужність холостого ходу трансформаторів.

Опір трансформаторів розраховується за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2}$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K – втрати короткого замикання, кВт;

U_{BH} – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги (ВН), кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %.

Розраховуємо параметри трансформатора ТМ-40.

Активний опір обумовлено втратами активної потужності в усіх обмотках трансформатора і знаходиться з досліду К.3. за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,860 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{40^2} = 53,75 \text{ Ом.}$$

По напрузі К.3. знаходимо реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 40} = 281,25 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досліду Х.Х. за формулою:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100} = \frac{2 \cdot 40}{100} = 0,8 \text{ кВАр}$$

Розраховуємо параметри трансформатора ТМ-63.

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Активний опір обумовлено втратами активної потужності в усіх обмотках трансформатора і знаходиться з досліду К.3. за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{1,270 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{63^2} = 32 \text{ Ом.}$$

По напрузі К.3. знаходимо реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 63} = 71,5 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досліду Х.Х. за формулою:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100} = \frac{1,8 \cdot 63}{100} = 1,14 \text{ кВАр}$$

Розраховуємо параметри трансформатора ТМ-100.

Активний опір обумовлено втратами активної потужності в усіх обмотках трансформатора і знаходиться з досліду К.3. за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{1,970 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100^2} = 19,7 \text{ Ом.}$$

По напрузі К.3. знаходимо реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 100} = 45 \text{ Ом.}$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досліду Х.Х. за формулою:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{1,6 \cdot 100}{100} = 1,6 \text{ кВАр}$$

Розраховуємо параметри трансформатора ТМ-160.

Активний опір обумовлено втратами активної потужності в усіх обмотках трансформатора і знаходиться з досліду К.3. за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{2,650 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{160^2} = 10,35 \text{ Ом.}$$

По напрузі К.3. знаходимо реактивний опір трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{4,4 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 160} = 27,5 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо також втрати реактивної потужності з досліду Х.Х. за формулою:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{1,4 \cdot 160}{100} = 2,24 \text{ кВАр}$$

Результати розрахунків трансформаторів показано у табл. 1.14.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.14. Параметри обраних трансформаторів

Тип трансформатора	S _н , кВ А	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , Вт	ΔP _х , Вт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТМ-40-10/0,4	40	6(10)	0,4	4,5	860	135	2	53,75	281,25	0,8
ТМ-63-10/0,4	63	6(10)	0,4	4,5	1270	175	1,8	32	71,5	1,14
ТМ-100-10/0,4	100	6(10)	0,4	4,5	1970	260	1,6	19,7	45	1,6
ТМ-160-10/0,4	160	6(10)	0,4	4,5	2650	370	1,4	10,35	27,5	2,24

1.2. Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі

Проведемо розрахунок активного, реактивного опору ліній та зарядної потужності.

Активний та реактивний опір лінії, Ом:

$$R_{л} = r_0 \cdot l_i$$

$$X_{л} = x_0 \cdot l_i$$

де $R_{л}$ та $X_{л}$ – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км.

Повний опір лінії, Ом:

$$Z_{л} = R_{л} + j \cdot X_{л}$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q_{\text{л}} = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{ном}}^2$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Для ліній 10 кВ зарядна потужність має незначне значення, тому нею нехтують[2, 3].

Результати розрахунків показано в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15. Параметри ліній за схемою

Ділянка	Довжина, м	Марка проводу	Параметри проводу		Zл, Ом
			Z0, Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	
L1	660	A-50	0,578+0,380j	-	0.3815+0.2508j
L2	252	A-50	0,578+0,380j	-	0.1457+0.0958j
L3	370	A-50	0,578+0,380j	-	0.2139+0.1406j
L4	3000	A-50	0,578+0,380j	-	1.734+1.14j
L5	195	A-50	0,578+0,380j	-	0.1127+0.0741j
L6	390	A-50	0,578+0,380j	-	0.2254+0.1482j
L7	530	A-50	0,578+0,380j	-	0.3063+0.2014j
L8	290	A-50	0,578+0,380j	-	0.1676+0.1102j
L9	56	A-50	0,578+0,380j	-	0.0324+0.0213j
L10	90	A-50	0,578+0,380j	-	0.052+0.0342j
L11	77	A-50	0,578+0,380j	-	0.0445+0.0293j

Розрахунок втрат потужності в лініях виконуємо з кінця, також враховуємо втрати холостого ходу у трансформаторах (наведені у таблиці 2.2

даного документу), при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Розрахунок втрат потужності в лінії проводимо за формулою:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z$$

де: P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом.

Розрахунок падіння напруги виконуємо із джерела живлення, при цьому напруга у споживача не повинна відрізнятись більш ніж на 5% від номінальної, у відповідності з правилами .

Розрахунок напруги проводимо за формулою:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (3.18)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВА;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;

U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії від номінального значення розраховується за наступною формулою:

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$d = 100\% - \frac{U_n}{U_{\text{бузл}}} \cdot 100\%$$

Починаємо розрахунок з кінця мережі. Схема заміщення наведена на рис 1.2.

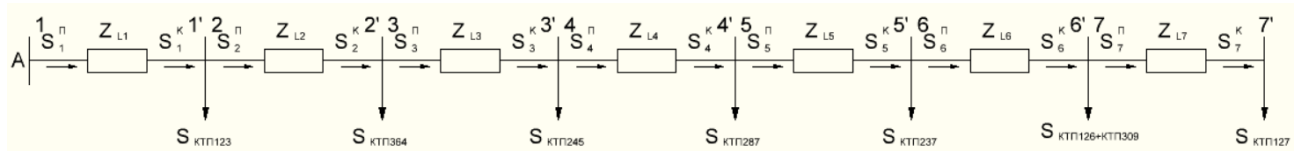


Рисунок 1.2. Схема заміщення електричної мережі

Розраховуємо втрати в трансформаторі КТП 127:

Кінцева потужність на трансформаторі, кВА:

$$St_{\text{КТП127}} = S_{\text{КТП127}} = 68,480 + j33,167$$

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП127}} = \left(\frac{P_{L7}^2 + Q_{L7}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{\text{КТП127}} \right) = 1,140 + j2,605$$

Кінцева потужність на ділянці L7, кВА:

$$S_{L7}^{\text{к}} = St_{\text{КТП127}} + \Delta S_{\text{КТП127}} + \Delta S_{\text{ХХКТП127}} = 69,880 + j37,371$$

Втрати в ділянці L7, кВА:

$$\Delta S_{L7} = \left(\frac{P_{L7}^2 + Q_{L7}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L7} \right) = 0,019 + j0,012$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Початкова потужність на ділянці L7, кВА:

$$S_{L7}^{\Pi} = S_{L7}^K + \Delta S_{L7} = 69,899 + j37,384$$

Для продовження розрахунків об'єднаємо ділянки L10(КТП309) і L11 (КТП126),

Почнемо з КТП 126. Кінцева потужність на трансформаторі, кВА

$$St_{\text{КТП126}} = S_{\text{КТП126}} = 49,700 + j37,275$$

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП126}} = \left(\frac{P_{L11}^2 + Q_{L11}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{\text{КТП126}} \right) = 1,235 + j2,759$$

Кінцева потужність на ділянці L11, кВА:

$$S_{L11}^K = St_{\text{КТП126}} + \Delta S_{\text{КТП126}} + \Delta S_{\text{XXКТП126}} = 51,110 + j41,174$$

Втрати в ділянці L11, кВА:

$$\Delta S_{L11} = \left(\frac{P_{L11}^2 + Q_{L11}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L11} \right) = 0,0019 + 0,0012$$

Початкова потужність на ділянці L11, кВА:

$$S_{L11}^{\Pi} = S_{L11}^K + \Delta S_{L11} = 51,112 + j41,176$$

Тепер розрахуємо КТП 309. Кінцева потужність на трансформаторі, кВА

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$St_{\text{КТП309}} = S_{\text{КТП309}} = 35,220 + j10,272$$

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП309}} = \left(\frac{P_{L10}^2 + Q_{L10}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{\text{КТП309}} \right) = 0,723 + j3,785$$

Кінцева потужність на ділянці L10, кВА:

$$S_{L10}^{\text{К}} = St_{\text{КТП309}} + \Delta S_{\text{КТП309}} + \Delta S_{\text{ХХКТП309}} + S_{L11}^{\text{П}} = 87,190 + j 56,033$$

Втрати в ділянці L10, кВА:

$$\Delta S_{L10} = \left(\frac{P_{L10}^2 + Q_{L10}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L10} \right) = 5,588 + 3,674$$

Початкова потужність на ділянці L10, кВА:

$$S_{L10}^{\text{П}} = S_{L10}^{\text{К}} + \Delta S_{L10} = 87,196 + j56,037$$

Кінцева потужність на ділянці L6, кВА

$$S_{L6}^{\text{К}} = S_{L10}^{\text{П}} + S_{L7}^{\text{П}} = 157,1 + j93,421$$

Втрати в ділянці L6, кВА:

$$\Delta S_{L6} = \left(\frac{P_{L6}^2 + Q_{L6}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L6} \right) = 0,0753 + 0,0495$$

Початкова потужність на ділянці L6, кВА:

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{L6}^{\Pi} = S_{L6}^K + \Delta S_{L6} = 157,17 + j93,471$$

Розрахуємо втрати КТП 237.

Кінцева потужність на трансформаторі, кВА

$$St_{\text{КТП}237} = S_{\text{КТП}237} = 101,15 + j29,502$$

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП}237} = \left(\frac{P_{\text{КТП}237}^2 + Q_{\text{КТП}237}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{\text{КТП}237} \right) = 1,149 + j3,053$$

Кінцева потужність на ділянці L5, кВА:

$$S_{L5}^K = St_{\text{КТП}237} + \Delta S_{\text{КТП}237} + \Delta S_{\text{XXКТП}237} + S_{L6}^{\Pi} = 259,84 + j128,27$$

Втрати в ділянці L5, кВА:

$$\Delta S_{L5} = \left(\frac{P_{L5}^2 + Q_{L5}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L5} \right) = 0,0946 + j0,0622$$

Початкова потужність на ділянці L5, кВА:

$$S_{L5}^{\Pi} = S_{L5}^K + \Delta S_{L5} = 259,93 + j128,33$$

Розрахуємо КТП 287.

Кінцева потужність на трансформаторі, кВА

$$St_{\text{КТП}287} = S_{\text{КТП}287} = 38,940 + j11,357$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП287}} = \left(\frac{P_{\text{КТП287}}^2 + Q_{\text{КТП287}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{\text{КТП287}} \right) = 0,5265 + j1,1764$$

Кінцева потужність на ділянці L9, кВА:

$$S_{L9}^{\text{К}} = St_{\text{КТП287}} + \Delta S_{\text{КТП287}} + \Delta S_{\text{ХХКТП287}} = 39,6415 + j 13,6739$$

Втрати в ділянці L9, кВА:

$$\Delta S_{L9} = \left(\frac{P_{L9}^2 + Q_{L9}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L9} \right) = 0,00057 + 0,000374$$

Початкова потужність на ділянці L9, кВА:

$$S_{L9}^{\text{П}} = S_{L9}^{\text{К}} + \Delta S_{L9} = 39,6421 + j13,6743$$

Кінцева потужність на ділянці L4, кВА:

$$S_{L4}^{\text{К}} = S_{L9}^{\text{П}} + S_{L5}^{\text{П}} = 299,58 + j 142$$

Втрати в ділянці L4, кВА:

$$\Delta S_{L4} = \left(\frac{P_{L4}^2 + Q_{L4}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L4} \right) = 1,906 + 1,252$$

Початкова потужність на ділянці L4, кВА:

$$S_{L4}^{\text{П}} = S_{L4}^{\text{К}} + \Delta S_{L4} = 301,48 + j143,26$$

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо КТП 245.

Кінцева потужність на трансформаторі, кВА

$$St_{\text{КТП245}} = S_{\text{КТП245}} = 80,500 + j60,375$$

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП245}} = \left(\frac{P_{\text{КТП245}}^2 + Q_{\text{КТП245}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{\text{КТП245}} \right) = 1,047 + j2,784$$

Кінцева потужність на ділянці L8, кВА:

$$S_{L8}^K = St_{\text{КТП245}} + \Delta S_{\text{КТП245}} + \Delta S_{\text{ХХКТП245}} = 81,918 + j 65,399$$

Втрати в ділянці L8, кВА:

$$\Delta S_{L8} = \left(\frac{P_{L8}^2 + Q_{L8}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{L8} \right) = 0,018 + 0,012$$

Початкова потужність на ділянці L8, кВА:

$$S_{L8}^{\Pi} = S_{L8}^K + \Delta S_{L8} = 81,9364 + j65,412$$

Кінцева потужність на ділянці L3, кВА:

$$S_{L3}^K = S_{L8}^{\Pi} + S_{L4}^{\Pi} = 383,42 + j 208,67$$

Втрати в ділянці L3, кВА:

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta S_{L3} = \left(\frac{P_{L3}^2 + Q_{L3}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{L3} \right) = 0,4075 + j0,268$$

Початкова потужність на ділянці L3, кВА:

$$S_{L3}^{\text{П}} = S_{L3}^{\text{К}} + \Delta S_{L3} = 383,83 + j208,94$$

Розрахуємо КТП 364.

Кінцева потужність на трансформаторі, кВА

$$St_{\text{КТП364}} = S_{\text{КТП364}} = 40,600 + j11,841$$

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП364}} = \left(\frac{P_{\text{КТП364}}^2 + Q_{\text{КТП364}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{\text{КТП364}} \right) = 0,572 + j1,279$$

Кінцева потужність на ділянці L2, кВА:

$$S_{L2}^{\text{К}} = St_{\text{КТП364}} + \Delta S_{\text{КТП364}} + \Delta S_{\text{ХХКТП364}} + S_{L3}^{\text{П}} = 425,17 + j223,2$$

Втрати в ділянці L2, кВА:

$$\Delta S_{L2} = \left(\frac{P_{L2}^2 + Q_{L2}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{L2} \right) = 0,336 + j0,221$$

Початкова потужність на ділянці L2, кВА:

$$S_{L2}^{\text{П}} = S_{L2}^{\text{К}} + \Delta S_{L2} = 425,51 + j223,42$$

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо КТП 123.

Кінцева потужність на трансформаторі, кВА

$$St_{\text{КТП123}} = S_{\text{КТП123}} = 45,560 + j22,065$$

Втрати потужності, кВА:

$$\Delta S_{\text{КТП123}} = \left(\frac{P_{\text{КТП123}}^2 + Q_{\text{КТП123}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{\text{КТП123}} \right) = 0,820 + j1,832$$

Кінцева потужність на ділянці L1, кВА:

$$S_{L1}^{\text{К}} = St_{\text{КТП123}} + \Delta S_{\text{КТП123}} + \Delta S_{\text{ХХКТП123}} + S_{L2}^{\text{П}} = 472,06 + j 248,45$$

Втрати в ділянці L1, кВА:

$$\Delta S_{L1} = \left(\frac{P_{L1}^2 + Q_{L1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_{L1} \right) = 1,085 + 0,714$$

Початкова потужність на ділянці L1, кВА:

$$S_{L1}^{\text{П}} = S_{L1}^{\text{К}} + \Delta S_{L1} = 473,15 + j249,17$$

Результати розрахунку втрат в кінці ліній, початку, та втрати потужності в лініях показано у табл 1.16. Результати розрахунку напруги у вузлах мережі показано у табл 1.17.

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.16. Результати розрахунку потужностей

Ділянка	Скінцева, кВА·	ΔS , кВА·	Спочаткова, кВА·
L1	472,06+j248,45	1,09+j0,72	473,15+j249,17
L2	425,17+j223,2	0,34+j22	425,51+j223,42
L3	383,42+j208,67	0,41+j0,27	383,83+j208,94
L4	299,58+j142	1,9+j1,26	301,48+j143,26
L5	259,84+j128,27	0,09+j0,06	259,93+j128,33
L6	157,1+j93,42	0,07+j0,05	157,17+j93,47
L7	69,88+j37,371	0,019+j0,013	69,899+j37,384
L8	81,917+j65,399	0,019+j0,012	81,936+j65,411
L9	39,641+j13,673	0,001+j0,001	39,642+j13,674
L10	87,190+j56,033	0,006+j0,004	87,196+j56,037
L11	51,110+j41,174	0,001+j0,001	51,111+j41,175

Таблиця 1.17. Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

Вузол	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{роз}}$, кВ	Відхилення напруги %
A	10	10	-
1	10	9,97	-0,3
2	10	9,96	-0,4
3	10	9,95	-0,5
4	10	9,88	-1,2
5	10	9,88	-1,2
6	10	9,87	-1,3
7	10	9,87	-1,3
8	10	9,95	-0,5
9	10	9,88	-1,2
10	10	9,87	-1,3
11	10	9,87	-1,3

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.14.1.109 ПЗ

Арк.

42

1.3. Порівняння вибору розрахованих трансформаторів з дійсними трансформаторами для кожної КТП.

Приведемо для кожної КТП дійсні схеми.

Для КТП-123 рис. 1.3.

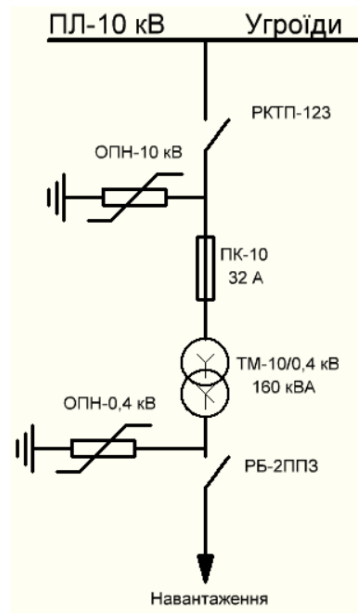


Рисунок 1.3. Дійсна схема КТП

Для КТП-126 рис. 1.4.

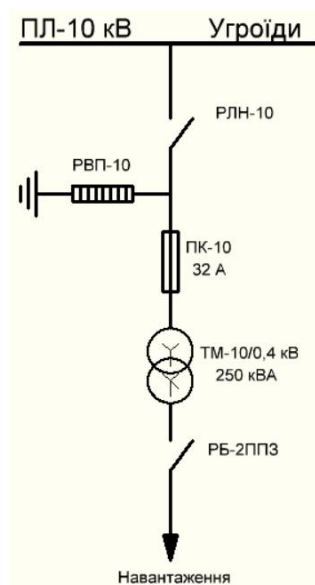


Рисунок 1.4. Дійсна схема КТП

Для КТП-127 рис. 1.5.

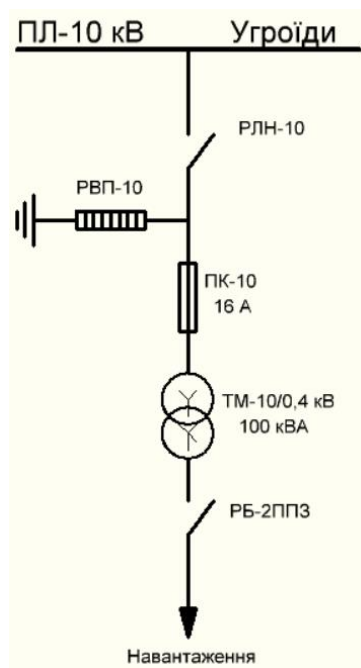


Рисунок 1.5. Дійсна схема КТП

Для КТП-237 рис. 1.6.

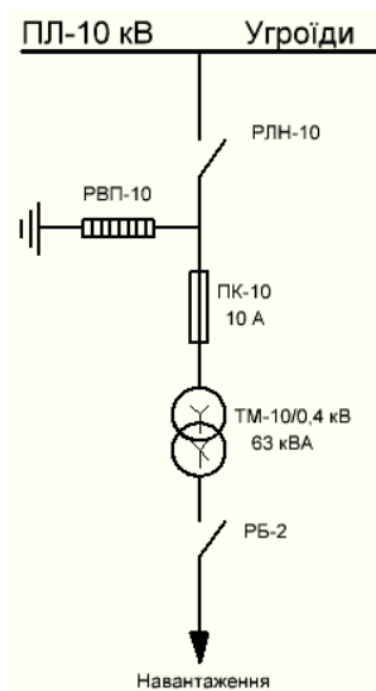


Рисунок 1.6. Дійсна схема КТП

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.14.1.109 ПЗ

Арк.

44

Для КТП-245 рис. 1.7.

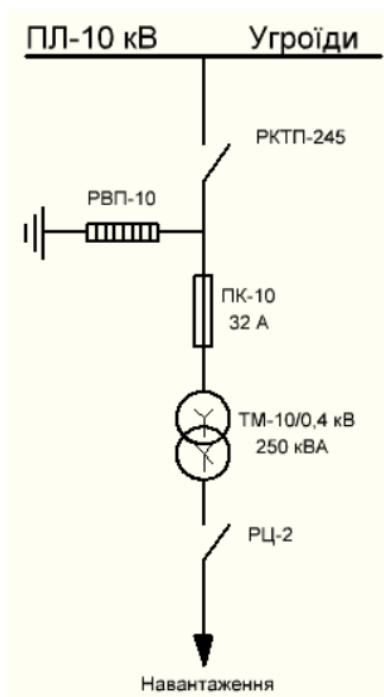


Рисунок 1.7. Дійсна схема КТП

Для КТП-287 рис. 1.8.

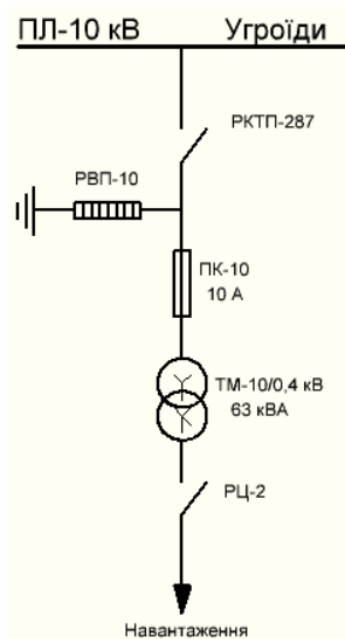


Рисунок 1.8. Дійсна схема КТП

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Для КТП-309 рис. 1.9.

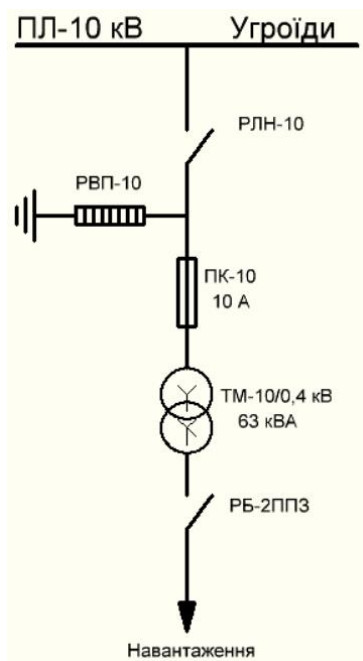


Рисунок 1.9. Дійсна схема КТП

Для КТП-364 рис. 1.10.

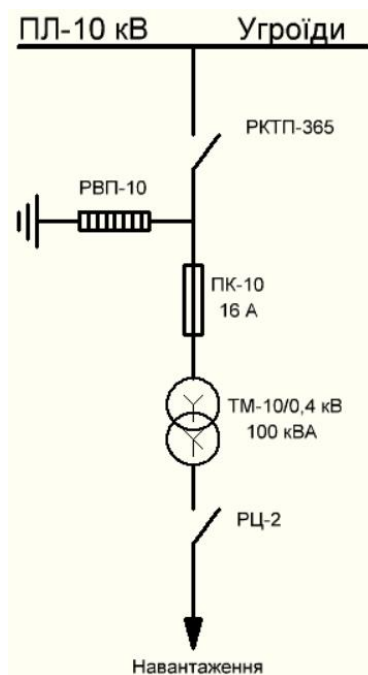


Рисунок 1.10. Дійсна схема КТП

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 3.6.14.1.109 ПЗ

Арк.

46

Для порівняння даних зведемо все в таблицю 1.18.

Таблиця 1.18. – Зведені дані для порівняння

№ КТП	Дійсний трансформатор, кВА	Кз, до дійсного навантаження	Розрахований трансформатор, кВА	Кз, до розрахованого навантаження
123	160	0,32	63	0,8
364	100	0,42	63	0,67
245	250	0,4	160	0,63
287	63	0,64	63	0,64
237	63	1,67	160	0,66
309	63	0,58	40	0,91
126	250	0,25	63	0,98
127	100	0,71	100	0,71

Зробивши розрахунок і привівши дійсні дані трансформаторів для кожної КТП, можна їх порівняти.

Отже, бачимо що для КТП(123, 364, 245, 126), трансформатори стоять більш потужні, ніж було розраховано. Причиною того є закриття а і в подальшому знесення таких підприємств як, цукровий завод, хлібо-пекарня, закриття лікарні, знесення гуртожитків і тд. Тому для покращення системи електропостачання потрібно замінити трансформатори на менш потужні, бо при розрахунку коефіцієнта завантаження, бачимо що він є малий, при нормі 0,7-0,9 для сільської місцевості, що може впливати на ККД трансформатора.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) трансформатора залежить від його навантаження, і ця залежність має певні характерні особливості. Загалом, ККД трансформатора змінюється з рівнем навантаження, і максимальний ККД зазвичай досягається при навантаженні, близькому до номінального. Ось як виглядає ця залежність.

Залежність ККД від навантаження

1. Малі навантаження:

При малих навантаженнях втрати потужності в трансформаторі в основному визначаються втратами в магнітопроводі, або так званими безвантажними втратами (залізні втрати). Ці втрати є майже постійними і не залежать від навантаження.

ККД при малих навантаженнях невисокий, оскільки втрати порівняно великі в порівнянні з переданою потужністю.

2. Середні навантаження:

При збільшенні навантаження втрати в обмотках (мідні втрати) починають грати важливішу роль. Ці втрати пропорційні квадрату струму навантаження.

Зі зростанням навантаження ККД зростає, оскільки частка втрат в загальній переданій потужності зменшується.

3. Номінальне навантаження:

Максимальний ККД зазвичай досягається при навантаженні, близькому до номінального. В цей момент втрати в магнітопроводі і втрати в обмотках оптимально збалансовані.

Номінальне навантаження визначається характеристиками трансформатора і вказується виробником.

4. Перевантаження:

При подальшому збільшенні навантаження понад номінальне, мідні втрати починають швидко зростати, оскільки вони залежать від квадрату струму.

ККД починає знижуватися, оскільки втрати в обмотках стають значними в порівнянні з переданою потужністю.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для досягнення максимальної ефективності трансформатор повинен працювати в діапазоні навантажень, близькому до номінального. Постійна робота при малих або надмірних навантаженнях знижує ефективність і може призвести до прискореного зношування трансформатора.

Також якщо трансформатор має більшу потужність, ніж потрібно для конкретного застосування, це може мати негативні наслідки. Ось кілька аспектів, які можна відзначити:

1. Вищі початкові витрати: Трансформатори з більшою потужністю зазвичай дорожчі в придбанні та встановленні. Це може збільшити капітальні витрати проекту.

2. Зниження ефективності: При недостатньому навантаженні, трансформатор може працювати з нижчим коефіцієнтом корисної дії (ККД), оскільки деякі втрати енергії залишаються постійними незалежно від рівня навантаження.

3. Зайве місце та вага: Великі трансформатори займають більше місця і важчі, що може бути незручним в обмежених умовах або при встановленні на вже існуючих об'єктах.

4. Витрати на технічне обслуговування: Більш потужний трансформатор може потребувати більш дорогого і частішого технічного обслуговування через більшу кількість компонентів та складнішу конструкцію.

Тому потрібно замінити трансформатори які були розраховані та підібрані за дійсним навантаженням.

Для КТП 237, можна побачити що дійсний трансформатор є перезавантаженим, а саме коефіцієнт завантаження становить 1,67 що є не припустимим, при нормі максимального завантаження 1,4.

Отже якщо коефіцієнт завантаження трансформатора перевищує норму, це може вказувати на кілька проблем та викликати певні ризики для системи.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для КТП(287 і 127) можна побачити що трансформатори відповідають своїм навантаженням, і їх можна спокійно використовувати в майбутньому.

Для всіх КТП були обрані і розраховані трансформатори, їх запас потужності дозволить в майбутньому розширити мережу та підключити нових споживачів.

1.4. Подальші варіанти модернізації і розвитку електричної мережі

Одним з важливих елементів електромережі є провід(кабель), який також відіграє важливу місію в електропостачанні. Є два види проводів, а саме СП і звичайний провід (А або АС).

При виборі проводів для передачі напруги 10 кВ, важливо враховувати безпеку, надійність та експлуатаційні характеристики.

СП (Самонесучий ізолюваний провід):

Переваги:

1. Ізоляція: Висока електрична ізоляція, що знижує ризик коротких замикань і підвищує безпеку.
2. Міцність: Стійкість до механічних пошкоджень та атмосферних впливів.
3. Монтаж: Спрощений процес монтажу без необхідності використання додаткових ізоляторів.
4. Зменшення втрат: Менші втрати енергії завдяки високій провідності та ефективній ізоляції.

Недоліки:

1. Вартість: Більш висока вартість у порівнянні зі звичайним проводом.
2. Вага: Більша вага, що може вимагати більш міцних опор.

Звичайний провід:

Переваги:

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Вартість: Дешевший, що може бути важливим фактором при обмеженому бюджеті.

2. Вага: Легший у порівнянні з СІП, що може спростити монтаж і зменшити навантаження на опори.

Недоліки:

1. Безпека: Відсутність ізоляції підвищує ризик коротких замикань та ураження електричним струмом.

2. Міцність: Менша стійкість до зовнішніх впливів та механічних пошкоджень.

3. Монтаж: Потребує використання додаткових ізоляторів та більш складного монтажу.

Для передачі напруги 10 кВ СІП є більш безпечним і надійним варіантом завдяки високій ізоляції та стійкості до зовнішніх впливів. Незважаючи на вищу вартість, він забезпечує кращу безпеку та менші втрати енергії. Звичайний провід може бути використаний, але потребуватиме додаткових заходів для забезпечення безпеки та надійності, що може зрештою збільшити загальну вартість проекту. Отже для покращення електромережі потрібно замінити звичайний провід на СІП.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

2. ОХОРОНА ПРАЦІ

2.1. Розрахунок зони захисту блискавковідводу території підстанції

Зона захисту блискавковідводу визначається як зона захисту стрижневого блискавковідводу [10]. Блискавкозахист ПС 35/10 "Угроїди" виконуємо за допомогою одного стрижневого блискавковідводу. Надійність зони захисту від уражень блискавки 0,999. Вихідні дані наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Вихідні дані розташування блискавковідводів

A, м	B, м	h, м	hx
18	15	27	5

Наведені розрахункові формули (табл. 2.2.) придатні для блискавковідводів висотою до 150 м. При більш високих блискавковідводах слід користуватися спеціальною методикою розрахунку. В нашому випадку висота блискавковідводу $h < 30$.

Розраховуємо параметри зони захисту блискавковідводу [10].

Висота конусу:

$$h_0 = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 27 = 18,9 \text{ м}$$

Радіус конусу на рівні землі:

$$r_0 = 0,6 \cdot h = 0,6 \cdot 27 = 16,2 \text{ м}$$

					БР 3.6.141.109 ПЗ			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розробив</i>	<i>Літовченко А.М.</i>				<i>Розрахунок районної електричної мережі</i>	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Керівник</i>	<i>Дяговченко І.М.</i>						52	65
<i>Консульт.</i>					<i>Пояснювальна записка</i>	СумДУ, ЕТ-01		
<i>Н.контроль</i>								
<i>Завтвер.</i>	<i>Лебединський І.Л.</i>							

розрахунковий струм замикання на землю $I_3^{35} = 9 \text{ А}$, на стороні 10 кВ – $1I_3^{10} = 24 \text{ А}$. Власні потреби підстанції отримують живлення від трансформатора 10/0,4 кВ з заземленою нейтраллю на стороні 0,4 кВ. Природних заземлювачів немає.

Вихідні дані: Розміри ПС – $A \times B = 18 \times 15 \text{ м}^2$; ґрунт в місці будівлі чорнозем; кліматична зона – I;

Вертикальний електрод – кругла сталь $\varnothing 15 \text{ мм}$, довжина – $l_B = 5 \text{ м}$; глибина закладання $t = 0,7 \text{ м}$; Вид ЗП – контурне;

Горизонтальний електрод – смуга ($40 \times 4 \text{ мм}^2$).

Розрахувати: кількість вертикальних і довжину горизонтальних заземлювачів; фактичне значення опору ЗП.

Покажемо розміщення ЗП на плані.

За табл. 2.3, опір ЗП для установок 35 кВ:

$$R_{\text{ЗП}} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{9} = 27,7 \text{ Ом}, (R_{\text{ЗП}35} \leq 27,7)$$

а для установок 10 кВ:

$$R_{\text{ЗП}} \leq \frac{250}{I_3} = \frac{250}{24} = 10,42 \text{ Ом}, (R_{\text{ЗП}10} \leq 10,42)$$

Опір заземлюючого пристрою, до якого приєднані нейтраль джерела живлення або виводи джерела однофазного струму, у будь-який час року не повинне перевищувати 2, 4 і 8 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В джерела однофазного струму. Цей опір необхідно забезпечувати з урахуванням використання всіх заземлювачів, приєднаних до PEN (PE) – провідника, якщо кількість відвідних ліній не менше двох [10].

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір заземлювального пристрою нейтралі трансформатора 0,4 кВ згідно табл. 2.3 повинен бути не менше $\leq 4 R_{3П}$ Ом. Додаткові параметри для розрахунків наведені в табл. 2.4-2.6.

Таблиця 2.3. Допустимі опори захисних і робочих заземлень для електроустановок напругою вище 1000 В і пристроїв грозозахисту

Характеристика об'єкта, що заземлюється	Опір заземлення, Ом, не більше
Установки з ефективно заземленою нейтралью	0,5
Установки з ізолюваною нейтралью і з компенсацією ємнісних струмів замикання на землю, включаючи опори повітряних ліній 3 – 35 кВ із установленим електроустановкам :	
– для заземлюючого пристрою, використовуваного спільно для електроустановок до і вище 1000 В;	$125/I_3$ (не більше 4 Ом)
– для заземлюючого пристрою, що використовується тільки для електроустановок вище 1000 В	$250/I_3$ (не більше 10 Ом)
Окремо розташований блискавковідвід	25
Опори повітряних ліній (ПЛ) усіх напруг металеві, залізобетонні та дерев'яні, на яких підвішений трос і встановлені пристрої грозозахисту; опори ПЛ напругою 110 кВ і вище із установленим електроустановкам; опори металеві і залізобетонні ПЛ напругою 35 кВ і такі ж опори повітряних ліній 3–20 кВ у населеній місцевості при питомому опорі ґрунту ρ , Ом·м:	
до 100	10
100 – 500	15
500 – 1000	20
1000 – 5000	30
більше 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$
Опори металеві і залізобетонні повітряних ліній 3–20 кВ у ненаселеній місцевості при питомому опорі ґрунту, Ом·м:	
до 100	30
більше 100	0,3 ρ
Розрядники і захисні проміжки на підходах ПЛ до підстанцій з обертовими електричними машинами	5

Таблиця 2.4. Найбільші припустимі значення опору заземлюючих пристроїв для трифазних мереж напругою до 1000 В

Напруга мережі, кВ	Режим нейтралі	Найбільше $R_{3П}$, Ом	Вид заземлюючого пристрою
0,66	Глухозаземлена нейтраль	2	Занулення
0,38		4	
0,22		8	
0,66	Ізолювана нейтраль	$125/I_3$ (не більше 4 Ом)	Заземлення
0,38			
0,22			

Заземлювальний пристрій виконується спільним тому, остання вимога є визначальною для розрахунку тому приймаємо $R_{3П} = 4$ Ом.

Визначаємо розрахунковий опір одного вертикального електрода.

$$r_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2p + \frac{1}{2}}{2p - \frac{1}{2}} \right)$$

де в r – розрахунковий опір одного вертикального електрода, Ом;

$\rho_{\text{розр}} = \rho \cdot K_{\text{сез.в.}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

ρ – питомий опір ґрунту, виміряний при нормальній вологості з табл. 7.4, Ом·м;

$K_{\text{сез.в.}}$ – коефіцієнт сезонності;

$K_{\text{сез.в.}} = 1,9$ значення взяте з табл. 2.4. (І кліматична зона);

$K_{\text{сез.г.}} = 5,8$ значення взяте з табл. 2.4. (І кліматична зона);

$$p = t + \frac{l_B}{2};$$

$t = 0,7$ – глибина закладання горизонтального заземлювача, м.

Таблиця 2.5. Питомий опір ґрунту ρ

Ґрунт	Торф	Глина, земля садова	Чорнозем	Суглинок	Кам'янистий ґрунт	Супісок	Пісок з галькою
ρ , Ом·м	20	40	50	100	200	300	800

Для визначення питомого опору землі за розрахункове варто приймати його сезонне значення, що відповідає найменш сприятливим умовам.

Тому обираємо $\rho = 60$ Ом·м.

Розрахунковий опір:

$$r_B = \frac{60 \cdot 1,9}{2\pi \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{15 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot \left(0,7 + \frac{5}{2}\right) + \frac{5}{2}}{2 \cdot \left(0,7 + \frac{5}{2}\right) - \frac{5}{2}} \right) = 25,1 \text{ Ом}$$

Таблиця 2.6. Коефіцієнти сезонності

Кліматична зона	Вид заземлювача		Додаткові відомості
	вертикальний	горизонтальний	
I	2	3	4
І	1,9	5,8	Глибина закладення вертикальних заземлювачів від поверхні землі 0,5...0,7м Глибина закладення горизонтальних заземлювачів 0,3...0,8 м
ІІ	1,7	4,0	
ІІІ	1,5	2,3	
ІV	1,3	1,8	

Визначаємо кількість вертикальних електродів без урахування екранування (розрахункове):

$$N_{в.р}^{\wedge} = \frac{r_B}{R_{зп}}$$

де $N_{в.р}^{\wedge}$ – кількість вертикальних електродів без урахування екранування (розрахункове округлюємо до найбільшого кратного 2);

$R_{зп}$ – граничний опір сполученого ЗП.

$$N_{в.р}^{\wedge} = \frac{r_B}{R_{зп}} = \frac{25,1}{4} = 6,3 \approx 8 \text{ (шт.)}$$

Визначається кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування:

$$N_{в.р} = \frac{N_{в.р}^{\wedge}}{\eta_B}$$

де $N_{в.р}$ – кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування;

η_v , η_r – коефіцієнти використання вертикального й горизонтального електродів, визначаються за табл. 2.7:

$$\eta = f(\text{тип ЗП, вид заземлення, } \frac{a}{l_B}, N_B)$$

де a – відстань між вертикальними заземлювачами, м;

l_B – довжина вертикального заземлювача, м;

N_B – число вертикальних заземлювачів.

Таблиця 2.7. Коефіцієнти використання вертикальних η_v і горизонтальних η_r електродів заземлювального пристрою

N_B	$\frac{a}{l_B}$						Додаткові відомості
	1		2		3		
	η_v	η_r	η_v	η_r	η_v	η_r	
4	0,69	0,45	0,78	0,55	0,85	0,70	Чисельник для контурного ЗП, Знаменник — для рядного
	0,74	0,77	0,83	0,89	0,88	0,92	
6	0,62	0,40	0,73	0,48	0,80	0,64	
	0,63	0,71	0,77	0,83	0,83	0,88	
10	0,55	0,34	0,69	0,40	0,76	0,56	
	0,59	0,62	0,75	0,75	0,81	0,82	
20	0,47	0,27	0,64	0,32	0,71	0,45	
	0,49	0,42	0,68	0,56	0,77	0,68	
30	0,43	0,24	0,60	0,30	0,68	0,41	
	0,43	0,31	0,65	0,46	0,75	0,58	

Так як контурний ЗП закладається на відстані не менше 1 м до будівлі, то довжина по периметру закладання дорівнює:

$$L_n = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (18 + 2) \cdot 2 + (15 + 2) \cdot 2 = 74(\text{м})$$

Визначаємо відстань між вертикальними електродами:

$$a = \frac{L_n}{N_{B.P}} = \frac{74}{8} = 9,25 \text{ (м)}$$

$$\frac{a}{l_B} = \frac{9,25}{5} = 1,85$$

Таким чином

$$\eta_B = f(\text{контурний; вертикальний; } 1,85; 8) = 0,689$$

$$N_{B.P} = \frac{N_{B.P}}{\eta_B} = \frac{8}{0,689} = 11,61, \text{ беремо як } 12$$

Приймається . $N_{B.P} = 12$ шт.

Далі відстань між електродами уточнюємо з урахуванням форми об'єкта.

По кутах встановлюємо по одному вертикальному електроду, а ті що залишилися – між ними. Розміщуємо елементи ЗП на плані та уточнюємо відстані (рис. 2.3).

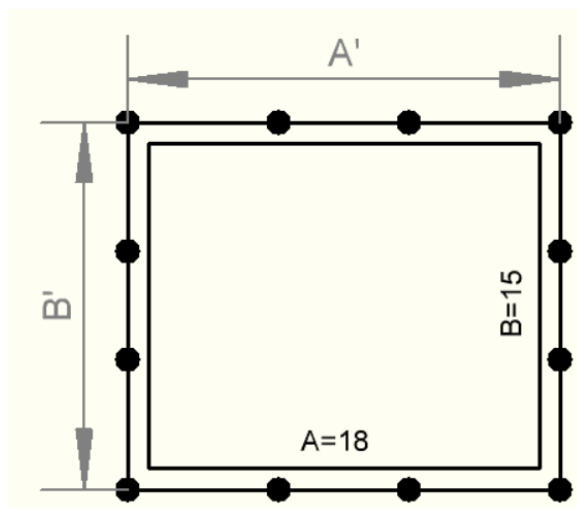


Рисунок 2.3. План заземлювального контуру

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для рівномірного розподілу електродів остаточно приймається, $N_B = 12$,
тоді:

$$a_A = \frac{A'}{n_A - 1}$$

$$a_B = \frac{B'}{n_B - 1}$$

де a_B – відстань між електродами по ширині об'єкта, м;

a_A – відстань між електродами по довжині об'єкта, м;

n_B – кількість електродів по ширині об'єкта;

n_A – кількість електродів по довжині об'єкта.

$$a_A = \frac{A'}{n_A - 1} = \frac{20}{4 - 1} = 6,66$$

$$a_B = \frac{B'}{n_B - 1} = \frac{17}{4 - 1} = 5,66$$

Для уточнення приймаємо середнє значення відношення

$$\left(\frac{a}{l_B}\right) = \frac{1}{2} \left(\frac{a_A + a_B}{l_B}\right) = \frac{1}{2} \left(\frac{6,6 + 5,66}{5}\right) = 1,23$$

Тоді по табл. 2.2.5. уточнюються коефіцієнти використання за допомогою апроксимації.

$$\eta_B = f(\text{контурний; вертикальний; } 1,23; 12) = 0,567$$

$$\eta_\Gamma = f(\text{контурний; горизонтальний; } 1,23; 12) = 0,339$$

Визначаються уточнені значення опорів вертикальних і горизонтальних електродів.

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \eta_B} = \frac{25,1}{12 \cdot 0,567} = 3,689 \text{ Ом}$$

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{L_n \eta_\Gamma} \rho K_{\text{сез.г}} \lg \left(\frac{2L_n^2}{bt} \right) = \frac{0,4}{74 \cdot 0,339} 60 \cdot 5,8 \lg \left(\frac{2 \cdot 74^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} \right) = 31 \text{ Ом}$$

Визначаємо $R_{\text{ЗП.Ф}}$ фактичний опір ЗП:

$$R_{\text{ЗП.Ф}} = \frac{R_B R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma} = \frac{3,689 \cdot 31}{3,689 + 31} = 3,29 \text{ Ом}$$

$$(3,29) R_{\text{ЗП.Ф}} < R_{\text{ЗП}}(4)$$

Отже, було розраховано параметри ЗП об'єкта, що складається з 12 вертикальних заземлювачів, довжиною 5 м, відстань між якими по довжині об'єкта – 6,66 м і 5,66 м – по ширині об'єкта. Довжина по периметру закладання 74 м. Опір заземлюючого пристрою становить 3,29 Ом. Було обрано вертикальний електрод – кругла сталь $\varnothing 15$, горизонтальний електрод – смуга 40×4мм. З даним розрахунком можна провести оновлення або реконструкцію старого заземлення, так як воно за багато років втратило свої властивості, причиною тому є корозія.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

У бакалаврській роботі було розраховано електричну мережу живлення смт. Угроїди. Було визначено та розраховано кількість і вид навантаження споживачів для кожного КТП. Для зменшення втрат в лінії 10 кВ було запропоновано замінити звичайний провід на самонесучій ізольований провід. Було обрано трансформатори які відповідають потужності навантаження. Виконане порівняння між дійсними та обраними трансформаторами, за результатами якого можна побачити, що встановлена потужність деяких трансформаторів не відповідає дійсному навантаженню. Тому для підвищення ефективності електропостачання було запропоновано замінити їх на трансформатори, розраховані за дійсними навантаженнями.

На комплектних трансформаторних підстанціях встановлено трансформатори марки ТМ. Струмопровідні елементи мережі було перевірено на падіння напруги та втрати потужності. Значення напруги у вузлових точках електричної системи мають допустимі відхилення, що відповідає діючим правилам та нормативним документам. Ці відхилення залежать від конфігурації мережі, навантаження та інших чинників, від яких залежить падіння напруги. Компенсація реактивної потужності за допомогою компенсуючих пристроїв для регулювання напруги в розраховані мережі не потрібна.

Захист підстанції від ударів блискавки виконано за допомогою стиржневого блискавковідводу, що встановлений посередині підстанції 35/10 кВ. Було визначено оптимальну висоту блискавковідводу та розраховано зону його покриття. Заземлюючий пристрій підстанції зроблено спільним для робочого, захисного та грозозахисного заземлень. Було знайдено опір заземлюючого пристрою, який складається з вертикальних електродів – кругла сталь $\varnothing 15$ та горизонтальний електрод – смуга 40×4 мм. Захисний пристрій виконано контуром.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/Освітня програма «Електротехнічні системи електроспоживання»/ укладачі: І.Л. Лебединський, І.І. Борзенков – Суми: СумДУ, 2019. – 40 с.
2. Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі» / укладачі: І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми : Сумський державний університет, 2015. – 37 с.
3. The Transformer Marketplace [Electronic resource]. URL: <https://www.btbtransformers.com/>
4. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
5. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
6. Васи́лега, П.О. Електропостачання [Текст]: підручник / П.О. Васи́лега. – Суми: СумДУ, 2019. – 521 с.
7. Васи́лець С. В., Васи́лець К. С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. – Рівне : НУВГП, 2018. – 187 с.
8. Електрична частина електростанцій і дістанцій. Справочні матеріали для курсового і дипломного проектування/ Неклепаев Б., Крючков І. Енергоатомвид, 1989. – 608 с
9. Проектування систем електропостачання: конспект лекцій / укладач: Лебеда С.М. – Суми: СумДУ, 2010. – 52 с.

					БР 3.6.14.1.109 ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10. Блискавкозахист підстанцій. Блискавкозахист і перенапруги в електричних мережах : конспект лекцій / укладач: Петровський М.В. – Суми: СумДУ, 2022.

					<i>БР 3.6.14.1.109 ПЗ</i>	Арк.
						65
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		