

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						1
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		2

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						3
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						4
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		5

ЗМІСТ

	Вступ.....		4
1	Аналіз проектуемого об'єкту.....		5
1.1	Загальна характеристика с.Ромашкове.....		5
1.2	Умови кліматичного стану.....		5
1.3	Аналіз існуючого стану.....		6
1.4	Висновки та пропозиції.....		6
2	Проектування ліній передач електричних мереж.....		7
2.1	Визначення навантаження на ввіді, що обслуговує групу житлових будинків.....		7
2.2	Визначення потужності освітлення вуличних доріг та міських вулиць.....		8
3	Визначення місця розташування трансформаторних підстанцій для споживачів напругою 10/0,4 кв.....		9
3.1	Визначення координат центру навантаження.....		9
3.2	Прокладання ліній електропередачі напругою 0,38 кв.....		1
3.3	Маршрути повітряних ліній електропередачі напругою 380/220 кв.....		1 2
3.4	Визначення навантаження повітряних ліній з напругою 0,38 кв.....		1 2
3.5	Визначаємо потужність і кількість силових трансформаторів для підстанції 10/0,4 кв.....		1 8
3.6	Визначення оптимальної кількості та номінальної потужності силових трансформаторів для підстанції напругою 10/0,4 кв.....		19
3.7	Розрахунок навантажень на повітряні лінії напругою 10 кв.....		20
3.8	Визначення допустимої втрати напруги в мережі.....		22
3.9	Визначаємо переріз проводів повітряних ліній для селища з напругою 10 та 0,38 кв.....		25
4	Розрахунок струмів к.з мережі та мережевого обладнання.		29

4.1	Розрахунок струмів к.з мережі 10 кв.....	29
4.2	Розрахунок струму короткого замикання в мережі 0,38 кв.....	33
4.3	Вибір електричних пристроїв для напруги 10 і 0,38 кв.....	35
4.4	Вибір електричних апаратів.....	36
4.5	Вибір електричних пристроїв для напруги 0,38 кв.....	39
4.6	Розрахунок релейного захисту повітряної лінії селища напру- гою 10 кв.....	41
4.7	Розрахунок максимального струмового захисту повітряної Лінії напругою 10 кв.....	42
4.8	Розрахунок потужності відключення повітряної лінії напругою 10кв.....	45
4.9	Обладнання мереж 10 та 0,4 кв.....	48
4.1	Заземлення елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кв.....	49
0		
4.11	Захист елементів повітряної лінії 10 кв від перенапруги.....	51
4.12	Захист елементів повітряних проводів напругою 10 кв від трекінгу.....	51
5	Розробка системи керування освітлювальною установкою с. Ро- машкове.....	52
5.1	Загальні відомості.....	52
5.2	Складання принципової електричної схеми керування вулич- ним освітленням.....	54
5.3	Опис роботи принципової електричної схеми керування освітленням.....	56
6	Охорона праці.....	57
6.1	Організація роботи з охорони праці на підприємстві.....	57
6.2	Небезпечні та шкідливі виробничі чинники технологічного процесу, причини та наслідки цих чинників.....	58
6.3	Оцінка умов праці технологічного процесу чи робочого місця	59
6.4	Рекомендації щодо впровадження безпечних і здорових умов праці.....	59

7	Екологічна експертиза.....	61
7.1	Вплив на повітряне середовище.....	61
7.2	Вплив на рослинний покрив та біорізноманіття.....	61
7.3	Вплив на водні ресурси.....	61
7.4	Зменшення екологічного впливу.....	61
7.5	Моніторинг та контроль.....	61
8	Техніко-економічні показники дипломного проекту.....	62
	Висновок.....	65
	Список літератури	66

ВСТУП

Сучасний світ неможливо уявити без стабільного електропостачання, особливо в сільських районах, де залежність від електрики велика. Забезпечення надійної та ефективної системи електропостачання стає критично важливим завданням. Розглянемо проблеми існуючої системи електропостачання в цьому селі та запропонуємо реконструкційні заходи, включаючи розробку повітряних ліній.

Як і багато інших сільських населених пунктів, воно стикається з проблемами застарілої інфраструктури, яка потребує термінової модернізації. Зношеність повітряних ліній, низька пропускна спроможність і підвищена аварійність є основними проблемами, що вимагають негайного вирішення.

Реконструкція монтажу повітряних ліній у селі Ромашкове має на меті значно покращити якість електропостачання, підвищити надійність мережі та знизити ризик аварійних ситуацій. Цей процес включає заміну застарілих ліній, впровадження сучасних технологій та матеріалів, що забезпечують більш ефективну і безпечну експлуатацію електромереж.

Проект модернізації не лише сприятиме підвищенню якості життя мешканців села, але й створить передумови для подальшого економічного розвитку регіону.

Отже, модернізація системи електропостачання с. Ромашкове Шосткинського району є необхідним кроком для досягнення сталого розвитку та покращення якості життя його мешканців. Успішна реалізація цього проекту дозволить забезпечити стабільне і надійне електропостачання, що є запорукою сучасного та комфортного життя.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						9
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ПРОЕКТУЄМОГО ОБ'ЄКТУ

1.1 Загальна характеристика с.Ромашкове.

Село Ромашкове розташоване на березі річки Знобівка. Село Шалимівка знаходиться вище за течією на відстані 2 км, а село Чернацьке — нижче за течією на відстані 1,5 км. Також на відстані 1,5 км від Ромашкового розташоване село Лісова Поляна. Автомобільна дорога Т 1915 проходить через село.

Кількість населення на 2020 рік 377 осіб.



1.2 Умови кліматичного стану

Клімат в селі м'який, помірно-континентальний. Зима прохолодна, літо помірно жарке. Середня температура в січні -8°C , в липні до $+22^{\circ}\text{C}$.

У селі щорічно випадає в середньому 675 мм опадів. Ця цифра може коливатися від 230 до 885 мм в залежності від року. Близько 64% опадів припадає на теплу частину року. Найбільше опадів припадає на липень, а найменше - на лютий.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						10
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

1.3 Аналіз існуючого стану

Більшість електричних мереж у стоять ще з минулого століття і потребують заміни.

Зростання населення та індустріалізація вимагають більшої потужності, ніж може забезпечити поточна система.

Через застаріле обладнання мереж та недостатню технічну підтримку, перебої у електропостачанні стають частим явищем. Бувають часті перепади напруги під час виконання промислових робіт на території селища.

В нинішній час багато пошкоджених частин електричної мережі.

1.4 Висновки та пропозиції.

Характеристика об'єкту електропостачання селища Ромашкове повинна враховувати всі вище перелічені аспекти для забезпечення надійного та безперебійного постачання електроенергії. Детальний аналіз дозволить не тільки підтримувати існуючу інфраструктуру в належному стані, а й планувати подальший розвиток енергетичної системи з урахуванням потреб та перспектив зростання селища.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						11
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

2 ПРОЕКТУВАННЯ ЛІНІЙ ПЕРЕДАЧ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Проводимо розрахунок навантаження на вводах споживачів одночасно для пікових годин дня та вечорів. Коефіцієнт участі у пікових годинах денного навантаження для побутового споживання становить 0,3, а для вечірніх - 1,0.

2.1 Визначення навантаження на вводі, що обслуговує групу житлових будинків.

План сільського населеного пункту наводимо на листі графічної частини проекту ДП 12.0.05.ЕС.

Для селища, навантаження на вводі досягає свого піку вечірнього часу і складає.:

$$P_B = n \cdot k_0 P_0, \quad (2.1)$$

де n – кількість будинків у групі, шт. За умовами завдання, $n = 2$ шт.;

k_0 – коефіцієнт одночасності (для будинків однієї групи, $k_0 = 0,77$);

P_0 – розрахункове навантаження на вводі в житловий будинок.

Для селища міського типу із газифікацією нової забудови $P_0 = 5 \text{ кВт}$.

$$P_B = 2 \cdot 0,77 \cdot 5 = 7,7 \text{ кВт}$$

Навантаження на вводі, що досягає свого максимуму протягом денного періоду для селища:

$$P_D = 0,3 P_B. \quad (2.2)$$

$$P_D = 0,3 \cdot 7,7 = 2,31 \text{ кВт}$$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						12
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

2.2 Визначення потужності освітлення вуличних доріг та міських вулиць.

Потужність освітлення на вулицях селища.

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + N \cdot P_{0 \text{ прим.}} \quad (2.3)$$

де L – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;

N – кількість виробничих приміщень, шт.;

$P_{0 \text{ вул.}}$, $P_{0 \text{ прим.}}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення,

$$P_{з.о.} = 1950 \cdot 0,004 + 7 \cdot 0,25 = 9,6 \text{ кВт}$$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						13
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ НАПРУГОЮ 10/0,4 КВ.

3.1 Визначення координат центру навантаження.

Кількість трансформаторних підстанцій (ТП) у сільському населеному пункті визначається з урахуванням фактичного розташування окремих споживачів, наявності споживачів першої категорії та загальної потужності навантаження. В межах дипломного проекту кількість ТП у населеному пункті розподіляється відповідно до навантаження, і вибираються дві найбільш відповідні ТП. Зазвичай, ТП встановлюються у центрі зони найбільшого навантаження.

Координати центру навантажень населеного пункту розраховуються за такими формулами.:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (3.1)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (3.2)$$

де P_i – розрахункова потужність на вводі-го споживача, кВт;

x_i, y_i – відстань доі-го споживача за координатними осями. Координати споживачів електричної енергії беремо із листа графічної частини роботи ДП.12.0.05.ЕС.

Для розрахунку центра навантаження ми використовуємо один із двох пікових періодів - денний або вечірній, залежно від того, який має більше сумарне навантаження.

Для забезпечення електропостачання сільських споживачів застосовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП) напругою 10/0,4 кВ. Вибір

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						14
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

конкретного типу КТП залежить від кількості та потужності трансформаторів, кількості споживачів та ліній напругою 0,4 кВ, що підключені до КТП.

Таблиця 3.1 – Розрахунок координат центру навантажень.

№	Найменування споживача	P_d , кВт	P_B , кВт	x, см	y, см	$P \times x$	$P \times y$
1.1	Група житлових будинків	2,31	7,7	56	79	431,2	608,3
1.2	Група житлових будинків	2,31	7,7	64	79	492,8	608,3
1.3	Група житлових будинків	2,31	7,7	71	79	546,7	608,3
1.4	Група житлових будинків	2,31	7,7	78	79	600,6	608,3
1.5	Група житлових будинків	2,31	7,7	93	79	716,1	608,3
1.6	Група житлових будинків	2,31	7,7	100,5	79	773,8	608,3
1.7	Група житлових будинків	2,31	7,7	107	79	823,9	608,3
1.8	Група житлових будинків	2,31	7,7	114,5	79	881,6	608,3
1.9	Група житлових будинків	2,31	7,7	64	50	492,8	385
1.10	Група житлових будинків	2,31	7,7	71	50	546,7	385
1.11	Група житлових будинків	2,31	7,7	93	50	716,1	385
1.12	Група житлових будинків	2,31	7,7	100,5	50	773,8	385
1.13	Група житлових будинків	2,31	7,7	107	50	823,9	385
1.14	Група житлових будинків	2,31	7,7	114,5	50	881,6	385
1.15	Група житлових будинків	2,31	7,7	56	37	431,2	284,9
1.16	Група житлових будинків	2,31	7,7	64	37	492,8	284,9
1.17	Група житлових будинків	2,31	7,7	71	37	546,7	284,9
1.18	Група житлових будинків	2,31	7,7	93	37	716,1	284,9
1.19	Група житлових будинків	2,31	7,7	100,5	37	773,8	284,9
1.20	Група житлових будинків	2,31	7,7	107	37	823,9	284,9
1.21	Група житлових будинків	2,31	7,7	64	9	492,8	69,3
1.22	Група житлових будинків	2,31	7,7	71	9	546,7	69,3
1.23	Група житлових будинків	2,31	7,7	78	9	600,6	69,3
1.24	Група житлових будинків	2,31	7,7	107	9	823,9	69,3
1.25	Група житлових будинків	2,31	7,7	114,5	9	881,6	69,3
3	Клуб на 200 місць	3	10	114,5	37	1145	370
4	Школа на 150 учнів	12	5	100,5	10,5	1206	126
7	Продуктовий мазазин	6	4	114,5	18	687	108
10.1	Лазня	9	9	93	24,5	837	220,5
10.2	Лазня	9	9	33	51	297	459
11	Котельня	20	40	78	50,5	3120	2020
15.1	Кормоцех	40	10	42	35	1680	1400
15.2	Кормоцех	40	10	33	35	1320	1400
16	Пилорама	25	2	20	51	500	1275
19	Зернохосвище 500 т	10	4	9	52	90	520
21	Майстерня	30	10	19	35	570	1050
24	Свинарник-маточник	6	10	42	24,5	420	245
26	Корівник на 180 голів	12	12	8	24,5	96	294
	Разом:	279,8	327,5			28 599,7	18 719,8

$$x_{ц.н.} = \frac{28599,7}{445,5} = 64\text{см}$$

$$y_{ц.н.} = \frac{18719,8}{445,5} = 42\text{см}$$

Однак, для поліпшення надійності та якості електропостачання споживачів ми приймаємо рішення щодо розподілу навантаження у нашому населеному пункті на два сектори: комунально-побутовий та промисловий.

Для комунально-побутового сектору КТП-1:

$$x_{ц.н.} = \frac{23626,7}{269,5} = 88\text{см}$$

$$y_{ц.н.} = \frac{12076,8}{269,5} = 45\text{см}$$

Для промислового сектору КТП-2:

$$x_{ц.н.} = \frac{4973}{176} = 28\text{см}$$

$$y_{ц.н.} = \frac{6643}{176} = 38\text{см}$$

Враховуючи рельєф та забудову населеного пункту, ми встановлюємо точні координати розміщення наших комплектних трансформаторних підстанцій (КТП):

Комунально-побутовий сектор: ; КТП-110/0,4 кВ: $x = 88\text{см}$; $y = 45\text{см}$;

Промисловий сектор: КТП-210/0,4 кВ: $x = 28\text{ см}$; $y = 38\text{см}$.

3.2 Прокладання ліній електропередачі напругою 0,38 кВ.

Після визначення місця розміщення КТП-1 напругою 10/0,4 кВ у населеному пункті, ми вирішуємо питання щодо кількості ліній та їх маршруту. Для забезпечення електропостачання споживачів комунально-побутового сектору ми встановлюємо 4 лінії напругою 0,38 кВ, що відходять від КТП-1 10/0,4 кВ.

Для електропостачання споживачів промислового сектору ми приймаємо рішення про встановлення 2 ліній напругою 0,38 кВ, які також відводяться від КТП-2 10/0,4 кВ.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						16
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

3.3 Маршрути повітряних ліній електропередачі напругою 380/220 кВ.

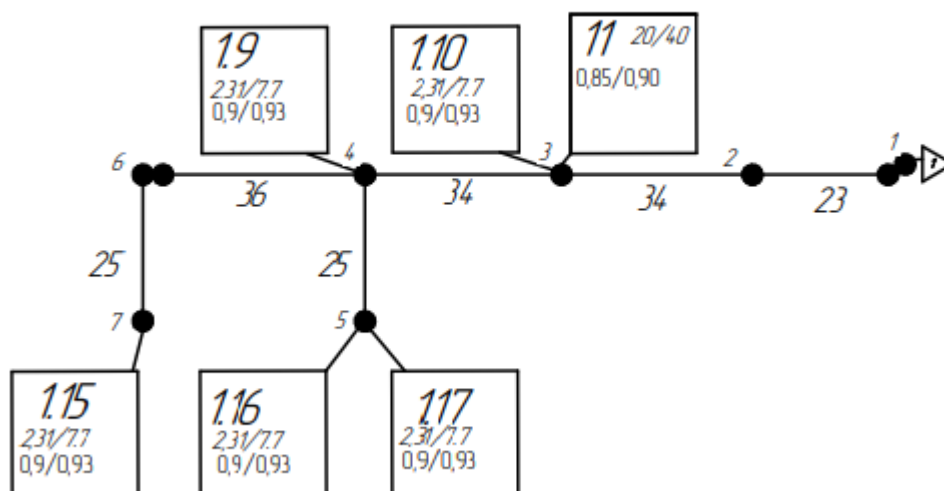
Під час проектування маршруту ліній електропередачі (ЛЕП), ми урахуємо розміщення будівель з одного боку вулиці з врахуванням відгалужень до кожної окремої будівлі. Можливий перетин проїзної частини вулиці з відповідним обгрунтуванням і дотриманням стандартного розміру проводів - 6 метрів.

Загальна довжина ПЛ напругою 0,38 кВ не повинна перевищувати 400 м. Відстань між опорами зазвичай становить 35-40 м, але не більше 45 м. Згідно Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), довжина відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до введів у будівлю, без підставних опор, не повинна перевищувати 25м.

З міркувань механічної міцності для ПЛ напругою 0,38 кВ ми застосовуємо алюмінієві проводи перерізом не менше 16 мм².

3.4 Визначення навантаження повітряних ліній з напругою 0,38 кВ.

Для кожної електричної мережі напругою 0,38 кВ ми створюємо схему, на якій вказуємо споживачів, їх навантаження у пікові та вечірні години (позначені як РД та РВ), а також пронумеровані розрахункові ділянки та їх довжину. Схеми мереж ми створюємо без масштабу (рисунки 3.1-3.4), що включають КТП1 та КТП2 (рисунки 3.5 та 3.6).



					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						17
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Рисунок 3.1– Розрахункова схема повітряної лінії №1 КТП-1.

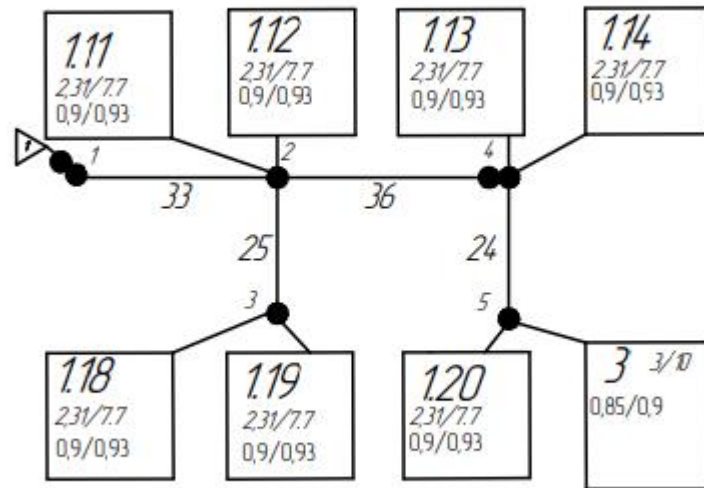


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема повітряної лінії №2 КТП-1.

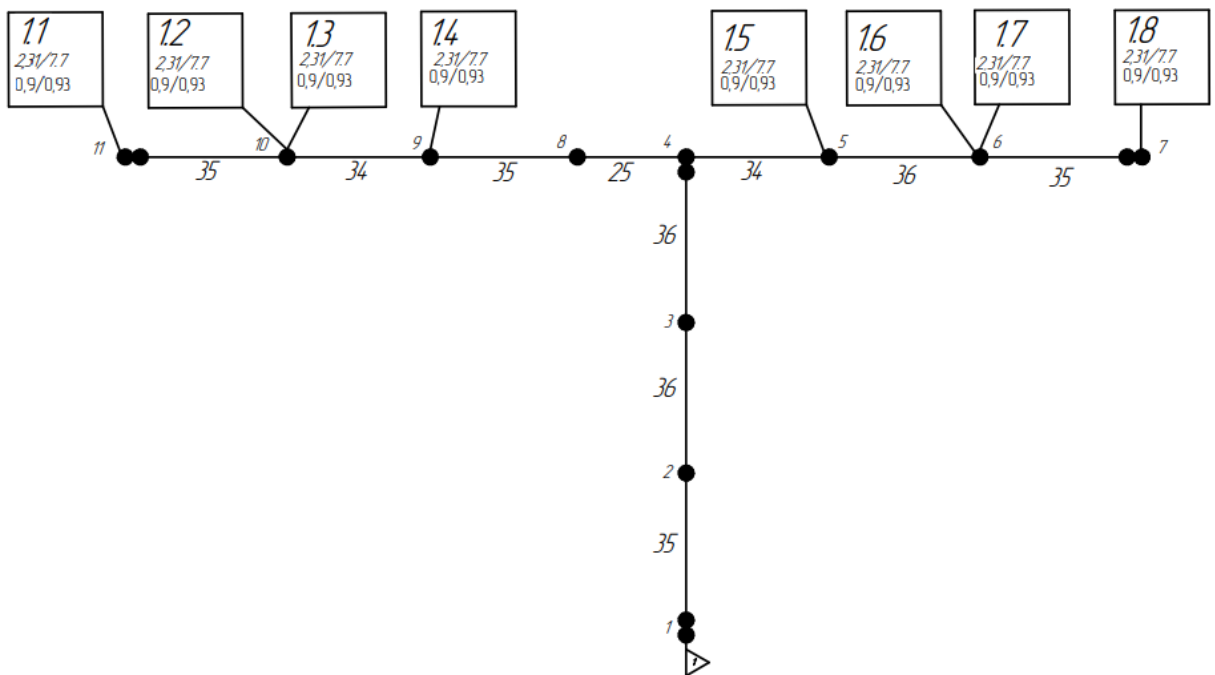


Рисунок 3.3– Розрахункова схема повітряної лінії №3 КТП-1.

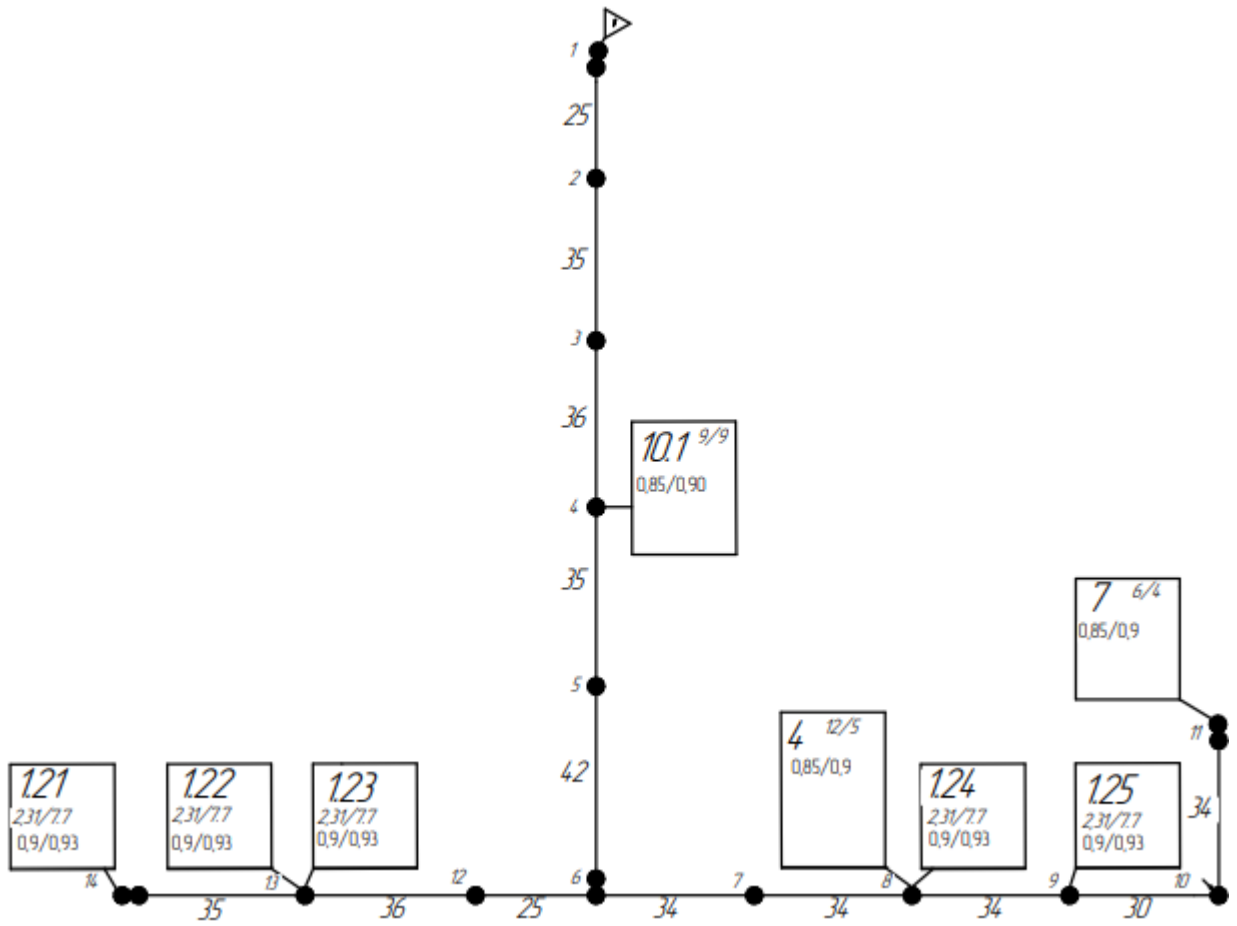


Рисунок 3.4– Розрахункова схема повітряної лінії №4 КТП-1.

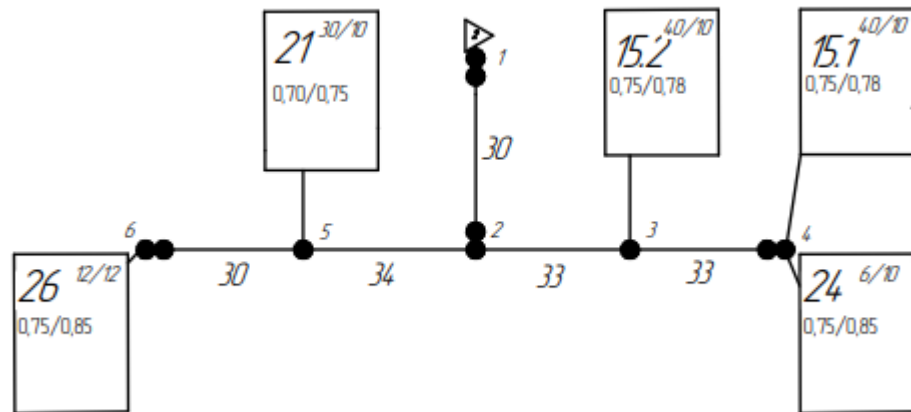


Рисунок 3.5– Розрахункова схема повітряної лінії №1 КТП-2.

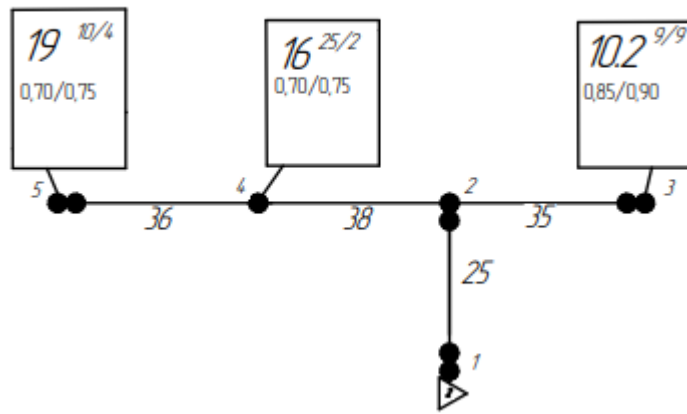


Рисунок 3.6– Розрахункова схема повітряної лінії №2 КТП-2.

Розрахунок навантажень на окремих ділянках лінії з напругою 0,38 кВ здійснюється з урахуванням специфіки навантажень. Оскільки навантаження в цих лініях неоднорідні та нерівномірні, ми проводимо розрахунок за допомогою методу надбавок.:

$$P_p = P_b + \Delta P_m, \quad (3.3)$$

де P_b – більше з навантажень, кВт;

ΔP_m – надбавка від меншого навантаження, кВт

Коефіцієнт потужності, середньозважений для ділянок лінії з різнорідними навантаженнями, обчислюється за допомогою спеціальної формули.

$$\cos \varphi_{сз} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (3.4)$$

де P_i – розрахункове навантаження і-го споживача, кВт;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності і-го споживача.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						20
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Значення повних потужностей на ділянках лінії визначається із виразів :

Ділянка лінії	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		Надбавки		Розрахункове навантаження		Коефіцієнт потужності		Повна розрах. потужність	
	P_D , кВт	P_B , кВт	P_D , кВт	P_B , кВт	ΔP_D , кВт	ΔP_B , кВт	P_{PD} , кВт	P_{PB} , кВт	$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	S_{PB} , кВА	S_{PD} , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблиця 3.1 – Розрахунок навантажень ПЛ – 0,38 кВ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПЛ-1 КТП-1												
7-4	2,31	7,7					2,31	7,7	0,9	0,93	2,57	8,28
5-4	2,31	7,7	2,31	7,7	1,39	4,62	3,7	12,32	0,9	0,93	4,11	13,25
4-3	3,7	12,32	2,31	7,7	1,39	4,62	5,09	16,94	0,9	0,93	5,66	18,22
	5,09	16,94	2,31	7,7	1,39	4,62	6,48	21,56	0,9	0,93	7,2	23,18
3-КТП1	6,48	21,56	2,31	7,7	1,39	4,62	7,87	26,18	0,9	0,93	8,74	28,15
	20	40	7,87	26,18	4,72	16,5	24,72	56,50	0,86	0,91	28,74	62,09
							24,72	56,50			28,74	62,09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПЛ-2 КТП-1												
5-2	3	10	2,31	7,7	1,39	4,62	4,39	14,62	0,87	0,91	5,05	16,07
	4,39	14,6	2,31	7,7	1,39	4,62	5,78	19,24	0,88	0,92	6,57	20,91
	5,78	19,2	2,31	7,7	1,39	4,62	7,17	23,86	0,89	0,92	8,06	25,93
3-2	2,31	7,7	2,31	7,7	1,39	4,62	3,7	12,32	0,9	0,93	4,11	13,25
	7,17	23,86	3,7	12,32	2,22	7,49	9,39	31,35	0,89	0,92	10,55	34,08
2-КТП1	9,39	31,35	2,31	7,7	1,39	4,62	10,78	35,97	0,89	0,92	12,11	39,10
	10,7											
	8	35,97	2,31	7,7	1,39	4,62	12,17	40,59	0,89	0,92	13,67	44,12
							12,17	40,59			13,67	44,12
ПЛ-3 КТП-1												
11-10	2,31	7,7					2,31	7,7	0,9	0,93	2,57	8,28
10-9	2,31	7,7	2,31	7,7	1,39	4,62	3,7	12,32	0,9	0,93	4,11	13,25
	3,7	12,32	2,31	7,7	1,39	4,62	5,09	16,94	0,9	0,93	5,66	18,22
9-4	5,09	16,94	2,31	7,7	1,39	4,62	6,48	21,56	0,9	0,93	7,20	23,18
7-6	2,31	7,7					2,31	7,7	0,9	0,93	2,57	8,28
6-5	2,31	7,7	2,31	7,7	1,39	4,62	3,7	12,32	0,9	0,93	4,11	13,25
	3,7	12,32	2,31	7,7	1,39	4,62	5,09	16,94	0,9	0,93	5,66	18,22
5-4	5,09	16,94	2,31	7,7	1,39	4,62	6,48	21,56	0,9	0,93	7,20	23,18
4-КТП1	6,48	21,56	6,48	21,56	3,89	13,5	10,37	35,06	0,9	0,93	11,52	37,70
							10,37	35,06			11,52	37,70
ПЛ-4 КТП-1												
14-13	2,31	7,7					2,31	7,7	0,9	0,93	2,57	8,28
13-6	2,31	7,7	2,31	7,7	1,39	4,62	3,7	12,32	0,9	0,93	4,11	13,25
	3,7	12,32	2,31	7,7	1,39	4,62	5,09	16,94	0,9	0,93	5,66	18,22
11-9	6	4					6	4	0,85	0,9	7,06	4,44
9-8	6	4	2,31	7,7	1,39	4,62	7,39	8,62	0,86	0,92	8,59	9,37
	7,39	8,62	2,31	7,7	1,39	4,62	8,78	13,24	0,87	0,92	10,09	14,39
8-6	8,78	13,24	12	5	7,3	3	16,08	16,24	0,86	0,91	18,7	17,84
	16,0											
6-4	8	16,24	3,7	12,32	2,22	7,49	18,3	23,73	0,87	0,92	21,03	25,79

4-КТП	18,3 0	23,73	9	9	5,4	5,4	23,7	29,13	0,86	0,91	27,56	32,01
							23,7	29,13			27,56	32,01
ПЛ-1 КТП-2												
6-2	30	10	12	12	7,3	7,3	37,3	17,3	0,71	0,8	52,54	21,63
4-3	40	10	6	10	3,6	6	43,6	16	0,75	0,82	58,13	19,51
3-2	43,6	16	40	10	26,5	6	70,1	22	0,75	0,8	93,47	27,5
2-КТП2	70,1	22	37,3	17,3	24,5	10,7	94,6	32,7	0,74	0,8	127,8	40,9
							94,6	32,7			127,8	40,9
ПЛ-2 КТП-2												
5-2	25	2	10	4	6	2,4	31	4,4	0,7	0,75	44,29	5,87
3-2							9	9	0,85	0,9	10,59	10
2-КТП2	31	4,4	9	9	5,4	5,4	36,4	9,8	0,73	0,85	49,86	11,53
							36,4	9,8			49,86	11,53

$$S_{PD} = \frac{P_D}{\cos \varphi_D}; \quad S_{PB} = \frac{P_B}{\cos \varphi_B}. \quad (3.5)$$

Для прикладу проведемо розрахунок навантажень ПЛ №6 КТП-1 на ділянці 7-4-5-4. Розрахунок починаємо із кінця лінії.

Ділянка 7-4.

$$P_{p\partial} = 2,31 \text{ кВт};$$

$$P_{p\epsilon} = 7,7 \text{ кВт}.$$

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,9;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = 0,93;$$

$$S_{p\partial} = \frac{2,31}{0,9} = 2,57 \text{ кВА};$$

$$S_{p\epsilon} = \frac{7,7}{0,93} = 8,28 \text{ кВА}.$$

Ділянка 2-КТП-2.

$$P_{p\partial} = 31 + 5,4 = 36,4 \text{ кВт};$$

$$P_{p\epsilon} = 4,4 + 5,4 = 9,8 \text{ кВт}.$$

$$\cos \varphi_{\partial} = \frac{31 \cdot 0,70 + 9 \cdot 0,85}{31 + 9} = 0,73;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = \frac{4,4 \cdot 0,75 + 9 \cdot 0,90}{4,4 + 9} = 0,85;$$

$$S_{p\partial} = \frac{36,4}{0,73} = 4,1 \text{ кВА};$$

$$S_{p\epsilon} = \frac{9,8}{0,85} = 11,53 \text{ кВА}.$$

3.5 Визначаємо потужність і кількість силових трансформаторів для підстанції 10/0,4 кВ.

Розрахунок потужності для одно- або двотрансформаторних підстанцій виконується за допомогою методу надбавок, де розрахункові активні потужності на головних лініях, що виходять з підстанції, сумуються окремо для денних і вечірніх періодів.

Навантаження зовнішнього освітлення населеного пункту додається до вечірнього розрахункового навантаження повністю.

$$P_{PДтр} = P_{PДлін.Б} + \sum \Delta P_{PДлін.М}, \quad (3.6)$$

$$P_{PВтр} = P_{PВлін.Б} + \sum \Delta P_{PВлін.М} + P_{з.о.}, \quad (3.7)$$

де $P_{PДлін.Б}$, $P_{PВлін.Б}$ – більше з розрахункових, відповідно, денних та вечірніх навантажень ліній, що відходять від підстанції, кВт;

$\sum \Delta P_{PДлін.М}$, $\sum \Delta P_{PВлін.М}$ – сума надбавок від менших розрахункових, відповідно денних та вечірніх, навантажень ліній, кВт;

$P_{з.о.}$ – навантаження зовнішнього освітлення, кВт.

Повна розрахункова потужність трансформаторної підстанції КТП-1 (денна або вечірня) визначається через відповідний коефіцієнт потужності за формулою (8).

$$P_{PДтр} = 24,72 + 7,4 + 6,24 + 14,8 = 53,2 \text{ кВт};$$

$$P_{PВтр} = 56,50 + 26,9 + 22,7 + 18,4 + 9,6 = 134,1 \text{ кВт};$$

$$S_{PДтр} = \frac{53,2}{0,89} = 59,8 \text{ кВА};$$

$$S_{PВтр} = \frac{134,1}{0,92} = 145,8 \text{ кВА}.$$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						23
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

В розрахунках приймається більша потужність трансформатора для комунально-побутового сектору, яка є вечірньою.:

$$S_{Pmp} = S_{PBmp} = 145,8 \text{кВА}.$$

Також визначаємо повну розрахункову потужність трансформатору КТП-2:

$$P_{PДmp} = 94,60 + 23,8 = 118,4 \text{кВт};$$

$$P_{PBmp} = 32,70 + 5,88 + 9,6 = 48,18 \text{кВт};$$

$$S_{PДmp} = \frac{118,4}{0,89} = 133 \text{кВА};$$

$$S_{PBmp} = \frac{48,18}{0,92} = 52,37 \text{кВА}.$$

В якості розрахункової береться вища (денна) потужність трансформатора для промислового сектору:

$$S_{Pmp} = S_{PBmp} = 133 \text{кВА}.$$

3.6 Визначення оптимальної кількості та номінальної потужності силових трансформаторів для підстанції напругою 10/0,4 кВ.

Вибір встановленої потужності трансформаторів одно- та двотрансформаторних підстанцій здійснюється з урахуванням їхньої працездатності в нормальному режимі за економічними інтервалами навантажень.:

$$S_{EK.min} \leq \frac{S_{Pнд.}}{n} \leq S_{EK.max}, \quad (3.8)$$

де $S_{Pнд.}$ – розрахункове навантаження підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів, шт.;

$S_{EK.min}$, $S_{EK.max}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності, кВА.

Ми встановлюємо трансформатор КТП-1 з потужністю 100 кВА, при цьому враховуємо наступний економічний інтервал навантаження для комунально-побутового сектору.:

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						24
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$121 \leq \frac{145,8}{1} \leq 150;$$

Ми встановлюємо трансформатор КТП-2 потужністю 100 кВА, з урахуванням наступного економічного інтервалу навантаження для промислового сектору.:

$$126 \leq \frac{133}{1} \leq 160.$$

Перевіряємо прийняту номінальну потужність трансформатора, враховуючи його роботу в нормальному режимі експлуатації та дотримуючись допустимих систематичних навантажень. Щоб забезпечити нормальний режим роботи підстанції, перевіряємо обрану номінальну потужність трансформатора з використанням відповідних співвідношень.

$$\frac{S_P}{n S_H} \leq k_c, \quad (3.9)$$

де S_P, S_H – відповідно, розрахункова і номінальна потужність трансформатора, кВА;

n – кількість трансформаторів, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження .

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}), \quad (3.10)$$

де k_{cm} – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, яке відповідає табличній середньодобовій температурі ;

α – розрахунковий температурний градієнт, $1/^\circ\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, $^\circ\text{C}$;

t_{nm} – середньодобова таблична температура повітря, $^\circ\text{C}$.

Для КТП-1:

$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (5 - (-10)) = 1,62.$$

$$\frac{145,8}{100} = 1,46 \leq 1,62.$$

Умова виконується.

Для КТП-2:

$$k_c = 1,59 - 0,92 \cdot 10^{-2} \cdot (5 - (-10)) = 1,45$$

$$\frac{133}{100} = 1,33 \leq 1,45.$$

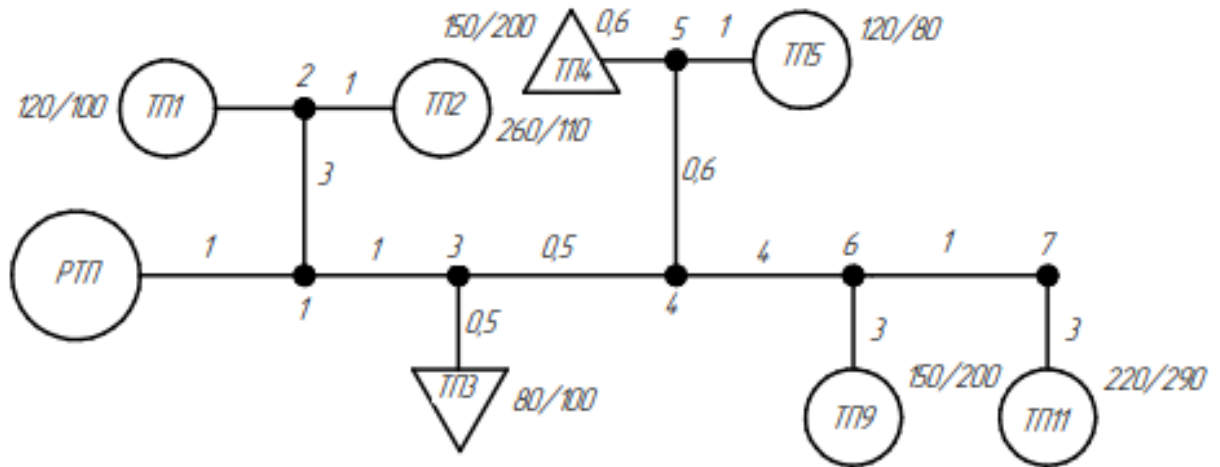
Умова виконується.

3.7 Розрахунок навантажень на повітряні лінії напругою 10 кв.

Проводиться розрахунок навантажень для лінії напругою 10 кВ, яка має відповідну конфігурацію відповідно до варіанту завдання. Навантаження на споживчі

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						25
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ та довжину ділянок лінії 10 кВ вказано на схемі.



Схема– Розрахункова схема мережі 10 кВ.

Навантаження на ділянках ліній напругою 10 кВ визначаються шляхом обчислення суми навантажень на вводах до споживчих трансформаторних підстанцій окремо для денного і вечірнього періодів, з урахуванням коефіцієнта одночасності.:

$$P_{PD} = k_o \sum_{i=1}^n P_{Di}, \quad P_{PB} = k_o \sum_{i=1}^n P_{Bi}, \quad (3.11)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності ;

К-ть КТП	k_o
1	1
2	0,9
3	0,85
4	0,82
5	0,8
Більше 5	0,79

P_{Di} і P_{Bi} – навантаження (денне і вечірнє) i -ї підстанції, кВт.

Виконуємо розрахунок навантажень для лінії напругою 10 кВ та заносимо їх до відповідної таблиці.

Таблиця 3.2– Розрахунок навантажень ПЛ-10 кВ.

Ділянка	$\Sigma P_{д}$ кВт	$\Sigma P_{вб}$ кВт	K_0	$P_{дл}$ кВт	$P_{вб}$ кВт	$\cos \varphi_{д}$	$\cos \varphi_{в}$	$S_{дл}$ кВА	$S_{вб}$ кВА
ТП11-7	220	290	1	220	290	0,8	0,83	275	349,40
ТП9-6	150	200	1	150	200	0,8	0,83	187,5	240,96
7-4	370	490	0,9	333	441	0,8	0,83	416,25	531,33
ТП5-5	120	80	1	120	80	0,8	0,83	150	96,39
ТП4-5	150	200	1	150	200	0,8	0,83	187,5	240,96
5-4	270	280	0,9	243	252	0,8	0,83	303,75	303,61
4-3	640	770	0,82	524,8	631,4	0,8	0,83	656	760,72
ТП3-3	80	100	1	80	100	0,8	0,83	100	120,48
3-1	720	870	0,8	576	696	0,8	0,83	720	838,55
ТП2-2	260	110	1	260	110	0,8	0,83	325	132,53
ТП1-2	120	100	1	120	100	0,8	0,83	150	120,48
2-1	380	220	0,9	342	198	0,8	0,83	427,5	238,55
1-РТП	1100	1090	0,79	869	861,1	0,8	0,83	1086,25	1037,47
								1086,25	1037,47

3.8 Визначення допустимої втрати напруги в мережі

Допустимий рівень втрат напруги в лініях напругою 0,38 та 10 кВ встановлюється з урахуванням відхилення напруги у споживачів, яке має бути в межах плюс-мінус 5% від їхньої номінальної величини.

Загальний допустимий рівень втрат напруги в мережі напругою 10 та 0,38 кВ під час 100% навантаження обчислюється як :

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \Delta V_{(\text{живл.})}^{100} + \sum (V_{(\text{пост.})} + V_{(\text{перем.})}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - V_{\text{спож.}}^{100}, \quad (3.12)$$

де $\Delta V_{(\text{живл.})}^{100}$ - відхилення напруги біля джерела живлення при 100 % навантаженні (для мережі 35/10/0,4 кВ - на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ), %;

$V_{\text{спож.}}^{100}$ - відхилення напруги у споживача при 100 % навантаженні, %;

$\sum (V_{(\text{пост.})} + V_{(\text{перем.})})$ - сума постійних та перемінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100}$ – сумарні втрати напруги в мережі при 100% навантаженні, %.

Загальні допустимі втрати напруги мережі слід розподілити майже порівну між лініями напруги 10 та 0,38 кВ.

Відхилення напруги у споживача, розташованого найближче до джерела живлення, при 25% навантаженні віддаленої комплектної трансформаторної підстанції перевіряється за таким виразом:

$$V_{спож.}^{25} = \Delta V_{живл.}^{25} + \sum (V_{пост.} + V_{перем.}) - \sum \Delta U_{врт.}^{25} \quad (3.13)$$

де $\Delta V_{живл.}^{25}$ - відхилення напруги біля джерела при 25 % навантаженні, %;

$\sum (V_{пост.} + V_{перем.})$ - сума надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{врт.}^{25}$ - сумарні втрати напруги в мережі при 25 % навантаженні, %.

Для розрахунку допустимих втрат напруги в мережі 10 і 0,38 кВ складається розрахункова схема мережі (рисунок 6). На основі розрахунків складається таблиця відхилень напруги.

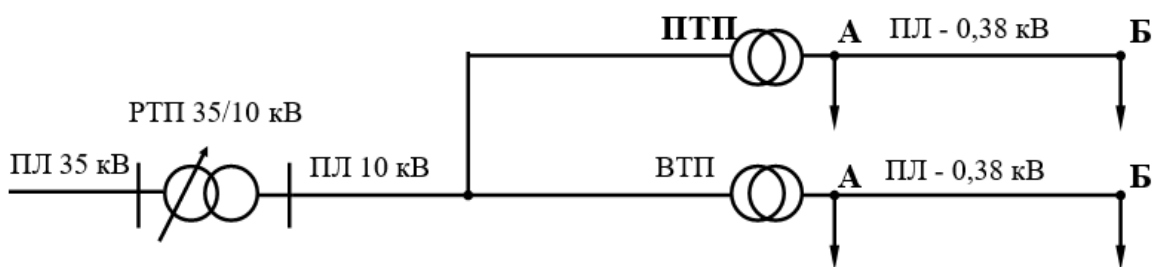


Рисунок 3.7- Розрахункова схема мережі 10 та 0,38 кВ.

Таблиця 3.3 – Відхилення та втрати напруги на елементах системи.

Елемент установки	Відхилення напруги, %			
	Віддалена КТП		Проектована КТП	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+ 3,5	1,2	+ 3,5	1,2
Повітряна лінія 10 кВ	- 3	- 1,6	- 4,0	- 1,0
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
- постійна надбавка	+ 2,5	+ 2,5	+ 2,5	+ 2,5
- змінна надбавка	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0
- втрати	- 4,0	- 1,0	- 4,0	- 1,0
Повітряна лінія 0,38 кВ	- 4	0	- 0,5	0
Відхилення напруги у споживача	- 5	+ 1,1 < 5	- 5	+ 1,7 < 5

Для віддаленої ТП-11 ми приймаємо надбавку трансформатора у розмірі +2,5% (+2,5 - постійна; 0 - змінна надбавка).

Загальна допустима втрата напруги в мережі напругою 10 та 0,38 кВ до віддаленої ТП під час 100% навантаження дорівнює::

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = 3,5 + (2,5 + 0) - 4 - (-5) = 7\%.$$

Втрата напруги ділиться приблизно порівну між мережами 10 і 0,38 кВ

$$\Delta U_{\text{доп}10}^{100} = -3\% \quad \Delta U_{\text{доп}0,38}^{100} = -4\%.$$

Відхилення напруги у найближчого до джерела живлення споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП:

$$V_{\text{слож}}^{25} = 1,2 + (2,5 + 0) - (1,6 + 1) = 1,1\%.$$

За допустимою втратою напруги в лінії напругою 10 кВ, яка дорівнює - 3%, в пункті 7 перевіряють вибрані перерізи проводів лінії напругою 10 кВ.

Для ближньої (проектованої) ТП-4 ми приймаємо надбавку трансформатора у розмірі +2,5% (+2,5 - постійна; 0 - змінна надбавка).

Фактична втрата напруги в мережі напругою 10 кВ до ТП-4 становить близько 4,0% (3,96%), тоді втрата в мережі напругою 0,38 кВ ТП-4 за виразом (15) становитиме:

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						29
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$\Delta U_{дор}^{100} = 3,5 + (2,5 + 0) - (4,0 + 4) - (-7,5) = 0,5\%$$

Відхилення напруги у найближчого до джерела живлення споживача при 25% навантаженні проекрованої ТП4

$$V_{слож.}^{25} = 1,2 + (2,5 + 0) - (1 + 1) = 1,7\%.$$

За допустимою втратою напруги в лінії напругою 0,38 кВ проекрованої ТП, яка дорівнює - 1,7% (таблиця 4), в пункті 7 перевіряють вибрані перерізи проводів лінії напругою 0,38 кВ.

3.9 Визначаємо переріз проводів повітряних ліній для селища з напругою 10 та 0,38 кВ.

Для мереж напругою 0,38 і 10 кВ вибір перерізів проводів виконується методом економічних інтервалів, а потім перевіряється на допустиму втрату напруги. Розрахунок проводиться для максимального навантаження (вечірнього або денного) на головних ділянках ліній.

Кожному значенню площі перерізу проводу відповідає діапазон навантажень, при якому річні витрати будуть мінімальними. Вибір проводів здійснюється відповідно до еквівалентної потужності для відповідного району з урахуванням ожеледиці та типу опор.:

$$S_{EKB} = k_{\delta} S_P, \quad (3.14)$$

де k_{δ} – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, для ліній що будуються $k_{\delta} = 0,7$;

S_P – розрахункове навантаження ділянки лінії, кВА.

Втрата напруги на ділянках ліній визначається за формулою:

$$\Delta U_{\text{дл.}} = \Delta U_{\text{пит.}} \cdot S_P \cdot L_{\text{дл.}}, \quad (3.15)$$

де $\Delta U_{\text{пит.}}$ – питома втрата напруги, %/кВА· км;

$L_{\text{дл.}}$ – довжина ділянки лінії, км.

Спочатку ми вибираємо основний переріз проводу. Якщо він не відповідає вимозі щодо допустимої втрати напруги, ми приймаємо додатковий переріз. Поступово збільшуємо перерізи проводів, починаючи з головної ділянки. Результати

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						30
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

розрахунків зводимо в таблицю 5 для ліній напругою 10 кВ і в таблицю 6 для ліній напругою 0,38 кВ.

Таблиця 3.4– Вибір проводів ПЛ - 10 кВ

Ділянка	S_P , кВА	k_θ	$S_{ЕКВ}$, кВА	$L_{\text{ліл.}}$, км	$F_{\text{осн.}}$, мм ²	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{\text{літ.}}$, %/кВА · км	на ділянці	від РТП
ТП11-7	349,40	0,7	244,58	3	A35	0,00095	1	6,7
ТП9-6	240,96	0,7	168,672	3	A35	0,00095	0,68	5,7
7-4	531,33	0,7	371,931	5	A50	0,00074	1,97	5,02
ТП5-5	96,39	0,7	67,473	1	A35	0,00095	0,09	3,05
ТП4-5	240,96	0,7	168,672	0,6	A35	0,00095	0,14	2,96
5-4	303,61	0,7	212,527	0,6	A35	0,00095	0,17	2,82
4-3	760,72	0,7	532,504	0,5	A50	0,00074	0,28	2,65
ТП3-3	120,48	0,7	84,336	0,5	A35	0,00095	0,06	2,37
3-1	838,55	0,7	586,985	1	A50	0,00074	0,62	2,31
ТП2-2	132,53	0,7	92,771	1	A35	0,00095	0,13	1,69
ТП1-2	120,48	0,7	84,336	1	A35	0,00095	0,11	1,56
2-1	238,55	0,7	166,985	3	A35	0,00095	0,68	1,45
1-РТП	1037,47	0,7	726,229	1	A50	0,00074	0,77	0,77

Таблиця 3.5– Вибір проводів ПЛ-0,38 кВ

Ділянка	S_P , кВА	k_θ	$S_{ЕКВ}$, кВА	$L_{\text{ліл.}}$, км	$F_{\text{осн.}}$, мм ²	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{\text{літ.}}$, %/кВА · км	на ділянці	від РТП
ПЛ-1 КТП-1								
7-4	8,28	0,7	5,80	0,061	A 25	0,90	0,45	3,8
5-4	13,25	0,7	9,28	0,025	A 25	0,90	0,30	3,35
4-3	18,22	0,7	12,75	0,034	A 25	0,90	0,56	3,05
	23,18	0,7	16,23	0,034	A 25	0,90	0,71	2,49
3-КТП1	28,15	0,7	19,71	0,057	A 50	0,48	0,77	1,78
	62,09	0,7	43,46	0,034	A 50	0,48	1,01	1,01
ПЛ-2 КТП-1								
5-2	16,07	0,7	11,25	0,060	A 25	0,90	0,87	3,8
	20,91	0,7	14,64	0,024	A 25	0,90	0,45	2,93
	25,93	0,7	18,15	0,036	A 50	0,48	0,45	2,48
3-2	13,25	0,7	9,28	0,025	A 25	0,90	0,30	2,03
	34,08	0,7	23,86	0,025	A 50	0,48	0,41	1,73
2-КТП1	39,10	0,7	27,37	0,033	A 50	0,48	0,62	1,32
	44,12	0,7	30,88	0,033	A 50	0,48	0,70	0,70
ПЛ-3 КТП-1								
11-10	8,28	0,7	5,80	0,035	A 25	0,90	0,26	5,74

10-9	13,25	0,7	9,28	0,034	A 25	0,90	0,41	5,48
	18,22	0,7	12,75	0,034	A 25	0,90	0,56	5,07
9-4	23,18	0,7	16,23	0,060	A 50	0,48	0,67	4,51
7-6	8,28	0,7	5,80	0,035	A 25	0,90	0,26	3,84
6-5	13,25	0,7	9,28	0,036	A 25	0,90	0,41	3,58
	18,22	0,7	12,75	0,036	A 25	0,90	0,56	3,17
5-4	23,18	0,7	16,23	0,034	A 50	0,48	0,67	2,61
4-КТП1	37,70	0,7	26,39	0,107	A 50	0,48	1,94	1,94
ПЛ-4 КТП-1								
14-13	8,28	0,7	5,80	0,035	A 25	0,90	0,26	5,91
13-6	13,25	0,7	9,28	0,061	A 25	0,90	0,73	5,65
	18,22	0,7	12,75	0,025	A 25	0,90	0,41	4,92
11-9	4,44	0,7	3,11	0,064	A 25	0,90	0,26	4,51
9-8	9,37	0,7	6,56	0,034	A 25	0,90	0,29	4,25
	14,39	0,7	10,07	0,034	A 25	0,90	0,44	3,96
8-6	17,84	0,7	12,49	0,068	A 25	0,90	1,09	3,52
6-4	25,79	0,7	18,05	0,077	A 50	0,48	0,95	2,43
4-КТП1	32,01	0,7	22,41	0,096	A 50	0,48	1,48	1,48
ПЛ-1 КТП-2								
6-2	21,63	0,7	15,14	0,064	A 25	0,90	1,25	2,86
4-3	19,51	0,7	13,66	0,033	A 25	0,90	0,58	1,61
3-2	27,5	0,7	19,25	0,033	A 50	0,48	0,44	1,03
2-КТП2	40,9	0,7	28,63	0,030	A 50	0,48	0,59	0,59
ПЛ-2-КТП2								
5-2	5,87	0,7	4,11	0,074	A 25	0,90	0,39	0,97
3-2	10	0,7	7	0,035	A 25	0,90	0,32	0,58
2-КТП2	11,53	0,7	8,07	0,025	A 25	0,90	0,26	0,26

4 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ К.З МЕРЕЖІ ТА МЕРЕЖЕВОГО ОБЛАДНАННЯ.

Метою розрахунку струмів короткого замикання (к.з.) в мережі є вибір і перевірка обладнання на термічну та динамічну стійкість в мережах напругою 10 та 0,38 кВ, а також проектування та перевірка чутливості релейного захисту.

Для визначення струмів короткого замикання використовується метод практичних (іменованих) одиниць. Параметри схеми виражаються у відповідних одиницях, таких як оми, вольти, ампери та інші.

4.1 Розрахунок струмів к.з мережі 10 кВ

Ми готуємо розрахункову схему для мережі напругою 10 кВ. Струми короткого замикання необхідно обчислити у наступних точках мережі:

- Точка К1 (шини 10 кВ РТП 35/10 кВ)- для визначення необхідного обладнання, такого як вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму, та для розрахунку релейного захисту;

- Точка К2 (шини 10 кВ найближчої ТП) - для розрахунку струмової відсічки лінії;

- Точка К3 (шини 10 кВ розрахункової ТП 10/0,4 кВ)- для вибору роз'єднувачів і запобіжників на проєктованій ТП 10/0,4 кВ ;

- Точка К4 (шини 10 кВ віддаленої ТП 10/0,4 кВ - для розрахунку релейного захисту (максимального струмового захисту).

У дипломному проєкті пропонується застосувати метод іменованих одиниць для обчислення струми к.з. Для розрахункової схеми електричної мережі необхідно створити схему заміщення та провести обчислення струмів короткого замикання у визначених точках мережі.

Розрахунок струмів к.з. у вказаних точках мережі.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						33
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

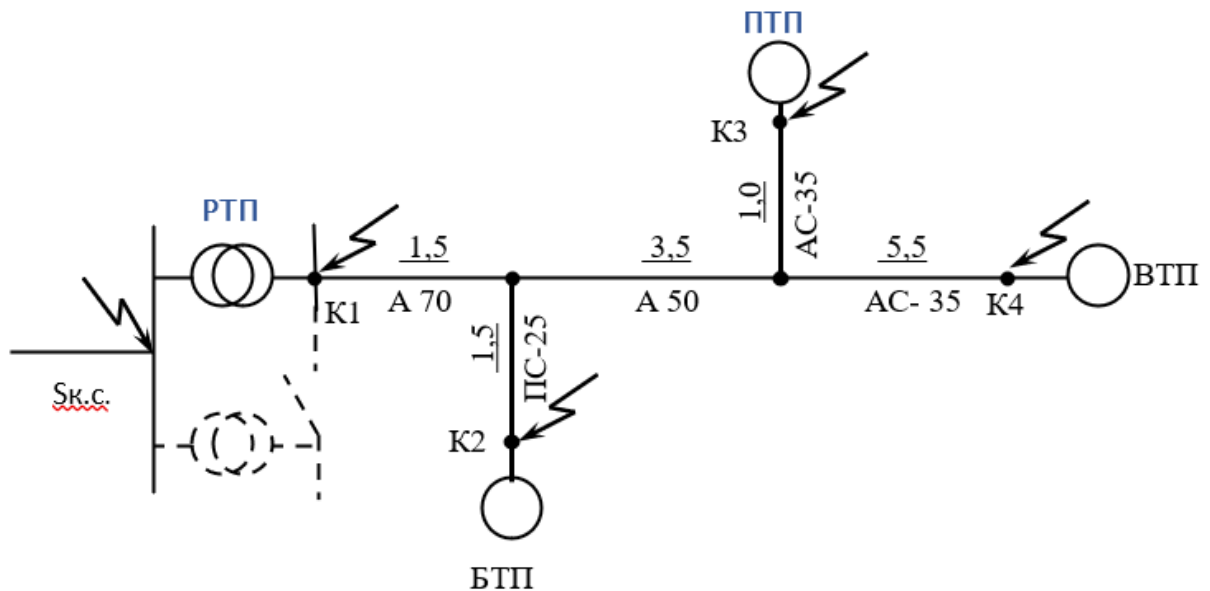


Рисунок 4,1 – Розрахункова схема електричної мережі 10 кВ

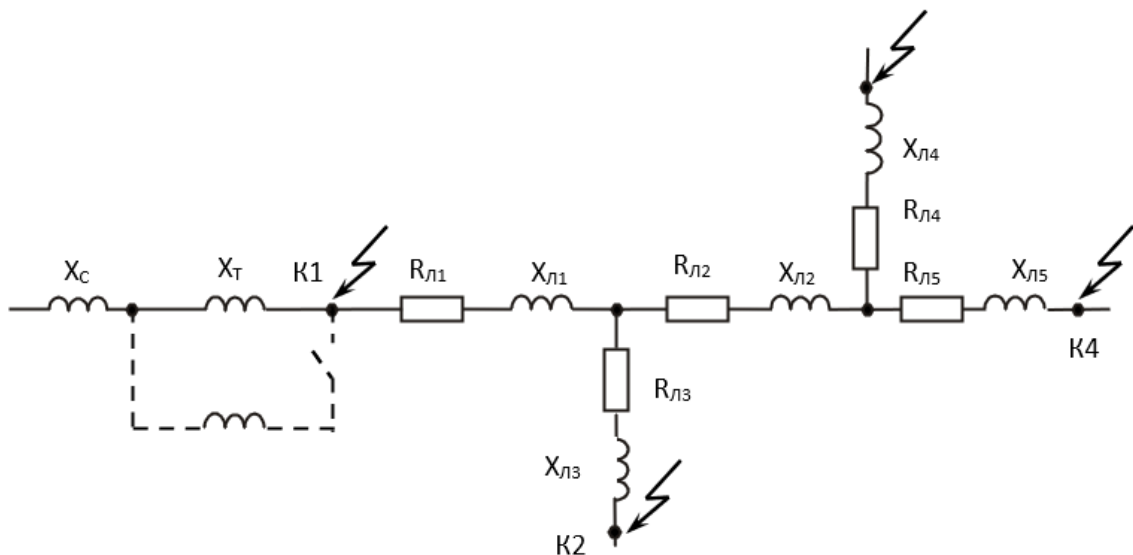


Рисунок 4,2– Схема заміщення електричної мережі 10 кВ

Усі опори схеми приводяться до однієї базисної напруги (U_b). Як базисну напругу приймається середня напруга того рівня, на якому визначається струм короткого замикання.

$$U_b = 1,05 U_n \quad (4.1)$$

Опори елементів схеми обчислюються за такими формулами:

– Опір системи:

$$X_c = \frac{U_b^2}{S_{kc}}, \quad (4.2)$$

де S_{kc} – потужність к.з. системи, ВА.

– Опір лінії:

$$X_l = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{сн}} \right)^2, \quad (9,3) \quad R_l = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{сн}} \right)^2, \quad (4.3)$$

де $U_{сн}$ – середня номінальна напруга лінії ($1,05U_n$), В;

r_o, x_o – відповідно, активний та реактивний питомі опори проводів лінії), Ом/км.

– Опір трансформатора:

$$X_m = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{нм}}, \quad (4.4)$$

де $U_k \%$ – напруга к.з. трансформатора, %;

$S_{нм}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА.

Повний результуючий опір до точки к.з. визначається:

$$Z_{рез} = \sqrt{(\sum X_i)^2 + (\sum R_i)^2}. \quad (4.5)$$

Струм триполюсного короткого замикання визначається за виразом:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}}. \quad (4.6)$$

Потужність триполюсного к.з.:

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_K^{(3)}. \quad (4.7)$$

Ударний струм триполюсного к.з.:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_K^{(3)}. \quad (4.8)$$

де κ_y – ударний коефіцієнт.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						35
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Діюче значення повного струму триполюсного к.з. за перший період визначається за виразом:

$$I_y^{(3)} = I_K^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}. \quad (4.9)$$

Струм двополюсного к.з. :

$$I_K^{(2)} = 0,87 I_K^{(3)}, \quad (4.10)$$

$$X_c = \frac{10,5^2}{150} = 0,73 \text{ Ом.}$$

$$X_m = \frac{5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{2} = 2,77 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л1} = 0,086 \cdot 1,5 = 0,13 \text{ Ом;}$$

$$R_{Л1} = 0,44 \cdot 1,5 = 0,66 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л2} = 0,099 \cdot 1,5 = 0,15 \text{ Ом;}$$

$$R_{Л2} = 1,24 \cdot 1,5 = 1,86 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л3} = 0,09 \cdot 3,5 = 0,31 \text{ Ом;}$$

$$R_{Л3} = 0,62 \cdot 3,5 = 2,17 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л4} = 0,095 \cdot 1 = 0,09 \text{ Ом;}$$

$$R_{Л4} = 0,89 \cdot 1 = 0,89 \text{ Ом;}$$

$$X_{Л5} = 0,095 \cdot 5,5 = 0,52 \text{ Ом;}$$

$$R_{Л5} = 0,89 \cdot 5,5 = 4,85 \text{ Ом;}$$

$$X_{рез K1} = 0,73 + 2,77 = 3,06 \text{ Ом;}$$

$$X_{рез K2} = 3,06 + 0,13 + 0,15 = 3,34 \text{ Ом;}$$

$$R_{рез K2} = 0,66 + 1,86 = 2,52 \text{ Ом;}$$

$$X_{рез K3} = 3,06 + 0,13 + 0,31 + 0,09 = 3,59 \text{ Ом;}$$

$$R_{рез K3} = 0,66 + 2,17 + 0,89 = 3,72 \text{ Ом;}$$

$$X_{рез K4} = 3,06 + 0,13 + 0,31 + 0,52 = 4,02 \text{ Ом;}$$

$$R_{рез K4} = 0,66 + 2,17 + 4,85 = 7,68 \text{ Ом.}$$

Розрахунок струмів к.з. до точки К1:

$$Z_{рез K1} = X_{рез K1} = 3,06 \text{ Ом;}$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,06} = 1,98 \text{ кА;}$$

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 1,98 = 4,20 \text{ кА;}$$

$$I_y^{(3)} = 1,98 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 2,42 \text{ кА.}$$

$$I_K^{(2)} = 0,87 \cdot 1,98 = 1,66 \text{ кА;}$$

$$S_{K1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,98 = 35,96 \text{ кВА.}$$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						36
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Обчислення струмів короткого замикання в інших точках мережі напругою 10 кВ проводимо аналогічним чином.

Отримані результати розрахунків зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахункові значення струмів короткого замикання мережі

Величина	К1	К2	К3	К4
$Z_{рез}$	3,06	4,18	5,16	8,66
$I_{к}^{(3)}$	1,98	1,45	1,56	0,93
$K_{у}$	1,5	1	1	1
$i_{у}^{(3)}$	4,20	2,05	2,20	1,31
$I_{у}^{(3)}$	2,42	1,45	1,56	0,93
$I_{к}^{(2)}$	1,66	1,26	1,36	0,81
$S_{к}^{(3)}$	35,96	26,37	28,37	16,91

4.2 Розрахунок струму короткого замикання в мережі 0,38 кВ.

У мережі напругою 0,38 кВ потрібно визначити триполюсний струм короткого замикання на шинах 0,38 кВ розрахункової трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ (ТП 6), а також однополюсний струм короткого замикання в кінці кожної лінії 0,38 кВ. Для цього необхідно підготувати розрахункову схему мережі та схему заміщення.

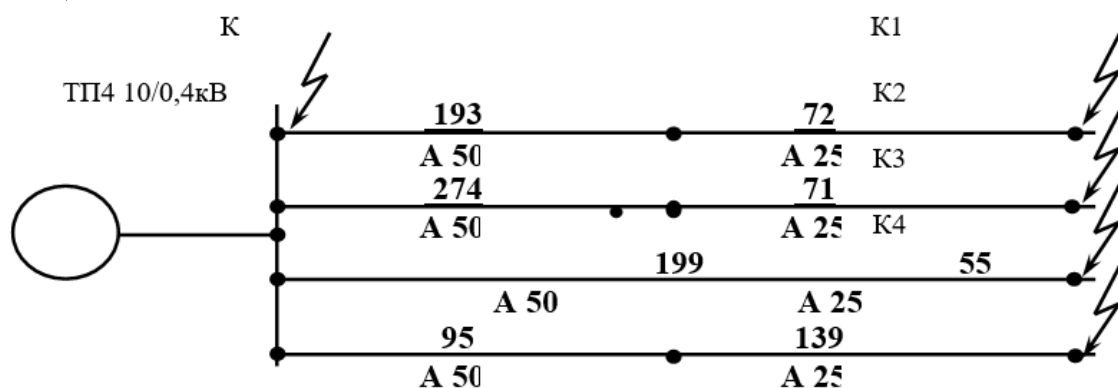


Рисунок 4,3 – Розрахункова схема електричної мережі 0,38 кВ

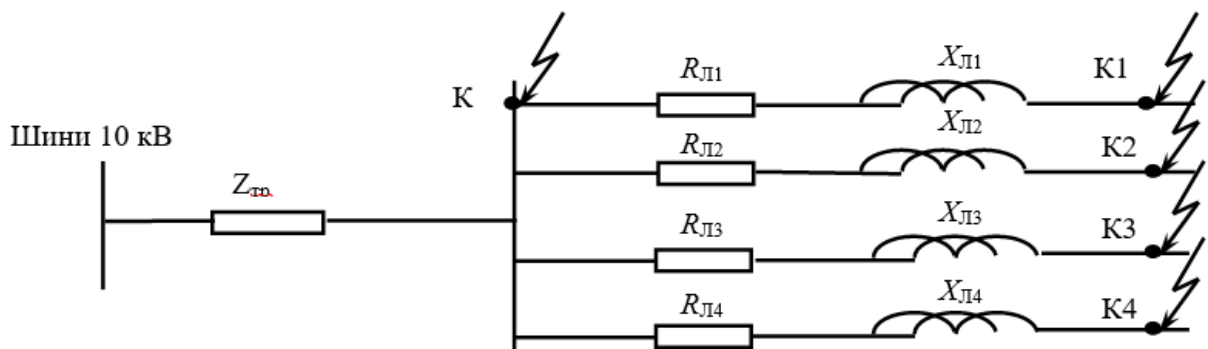


Рисунок 4,4 – Схема заміщення електричної мережі 0,38 кВ

У мережах напругою 0,38 кВ необхідно встановити триполюсний струм короткого замикання на шинах 0,4 кВ розрахункової трансформаторної підстанції, а також однополюсний струм короткого замикання на кінцях кожної лінії 0,38 кВ, що відходить від даної підстанції.

Триполюсний струм короткого замикання на шинах 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ визначається:

$$I_K^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{шт}}{U_K \% \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.11)$$

Струм однополюсного к.з. визначається в найбільш віддаленій точці кожної лінії 0,38 кВ за формулою:

$$I_K^{(1)} = \frac{230}{\frac{Z_m}{3} + Z_n}, \quad (4.12)$$

де Z_T - повний опір силового трансформатора струму к.з. на корпус, Ом;

Z_n – повний опір петлі фазний – нульовий провід до точки к.з., Ом.

$$Z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{офi} + r_{онi})^2 + x_{фi}^2}, \quad (4.13)$$

де $r_{офi}$, $r_{онi}$ – питомий активний опір, відповідно фазного і нульового проводів на i -й ділянці лінії, Ом/км ;

$x_{\text{фн}}$ – питомий індуктивний опір петлі «фаза-нуль» (для проводів із кольорового металу приймається $x_{\text{фн}} = 0,6 \text{ Ом / км}$).

$$I_K^{(3)} = \frac{100 \cdot 400}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 11560 \text{ A} = 11,56 \text{ кА};$$

$$Z_{nK1} = 193 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,58)^2 + 0,6^2} + 72 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,14)^2 + 0,6^2} = 0,42 \text{ Ом.}$$

$$Z_{nK2} = 274 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,58)^2 + 0,6^2} + 71 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,14)^2 + 0,6^2} = 0,52 \text{ Ом.}$$

$$Z_{nK3} = 199 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,58)^2 + 0,6^2} + 55 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,14)^2 + 0,6^2} = 0,39 \text{ Ом.}$$

$$Z_{nK4} = 95 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,58)^2 + 0,6^2} + 139 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,14)^2 + 0,6^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,42} = 352,04 \text{ A};$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,52} = 305,30 \text{ A};$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,39} = 368,98 \text{ A};$$

$$I_{K4}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 0,45} = 336,58 \text{ A}.$$

4.3 Вибір електричних пристроїв для напруги 10 і 0,38 кВ

Всі електричні апарати обираються з урахуванням типу встановлення, номінального струму, номінальної напруги та інших параметрів. Обрані апарати перевіряються на термічну та динамічну стійкість.

Розрахунок максимальних робочих струмів (у тривалому режимі) у характерних точках мережі проводиться за допомогою відповідної формули.

$$I_{\text{роб.макс.}} = \frac{S_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (10,1)$$

де $S_{\text{роз}}$ – максимальна розрахункова потужність відповідної ділянки, кВт.

На стороні 10 кВ РТП 35/10 кВ:

$$I_{\text{роб.макс.}} = \frac{1134,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 65,6 \text{ A}.$$

На стороні 10 кВ проектованої ТП 10/0,4кВ (ТП8):

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						39
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{роб. макс.} = \frac{454.2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 26.3 \text{ А.}$$

4.4 Вибір електричних апаратів

Для керування лінією 10 кВ на РТП 35/10 кВ встановлюються такі елементи: роз'єднувач внутрішнього встановлення (шинний) QS1 і роз'єднувач зовнішнього встановлення (лінійний) QS2, високовольтний вимикач (масляний або вакуумний) Q1, а також трансформатори струму ТА1...ТА3 для живлення кіл обліку і релейного захисту.

Зі сторони високої напруги проектованої ТП 10/0,4 (ТП 8) встановлюються роз'єднувач лінійний QS3, розрядники FV1...FV3 і запобіжники FU1...FU3. Параметри обладнання наведені в таблиці.

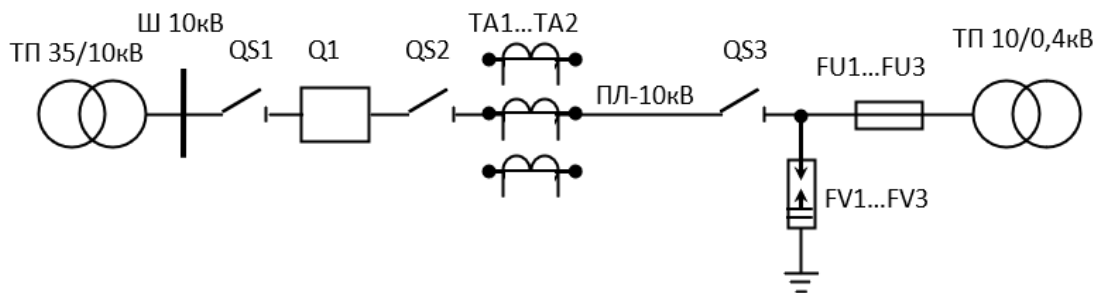


Рисунок 4.5 – Схема однолінійна повітряної лінії напругою 10 кВ

Вибір і випробування електрообладнання 10 кВ можна ефективно проводити за допомогою табличного методу. При оцінці динамічної стійкості при короткому замиканні (КЗ) прилади перевіряють шляхом порівняння паспортних даних з імпульсним струмом триполюсного КЗ в місці їх розташування.

На термічну стійкість апарати перевіряються за виразом:

$$I_t^2 \cdot t_T \geq I_\infty^2 \cdot t_{ПР} \quad (10,2)$$

де I_t – струм термічної стійкості для часу t_T (каталожні дані), кА;

I_∞ – усталений струм к.з. в місці встановлення апарату, кА;

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						40
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$t_{\text{ПР}}$ – приведений час проходження струму к.з. , с.

$$t_{\text{ПР}} = t_3 + t_B = 1,2 + 0,2 = 1,4.$$

де $t_3 = 1,2$ с – витримка часу максимального струмового захисту;

$t_B = 0,2$ с – час вимикання вимикача.

Трансформатори струму перевіряються на динамічну стійкість за виразом:

$$k_D \cdot \sqrt{2} \cdot I_{H1} \geq i_y^{(3)}, \quad (10,3)$$

де k_D – кратність струму динамічної стійкості (каталожні дані);

I_{H1} – номінальний первинний струм трансформатора;

Трансформатори струму також перевіряють на термічну стійкість:

$$(k_t \cdot I_{H1})^2 \cdot t \geq I_\infty^2 \cdot t_{\text{ПР}} \quad (4.14)$$

дек_t - кратність струму термічної стійкості, що відповідає часу $t = 1$ с.

Таблиця 4.1 – Вибір шинного роз'єднувача QS1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.м} \leq U_{н.а}$	$10 = 10$
$I_{\text{роб.макс.}} = 65,6 \text{ А}$	$I_{н.а} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{роб.макс.}} \leq I_{н.а}$	$65,6 < 400$
$i_y^{(3)} = 4,20 \text{ кА}$	$i_{\text{max}} = 52 \text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq i_{\text{max}}$	$4,20 < 52$
$(I_\kappa^{(3)})^2 \cdot t_{\text{нр}} = 3,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t = 1024 \text{ кА}^2\text{с}$	$(I_\kappa^{(3)})^2 \cdot t_{\text{нр}} \leq I_T^2 \cdot t$	$3,85 < 1024$

Приймаємо до встановлення роз'єднувач РВЗ – 10/400 У2. Таблиця 5.2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.м} \leq U_{н.а}$	$10 = 10$
$I_{роб.макс.} = 65,6 \text{ А}$	$I_{н.а} = 400 \text{ А}$	$I_{роб.макс.} \leq I_{н.а}$	$65,6 < 400$
$i_y^{(3)} = 4,20 \text{ кА}$	$i_{max} = 25 \text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq i_{max}$	$4,20 < 25$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 3,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq I_T^2 \cdot t$	$3,85 < 400$

Приймаємо до встановлення роз'єднувач РЛНД – 10/400 У1.

Таблиця 4,3 – Вибір високовольтного вимикача Q1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.м} \leq U_{н.а}$	$10 = 10$
$I_{роб.макс.} = 65,6 \text{ А}$	$I_{н.а} = 630 \text{ А}$	$I_{роб.макс.} \leq I_{н.а}$	$65,6 < 630$
$I_y^{(3)} = 2,42 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_y^{(3)} \leq I_{н.відкл}$	$2,42 < 20$
$i_y^{(3)} = 4,2 \text{ кА}$	$i_{max} = 52 \text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq i_{max}$	$4,2 < 52$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 3,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq I_T^2 \cdot t$	$3,85 < 1600$

Приймаємо до встановлення масляний вимикач ВПМ-10-20/630У3.

Для розрахункової підстанції 10/0,4 кВ (ТП 8) приймаємо до встановлення трансформатори струму ТПЛ-10-0,5/Р-75/5У3.

Таблиця 4.4 – Вибір лінійного роз'єднувача QS3

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.м} \leq U_{н.а}$	$10 = 10$
$I_{роб.макс.} = 26,3 \text{ А}$	$I_{н.а} = 400 \text{ А}$	$I_{роб.макс.} \leq I_{н.а}$	$26,3 < 400$
$i_y^{(3)} = 2,05 \text{ кА}$	$i_{max} = 25 \text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq i_{max}$	$2,05 < 25$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 2,94 \text{ кА}^2 \text{с}$	$I_T^2 \cdot t = 400 \text{ кА}^2 \text{с}$	$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq I_T^2 \cdot t$	$2,94 < 400$

Приймаємо до встановлення роз'єднувач РЛНД-10/400У1.

Таблиця 4.5 – Вибір високовольтних запобіжників FU1...FU3

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.м} \leq U_{н.а}$	$10 = 10$
$I_{роб.макс.} = 26,3 \text{ А}$	$I_{н.а} = 31,5 \text{ А}$	$I_{роб.макс.} \leq I_{н.а}$	$26,3 < 31,5$
$2I_{н тр} = 2 \cdot 9,25 = 18,5 \text{ А}$	$I_{вст.} = 20 \text{ А}$	$2I_{н тр} \leq I_{вст.}$	$18,5 < 20$
$I_y^{(3)} = 2,05 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_y^{(3)} \leq I_{н.відкл}$	$2,05 < 20$

Приймаємо до встановлення запобіжник ПКТ102-12-31,5-20Т3

Для захисту підстанції 10/0,4 кВ від наведених атмосферних перенапруг приймаємо вентильні розрядники. На стороні 10 кВ до встановлення приймаємо розрядники РВО-10У1. ($U_n = 10 \text{ кВ}$; $U_{пр} = 26 \text{ кВ}$).

4.5 Вибір електричних пристроїв для напруги 0,38 кВ.

Зазвичай на відхідних лініях напругою 0,38 кВ встановлюють автоматичні вимикачі, тоді як на вводі такої ж напруги застосовують рубильники або автоматичні

вимикачі.

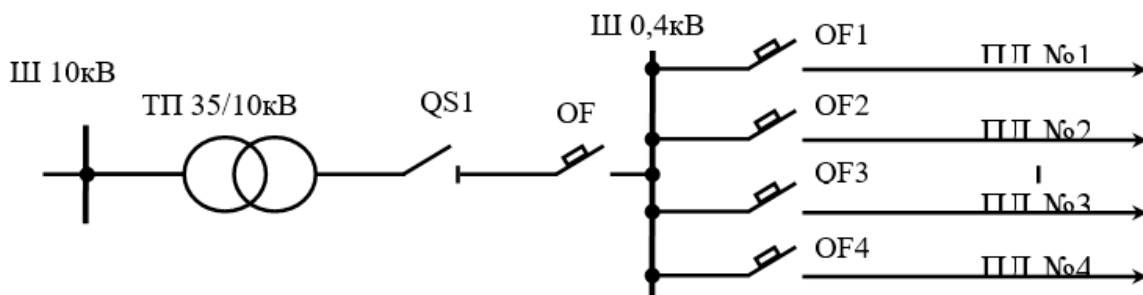


Рисунок 4.6– Схема однолінійна ТП 10/0,4 кВ

Розрахунок робочих струмів мережі 0,38 кВ.

$$I_{роб.мачЛ1} = 87,7 / (\sqrt{3} \cdot 0,38) = 57,72 A$$

$$I_{роб.мачЛ2} = 143,1 / (\sqrt{3} \cdot 0,38) = 94,18 A$$

$$I_{роб.мачЛ3} = 119,7 / (\sqrt{3} \cdot 0,38) = 78,78 A$$

$$I_{роб.мачЛ4} = 63,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,38) = 42 A$$

$$I_{роб.макс.вводу} = 0,6 \cdot (57,72 + 94,18 + 78,78 + 42) = 163,60 A$$

Вибір електричних апаратів поводимо в табличній формі (таблиця 4.6).

Таблиця 4.6– Вибір і перевірка електричних апаратів напругою 0,38 кВ

Місце установки	Тип апарату	Параметри автомату								Виснов.
		$I_{роб.макс}$ А	$I_k^{(3)}$ кА	$I_k^{(1)}$ А	$I_{H.A}$ А	$I_{H.P.}$ А	$I_{ВДС.}$ А	$\frac{I_k^{(1)}}{I_{сид}}$	$\frac{I_k^{(1)}}{I_{H.P}}$	
Ввід (QF)	ВА51-35	163,60	5,14		250	250	2500			
ПЛ-1 (QF1)	ВА51-31	57,72		311	100	80	1120	0,28	3,9	
ПЛ-2 (QF2)	ВА51-31	94,18		315	100	100	1400	0,23	3,2	
ПЛ-3 (QF3)	ВА51-31	78,78		489	100	100	1400	0,35	4,9	
ПЛ-4 (QF4)	ВА51-31	42		284	100	100	1400	0,21	2,8	не прох.

Чутливість захисного обладнання повинна відповідати умовам:

– для автоматів тільки з електромагнітним розчіплювачем:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ВДС}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (10,5)$$

1,25 – при $I_{Н. АВТ\ m} > 100 \text{ А}$; 1,4 – при $I_{Н. АВТ} < 100 \text{ А}$;

де $I_{ВДС}$ – струм відсічки автомата.

– для автоматів з тепловим розчіплювачем:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.Р.}} \geq 3 \quad (10,6)$$

де $I_{Н.Р.}$ – номінальний струм теплового розчіплювача.

– для запобіжників:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.В.}} \geq 3 \quad (10,7)$$

де $I_{Н.В.}$ – номінальний струм плавкої вставки запобіжника.

В лінії 4 встановлюємо додаткові засоби захисту від фазних замикань на землю – реле струму типу РЭ-571.

4.6 Розрахунок релейного захисту повітряної лінії селища напругою 10 кВ

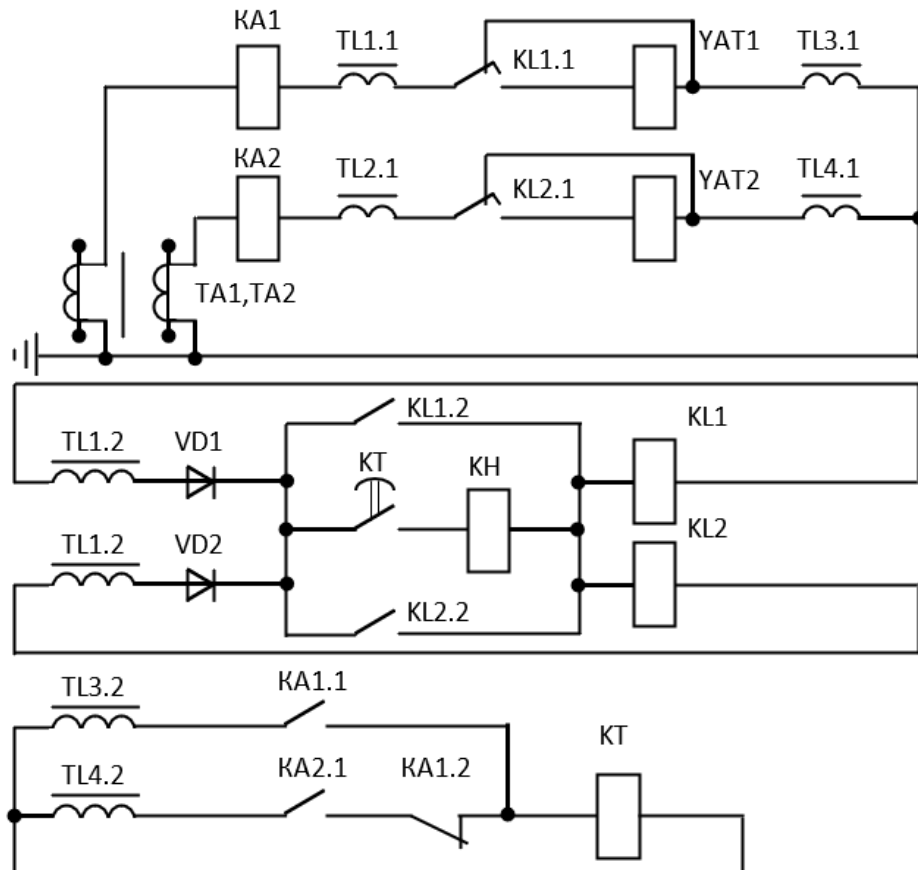
Релейний захист є автоматичним пристроєм, який включає в себе вимірювальні трансформатори та реле. Він реагує на зміни у режимі будь-якої частини мережі та спрацьовує, надсилаючи імпульс для відключення цієї частини або для подачі сигналу. Для ефективного та своєчасного виконання своїх завдань релейний захист повинен мати потрібну швидкість, чутливість, селективність та надійність.

У системах з напругою 10 кВ зазвичай використовується максимальний струмовий захист (МСЗ) як основний захист від міжфазних коротких замикань, тоді як струмова відсічка (СВ) використовується як додатковий захист.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						45
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

4.7 Розрахунок максимального струмового захисту повітряної лінії напругою 10 кВ

Ми розглядаємо конфігурацію дворелейного максимального струмового захисту (МСЗ) зі з'єднанням трансформаторів струму в неповну зірку. Для цього використовуються струмові реле РТ-40 (KA1, KA2), реле часу РТМ-12 та проміжні реле РП-341 (KL1, KL2).



Струм відключення МСЗ необхідно регулювати від робочого струму лінії з урахуванням можливих стрибків струму самозапуску двигунів:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_n} \cdot k_{с.зап} \cdot I_{роб.мах} \quad (4.15)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, приймається для реле РТ-80 $k_n = 1,5$;

$k_{с.зап}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів, для лінії сільськогосподарського призначення може бути прийнятий $1,2 \dots 1,3$;

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						46
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

k_{Π} – коефіцієнт повернення реле, $k_{\Pi} = 0,8 \dots 0,85$;

$I_{роб.маx}$ – максимальний робочий струму лінії, А.

Вибіркова дія запобіжників МСЗ лінії 10 кВ і ТП 10/0,4 кВ при їх сумісній роботі гарантується за умови: для захистів із залежною витримкою часу

$$I_{c.з.} \geq 1,4 \cdot I_{п.в.(5)}; \quad (4.16)$$

– для захисту із незалежною витримкою часу

$$I_{c.з.} \geq 1,3 \cdot I_{к}, \quad (4.17)$$

де $I_{п.в.(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегорає за 5 с, А;

$I_{к}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегорає за час $t_{п.в.}$, А.

$$t_{п.в.} \geq t_{c.з.} + 0,3; \quad (4.18)$$

де $t_{c.з.}$ – час спрацювання захисту, с; $t_{c.з.} = 1,2$ с.

Найбільш потужна ТП 10/0,4 – ТПЗ: $S_{Н} = 400$ кВА, $I_{п.в.} = 50$ А, $I_{к} = 150$ А.

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{c.р.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{mc}} \quad (4.19)$$

де $I_{c.з.}$ – більше значення струму спрацювання захисту отримане за виразами (10,1-10,3), А;

$k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

k_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Якщо соленоїд вимикання надійно працює з робочим струмом 5 А, то застосовується наступне:

$$I_{c.р.} \geq (6 \dots 6,5) A. \quad (4.20)$$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						47
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Найбільше із значень, отриманих округлюється до цільового струму вибраного типу реле за умови:

$$I_{y.p.} \geq I_{c.p.} \quad (4.21)$$

Тоді дійсне значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{c.з.} = \frac{K_{m.c.} \cdot I_{y.p.}}{k_{cx}} \quad (4.22)$$

Чутливість захисту визначається за формулою:

$$k_{\psi} = \frac{I_{k.min.} \cdot k_{cx.min.}}{I_{y.p.} \cdot K_{mc}} \geq 1,5; \quad (4.23)$$

де $I_{k.min}$ – струм двополюсного к.з. у кінці ділянки, що захищається, А;

$k_{cx.min}$ – мінімальна величина коефіцієнта схеми.

$$I_{c.з.} = \frac{1,5}{0,8} \cdot 1,2 \cdot 65,6 = 147,6 \text{ А};$$

$$I_{c.з.} = 1,3 \cdot 150 = 195 \text{ А};$$

$$I_{c.p.} = \frac{195 \cdot 1}{15} = 13 \text{ А};$$

$$I_{y.p.} = 13 \text{ А};$$

$$I'_{c.з.} = \frac{15 \cdot 13}{1} = 195 \text{ А}.$$

Приймаємо до встановлення реле РТ 80/20 з $I_{y.p.} = 13 \text{ А}$;

Визначаємо чутливість захисту:

$$k_{\psi} = \frac{810 \cdot 1}{13 \cdot 15} = 4,15 > 1,5.$$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						48
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

4.8 Розрахунок потужності відключення повітряної лінії напругою 10кВ

Додатковий захист у вигляді струмової відсічки для лінії 10 кВ реалізується за допомогою реле РТ-40. Схема з'єднання трансформаторів струму виконується у вигляді неповної зірки.

Критерії вибору спрацьовування відсічки лінії 10 кВ включають наступне:

Струм, який спрацьовує відсічку, має перевищувати максимальний струм короткого замикання на кінці захищеної ділянки.

$$I_{с.в.} \geq k_n \cdot I_{к.мах.} \quad (4.24)$$

де $I_{с.в.}$ – струм спрацювання відсічки, А;

$I_{к.мах.}$ – максимальний струм к.з. (трифазного) у точці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ, А;

k_n – коефіцієнт надійності (для реле РТ-40 $k_n = 1,2 \dots 1,3$).

– Струмова відсічка не повинна спрацьовувати під час кидків струму намагнічування трансформаторів 10/0,4 кВ:

$$I_{с.в.} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.25)$$

де $\sum S_{н.тр}$ – сумарна потужність ТП 10/0,4 кВ, що живляться від лінії, кВА.

Струм спрацювання реле відсічки визначається за формулою:

$$I_{с.р.в.} = \frac{I_{с.в.} \cdot k_{сх}^{(3)}}{K_{мс}} \quad (4.26)$$

де $I_{с.в.}$ – найбільше із значень, отримане за виразами.

Значення, отримане за виразом округляємо до струму уставки ($I_{у.р.в.}$) обраного типу реле, за умови:

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						49
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{y.p.v.} \geq I_{c.p.v.} \quad (4.27)$$

Тоді дійсне значення струму спрацювання відсічки:

$$I'_{c.v.} = \frac{K_{m.c.} \cdot I_{y.p.v.}}{k_{cx}} \quad (4.28)$$

Чутливість захисту визначається за формулою:

Чутливість відсічки :

$$k_{ч.в.} = \frac{I_K^{(3)}}{I_{y.p.v.}} \cdot \frac{k_{cx}}{K_{mc}} \geq 1,2, \quad (4.29)$$

де $I_K^{(3)}$ – струм к.з. на місці встановлення захисту в найбільш сприятливому режимі роботи за чутливістю (триполюсний постійний струм).

$$I_{c.v.} \geq 1,3 \cdot 1450 = 1885 \text{ A};$$

$$I_{c.v.} \geq \frac{4 \cdot 1207}{\sqrt{3} \cdot 10} = 248,74 \text{ A};$$

За розрахункове приймаємо $I_{c.v.} = 1885 \text{ A};$

$$I_{c.p.v.} = \frac{1885 \cdot 1}{15} = 125 \text{ A};$$

$$I_{y.p.v.} = 125 \text{ A};$$

$$I'_{c.v.} = \frac{15 \cdot 130}{1} = 1875 \text{ A}.$$

Приймаємо реле РТ 40/200 з $I_{y.p.v.} = 125 \text{ A};$

$$k_{ч.в.} = \frac{1980}{125} \cdot \frac{1}{15} = 1,2.$$

Згідно із для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч} \geq 1,2.$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						50
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

4.9 Обладнання мереж 10 та 0,4 кВ.

Першою робочою операцією при встановленні зібраної опори є розбивка котловану або перевірка правильності розбивки, якщо вона була виконана раніше. Розміри котловану та необхідне заглиблення опори вказані в кресленнях залежно від розмірів опор, кількості та марки (перетину) проводів, що кріпляться на опорі, характеристик ґрунту, способу виконання земляних робіт (копанням або бурінням) та способу закріплення опор (з ригелями або без ригелів).

При розробці ґрунту копанням його природна структура порушується, і після зворотного засипання ґрунт має низьку щільність. При бурінні котловану стінки його зберігають природну щільність ґрунту. Тому пробурений котлован забезпечує краще закріплення опори, і при бурінні передбачається менше заглиблення опор у порівнянні з копанням котлованів.

У сільському населеному пункті, згідно з нашими даними, приймається система електропостачання TN-C. Магістральні лінії напругою 0,38 кВ виконуються шістьма проводами: три фазними (L1, L2, L3), одним нейтральним (N), одним захисним (PE) та одним ліхтарним (L1.1) проводами. Проводи на опорах розміщуються у наступному порядку: зверху фазні, далі ліхтарний, нижче нейтральний та захисний.

При проектуванні електропостачання сільського населеного пункту для ліній 0,38 кВ використовуються залізобетонні опори ВЛЕП 0,4 кВ. Відстань між опорами ПЛ 0,38 кВ приймається від 30 до 40 метрів. Довжина прогону на ввіді до споживачів не повинна перевищувати 25 метрів.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						51
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

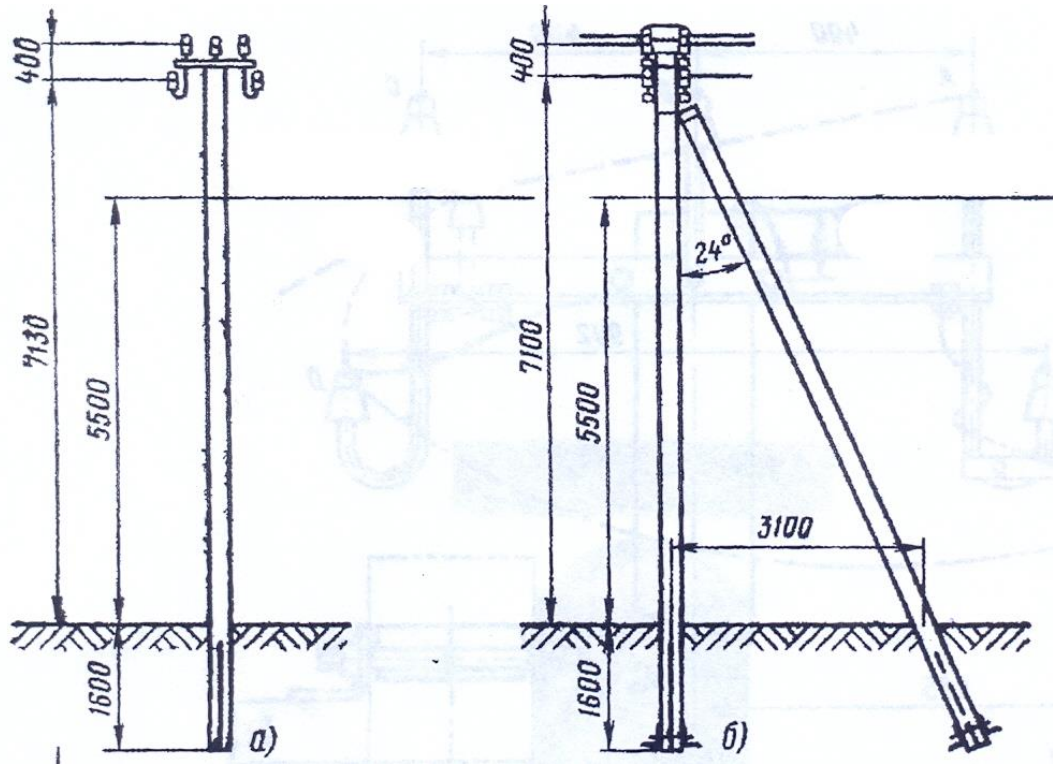


Рисунок 4.7 – Опори ПЛ напругою 0,38 кВ.

Для закріплення проводів ПЛ 0,38 кВ приймаємо фарфорові ізолятори ТФ-16 (для проводів А25, А35) та ТФ-20 (для проводів А50).

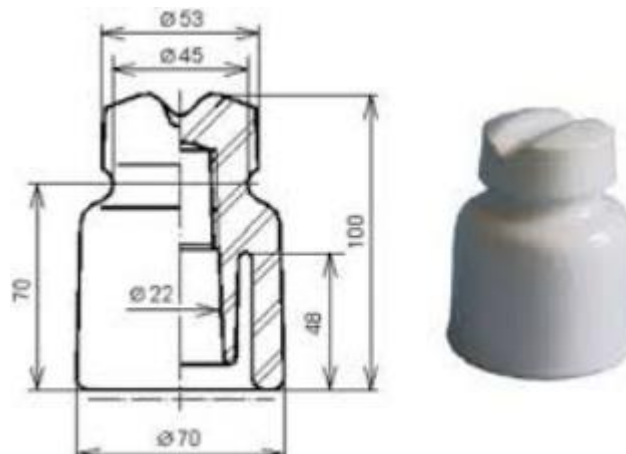


Рисунок 4.8–Фарфорові ізолятори

На прямих ділянках лінії провід кріплять до головки ізолятора.

Для живлення споживачів сільського населеного пункту використовується од-нотрансформаторна ТП 10/0,4 типу з потужністю 160 кВА. КТП встановлюють

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						52
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

на двох залізобетонних фундаментах-стійках, які представляють собою типові уніфіковані стійки УСО-3А довжиною 3,6 м. Висота встановлення КТП складає 1,8 м від рівня землі, і стійки УСО-3А заглиблюються на 1,95 м.

Кінцева опора ПН-7,5 встановлюється на відстані 3 м від підстанції, на якій встановлено лінійний роз'єднувач. Перші опори ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції, встановлюються на відстані до 7 м.

Для зниження ризику виникнення атмосферних перенапруг, які можуть виникнути на проводах ПЛ 0,38 кВ під час грози, виконується заземлення гаків і нульового проводу. Заземлення гаків і нульового проводу виконується відповідно до діаметра спуску заземлювача на опорі не менше 6 мм. В якості заземлювачів використовуються металеві куточки і металева смуга.

В електроустановках з ізольованою нейтраллю напругою понад 1000 В опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 10 Ом. Для електроустановок із глухозаземленою нейтраллю напругою до 1000 В опір заземлювача не повинен перевищувати 4 Ом.

Заземлення блискавкозахисту в ЛЕ 0,38 кВ виконують на останній опорі лінії за 50 метрів від її кінця, а потім через кожні 100 метрів встановлюють вторинні заземлення. Перезаземлення також проводиться на опорах вводу в приміщення зі значним скупченням людей або тварин, а також поблизу відповідних виробничих приміщень.

4.10 Заземлення елементів повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ

Для заземлення опор слід використовувати сталевий круг діаметром 10 мм згідно з ДСТУ 4738.2007 «Прокат сортовий сталевий гарячекатаний круглий». Обладнання та всі металеві частини, які не є струмопровідними при нормальній експлуатації, але можуть стати такими в аварійних ситуаціях, повинні бути заземлені.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						53
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Всі опори та лінійну арматуру необхідно підключити до роз'єму заземлення у верхній частині опори за допомогою з'єднувального провідника ЗП (алюмінієвий дріт перетином 16 мм²). На підставці з опорним кронштейном потрібно підключити ЗП до опорного кронштейна та верхнього роз'єму заземлення.

Опір заземлювального пристрою повинен відповідати вимогам і не перевищувати 10 Ом. Якщо питомий опір ґрунту більше 100 Ом, дозволяється збільшити ці норми у 0,01 разів, але не більше ніж у 10 разів. Нормовані величини опору повинні підтримуватися протягом усього року. На повітряній лінії слід заземлювати:

- 1) Кронштейни з грозозахисними тросами або іншими блискавкозахисними пристроями.
- 2) Кронштейни для кріплення силових або вимірювальних трансформаторів, роз'єднувачів, запобіжників та інших пристроїв.

Питомий еквівалентний опір ґрунту ρ , Ом·м	Найбільший опір заземлювального пристрою, Ом
--	---

Таблиця 3.3 – Граничне значення питомого еквівалентного опору ґрунту.

До 100	10
Більше 100 до 500	15
Більше 500 до 1000	20
Більше 1000 до 5000	30

4.11 Захист елементів повітряної лінії 10 кВ від перенапруги

На ПЛЗ 10 кВ слід передбачити встановлення захисних апаратів (ЗА) для запобігання перекриттю ізоляторів на опорах від грозових перенапруг. Для захисту ПЛЗ 10 кВ від наведених перенапруг проектом передбачено встановлення ЗА типу AZB 3X 150.

Для надійного захисту повітряної лінії (ПЛЗ) 10 кВ рекомендується встановлювати комплект ЗА з інтервалом не більше ніж 2 км.

4.12 Захист елементів повітряних проводів напругою 10 кВ від трекінгу

Провід та лінійна арматура схильні до впливу трекінг-ефекту. Це явище відбувається нерегулярно і залежить від ряду факторів, таких як забруднення в районі експлуатації повітряної лінії, вологість, клімат тощо. Трекінг-ефект призводить до пошкодження ізоляції проводу та пластикових частин арматури. Щоб запобігти трекінг-ефекту, необхідно вирівняти потенціал на металевих елементах арматури кріплення проводу.

Проектом передбачено використання:

- Діелектричних полімерних в'язок для проміжного кріплення, які не потребують додаткових заходів для боротьби з трекінг-ефектом;
- Анкерних затискачів РА з опцією «Р» (система вирівнювання потенціалу).

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						55
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

5 РОЗРОБКА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ОСВІТЛЮВАЛЬНОЮ УСТАНОВКОЮ С. РОМАШКОВЕ

5.1 Загальні відомості

Включення зовнішнього освітлення селища повинно проводитися при зниженні рівня природного освітлення до 20 лк, а відключення – при її підвищенні до 10 лк.

Час відключення на ніч частини світильників відповідно до діючих нормативних документів із проектування природного та штучного освітлення встановлюється рішеннями виконкомів міських (районних) адміністрацій.

Як правило, зовнішнім освітленням керують централізовано з диспетчерського пункту.

В даний час впроваджуються методи керування освітленням з використанням радіосигналів. Особливо це актуально для сільських поселень, що складаються з кількох віддалених невеликих сіл. При проектуванні зовнішнього освітлення відокремлених об'єктів можуть також передбачатися контролери, що програмуються, в програму яких закладають розклад включення і вимикання освітлення на рік. Такий контролер може бути встановлений безпосередньо в шафу керування зовнішнім освітленням. Іноді такі контролери використовують для вимкнення частини світильників, встановлених на опорі.

Для керування системою вуличного освітлення приймаємо до установки комплектну шафу керування вуличним освітленням типу I-710.

Загальний вигляд обраної шафи керування наведено на рис. 2.1.

Шафи типу I-710 застосовуються для керування системами освітлення вулиць міст та інших населених пунктів.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		56

Дані шафи здійснюють приймання, облік та розподіл енергії в електричних колах змінного трифазного струму із системою напруг 380/220 В та частотою струму 50 Гц.



Рис. 5.1 – Шафа керування вуличним освітленням I-710.

Технічні характеристики обраної шафи керування I-710 наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики I-710

№ п/п	Найменування параметру	Значення
1.	Номінальне значення струму, А	до 250
2.	Номінальне значення напруги шафи, В	380/220
3.	Частота електричного кола, Гц	50
4.	Ступінь захисту шафи	IP54
5.	Кліматичне виконання шафи	УХЛ
6.	Категорія розміщення шафи	1
7.	Робоче положення шафи	вертикальне
8.	Максимальний переріз провідників живлення, мм ²	95
9.	Максимальний переріз відхідних провідників освітлювальних ліній, мм ²	35
10.	Габарити шафи, мм	1800x850x350

Також шафи типу I-710 містять апарати для захисту освітлювальних мереж від струмів короткого замикання та електричних перевантажень.

5.2 Складання принципової електричної схеми керування вуличним освітленням

Принципова електрична схема керування вуличним освітленням наведено на рис.5.2 та листі графічної частини проекту ДП 12.0.05.ЕС.

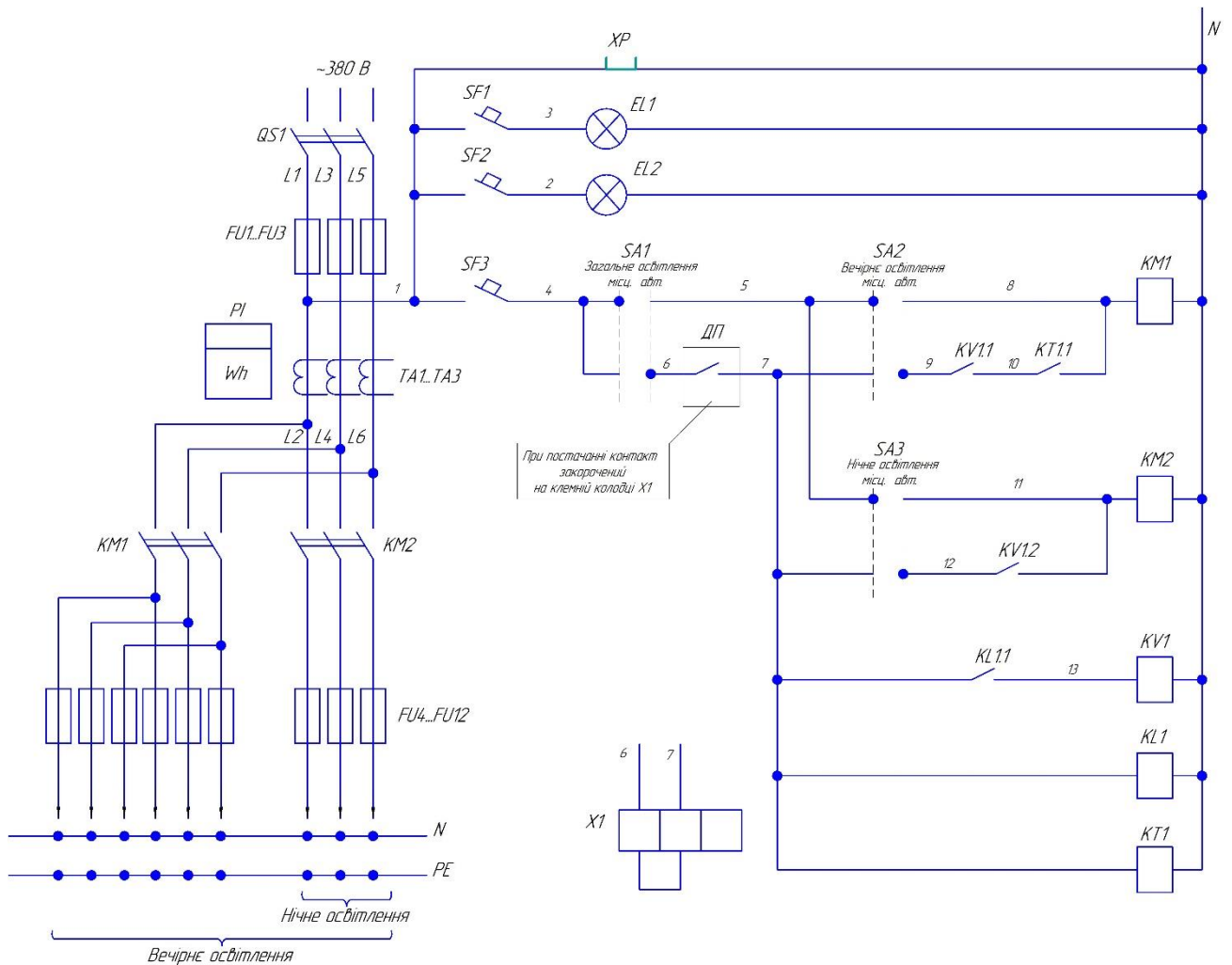


Рис. 5.2 – Принципова електрична схема керування освітленням.

5.3 Опис роботи принципової електричної схеми керування освітленням

Наведена на рис. 6.2 схема керування вуличним освітленням дозволяє керувати установкою в двох режимах: ручному та автоматичному. Режим роботи обирається за допомогою кулачкового перемикача SA1.

Крім того схема передбачає два режими роботи освітлення: вечірнє та нічне, які можуть бути здійснені в ручному (місцевому) або автоматичному режимі. Вибір режиму роботи виконується за допомогою перемикачів SA2 та SA3 відповідно.

Автоматичне включення освітлення здійснюється за допомогою фотореле KL1. При спрацюванні KL1 замикається його контакт KL1.1 в колі керування проміжним реле KV1, яке своїми контактами KV1.1 та KV1.2 подає напругу на котушки магнітних пускачів KM1 та KM2, що призводить до вмикання системи освітлення в режимі роботи «вечірнє освітлення».

При настанні певного заданого часу доби (ночі) спрацьовує реле часу KT1, яке своїми контактами KT1.1 відключає котушку магнітного пускача KM1, після чого система починає працювати в режимі «нічне освітлення».

Коли починає світити і рівень природньої освітленості досягає 10 лк, спрацьовує фотореле KL1 та розмикає свій контакт KL1.1, в результаті чого втрачає живлення проміжне реле KV1 та виключає систему вуличного освітлення.

Захист мережі в схемі від струмів короткого замикання та перевантаження здійснюється запобіжниками FU1-FU12 із плавкими вставками типу ППНІ-33.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						59
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

6 ОХОРОНА ПРАЦІ.

6.1 Організація роботи з охорони праці на підприємстві

Виконання робіт на опорах передбачає певні обмеження та вимоги щодо їх міцності та стійкості. Перед початком робіт з опори необхідно переконатися в її надійності та безпеки. Оцінка необхідності посилення опори та застосування безпечних засобів проводиться керівником робіт на місці з урахуванням проекту робіт.

Якщо є сумніви в міцності і стійкості опори, для її зміцнення використовують троси, підкоси або спеціальні пристосування. Для установки складних або великих опор використовуються спеціальні механізми, такі як лебідки і армовані блоки. Монтаж залізобетонних опор вручну без використання механізаторів забороняється.

Під час підйому на опору необхідно використовувати строп страхувального пояса. При заміні частин опори необхідно уникати їх зміщення або випадання.

- Порушувати цілісність проводів і знімати з'єднання на міжопорних конструкціях без попереднього зміцнення опори.

- Переходьте до проміжної опори тільки в тому випадку, якщо до неї прикріплено менше двох проводів.

- Виконувати роботи з внутрішнього кута на кутових опорах зі штирьовими ізоляторами, а також підніматися на них.

- Викопайте обидва опорні стовпи одночасно під час заміни аксесуарів типу Р і АР.

- Перебування в котловані під час витягування або опускання обладнання.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						60
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

6.2 Небезпечні та шкідливі виробничі чинники технологічного процесу, причини та наслідки цих чинників.

Проведення будь-яких ремонтних або відновлювальних робіт, а також здійснення переходу на опори та елементи їх конструкцій під час огляду повітряних ліній електропередачі, а також пересування під проводами в темну пору доби забороняється. В умовах обмеженої прохідності (наприклад, болота, водні перешкоди, гори тощо), а також у несприятливу погоду (наприклад, дощ, снігопад, сильний мороз тощо), а також у темну пору доби проводиться огляд ліній електропередач. - роенергію повинні здійснювати два працівники, в інших випадках - один. Під час виявлення пошкодження лінії працівники носять попереджувальні знаки або плакати, які вивішують у разі виявлення пошкоджень.

Забороняється наближатися дозаземленого проводу на ПЛ на відстань ближче 8 метрів. Поруч з таким проводом слід:

- Забезпечити безпеку для запобігання наближенню людей і тварин;
- Встановити, по можливості, попереджувальні знаки та плакати;
- Повідомити власника лінії про подію;
- Дочекайтеся прибуття ремонтної бригади. Забороняється наближатися на відстань менше 8 метрів до залізобетонних опор напругою 6, 10, 35 кВ у разі виявлення ознак короткого замикання на землю через пошкодження ізоляторів, контакт дроту з опорою або інші ситуації, які можуть бути небезпечними (наприклад, інтенсивне випаровування вологи з ґрунту, виникнення електричної дуги на опорах або в місцях кріплення опори до землі).

6.3 Оцінка умов праці технологічного процесу чи робочого місця.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						61
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Перед початком вирубки дерев необхідно розчистити місце робіт. Керівник будівництва повинен повідомити всіх членів бригади про небезпеку, пов'язану з наближенням до ліній електропередач, повалених дерев і міських канатів.

Заборонено:

- Виходити на зрубани та спиляні дерева;
- якщо дерево впало на лінії електропередач, наближайтеся до нього на відстань менше 8 метрів до зникнення напруги з лінії;
- Встаньте збоку від дерева, що падає, або з протилежного боку;
- звалювання дерев без попереднього розпилювання чи обрізання, а також звалювання дерева з боку на бік;
- Залишати необрізане дерево спиляним або зрубаним під час перерви в роботі або під час переходу до інших дерев.
- Вирубуйте дерева групами, попередньо розпилявши їх або скориставшись падінням одного дерева на інше.

Пилорами повинні попередити інших працівників про загрозу падіння наступного дерева, яке буде зрубано.

6.4 Рекомендації щодо впровадження безпечних і здорових умов праці.

Проведення робіт на повітряних лініях електропередач має свої межі. Під час грози, сильного вітру або при температурі повітря нижче встановлених норм роботи забороняються, за винятком випадків ліквідації аварій, у яких працюють не менше двох працівників. У разі зниження температури робота може проводитися з перервами на обігрів, при цьому керівник забезпечує обігрів робочого місця неподалік від місця роботи.

6.5 Висновки та пропозиції.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						62
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

Керівники роботи в ключових сферах повинні мати відповідний досвід. Ви повинні бути присутні під час роботи і керувати нею.

Ремонт і монтаж нових ліній електропередачі, що перетинають інші лінії зв'язку, можливий лише за умови відключення та заземлення ліній із залученням представника відповідної служби. Виконуючи робототехнічну роботу на висоті, працівники повинні дотримуватися всіх заходів безпеки, включаючи використання ізольованих інструментів.

Перед початком робіт на перетині ліній електропередач з іншими лініями зв'язку необхідно переконатися у відсутності напруги. Роботи необхідно узгоджувати з власниками відповідних комунікацій.

Під час роботи на перехрестях з проїзними шляхами необхідно забезпечити безпеку руху шляхом вжиття необхідних заходів щодо його зупинки. Для цього можна використовувати сигналізацію та дорожні знаки «ремонтні роботи».

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						63
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

7 ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА

7.1 Вплив на повітряне середовище:

- Оцінка викидів CO₂ та інших шкідливих речовин під час будівництва та експлуатації повітряних ліній.
- Аналіз можливості впливу електромагнітного випромінювання на здоров'я людей та тварин у зоні поблизу ліній електропередачі.

7.2 Вплив на рослинний покрив та біорізноманіття:

- Оцінка можливих наслідків вирубки дерев та знищення природних біотопів для будівництва нових ліній.
- Запропонування заходів з компенсації втрати рослинності та підтримки місцевого біорізноманіття.

7.3 Вплив на водні ресурси:

- Аналіз можливості забруднення водоймищ, зокрема річок та озер, внаслідок витоку мастила або інших речовин з електрообладнання.
- Пропозиції щодо заходів з відновлення водного середовища після завершення будівництва.

7.4 Зменшення екологічного впливу:

- Впровадження технологій та методів, спрямованих на зменшення енергоспоживання та викидів шкідливих речовин.
- Рекомендації щодо використання екологічно чистих матеріалів та технологій у будівництві та експлуатації.

7.5 Моніторинг та контроль:

- План моніторингу за станом довкілля під час реконструкції та подальшої експлуатації системи електропостачання.
- Система контролю за впливом на довкілля та вчасне реагування на виявлені проблеми.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						64
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

Модернізація системи електропостачання с.Ромашкове Шостинського району Сумської області з реконструкції повітряних ліній значно вдосконалисть та стабілізує роботу повітряних ліній селища.

Необхідність реконструкції системи електропостачання. Необхідність реконструкції ТП 10/0,4 викликана тим, що ТП-286 введена в експлуатацію в 1970 році. Технічний стан не відповідає сучасним вимогам, а також відсутні запасні частини.

Додаткові капіталовкладення: Виконання робіт, не заплановані ремонти, закупка запасних частин.

Основними капіталовкладенням при реконструкції є витрати на придбання обладнання та матеріалів, зокрема, опор, світильників, ізоляторів та проводів.

Розрахунок економічної ефективності капіталовкладень у реконструкцію.

Визначимо недоотриманий прибуток (П недопол) від припинення подачі електроенергії:

$$P_{\text{недопол}} = O_{\text{сг}} \cdot H \cdot P,$$

де $O_{\text{сг}}$ середньорічне кількість відключень, $O_{\text{сг}} = 10$;

H - середня недовідпустка одного відключення, $H=7150$ кВт/год;

P -разниця между стоимостью покупной и реализуемой энергии, $P=0,36$ грн.

$$P_{\text{недопол}} = 10 \cdot 7150 \cdot 0,36 = 25740 \text{грн}$$

Витрати наведені в таблиці 8.1

Перелік обладнання	К-ть.	Ціна за од., грн.	Всього, грн
Світильник світлодіодний BRP381 LED75/NW 55W	33	2200	72600,00
Залізобетонні опори ВЛЕП 0,4 кВ	48	2500	120000,00
Кронштейн 1.К1-2,0-2,0-Ф9-ц	48	300	14400,00

Шафа керування системою вуличного освітлення І-710	1	23000	23000,00
Провід А35	1680м.	216,21	51873,36
Фарфорові ізолятори ТФ-16	96	195	18720,00
Затискач проколюючий ЗПАм 16-95/1,5-10	41	100	4100,00
Фотореле іек фр 602, ір44	41	302,58	12405,78
Роз'єднувачі РЛНД-10/400у1	6	10000	60000,00
Запобіжники ПКТ-102-6-31,5-12,5- УЗ-КЭАЗ	6	1300	7800,00
Вимикач автоматичний ВА51-35м2	2	2200	4400,00
Трансформатор ТМ-100 кВА	2	127000	254000,00

$$\Sigma=72600+120000+14400+23000+51873,36+18720+4100+12405,78+60000+7800+4400+254000=643299,14$$

Сума затрат на придбання ел обладнання та основних затрат

Таблиця 8.2 – Показники економічної ефективності

Показники		Вартість, грн
Проект планового ремонту	-	50000,00
Робота машин і механізмів	-	30000,00
Фонд оплати труда ремонтних робітників	-	120000,00
Витрати основні	-	643299,14
Витрати монтування устаткування	-	170000,00

Кошторис (фінансовий розрахунок по капітальним вкладенням) освітлення.	-	108005,78
Максимальні затрати на реконструкцію		866453,84
Всього дод. витрат, грн:	1509752,98	1987758,76
Показник економії за рік, грн.	478005,78	
Показник терміну окупності, рік	1,32	

Резерв на непередбачені витрати (20%):

$$643299,14 \cdot 0,20 = 128659,828 \text{ грн.}$$

Максимальні можливі ціни (зростання на 15%):

$$643299,14 \cdot 0,15 = 96494,87 \text{ грн.}$$

Максимальні затрати на реконструкцію - $z_{c.p}$

$$z_{\text{макс}} = 643299,14 + 128659,83 + 96494,87 = 866453,84 \text{ грн.}$$

Сума покупного електрообладнання та максимальні затрати на реконструкцію складе $\sum z_{c.p}$:

$$\sum z_{c.p} = 643299,14 + 866453,84 = 1509752,98 \text{ грн}$$

Визначення терміну окупності реконструкції об'єкта:

$$T_{ок} = \frac{K}{\sum z}$$

K - капіталовкладення в реконструкцію ПВ. $K = 1987758,76$

$$T_{ок} = \frac{1987758,76}{1509752,98} = 1,32(p);$$

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						67
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК.

Модернізація системи електропостачання в селі Ромашкове Шосткинського району Сумської області, яка включає реконструкцію повітряних ліній, суттєво покращить і стабілізує їхню роботу.

У дипломному проекті передбачено створення системи управління вуличним освітленням, що включає розробку принципової електричної схеми та опис її функціонування.

Також виконано розрахунок навантаження споживачів на напрузі 0,38 кВ та розрахунок навантажень у мережах 0,38 кВ і 10 кВ. Визначено потужність і вибрано силовий трансформатор для споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Для комунально-побутового сектора обрано трансформатор ТМГ-100 кВА, а для промислового сектора — трансформатор ТМГ-100 кВА (герметичний масляний трансформатор).

Зараз впроваджуються методи керування освітленням за допомогою радіосигналів. Це особливо актуально для сільських поселень, які складаються з кількох віддалених невеликих сіл. При проектуванні зовнішнього освітлення для окремих об'єктів можуть використовуватися програмовані контролери, які налаштовують на річний розклад вмикання та вимикання освітлення. Такий контролер може бути встановлений безпосередньо в шафу керування зовнішнім освітленням. Іноді ці контролери використовуються для вимкнення частини світильників, встановлених на опорі.

Для керування системою вуличного освітлення встановлюємо комплектну шафу керування типу І-710.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						68
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Євтух П.С., Буняк О.А., Оробчук Б.Я. Решетник В.Я. Зміст та тематика дипломних проектів (робіт) за спеціальністю 7.05070103 (8.05070103) електротехнічні системи електроспоживання // Методичні вказівки. - Тернопіль, ТНТУ імені Івана Пулюя, 2012.
2. Техніка і електрофізика високих напруг: навч. посібник / Бржезицький В.О. та ін. ; за ред. В.О. Бржезицького та В.М. Михайлова. Харків : НТУ «ХП». Торнадо, 2005. 930 с
3. "Експлуатація електроустановок: навчальний посібник" / Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель та ін. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2005. – 445 с.
4. "Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: навчальний посібник" / Г.Г. Півняк, Г.А. Кігель, Н.С. Волотковська. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2011. – 216 с.
5. "Експлуатація електроустановок: навчальний посібник" / Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель та ін. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2005. – 445 с.
6. Wikipedia:
[https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%88%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B5_\(%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%BE\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%88%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B5_(%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%BE))
7. Agrawal K. Industrial Power Engineering and Applications Handbook [Электронный ресурс]. New nes publ. Boston, 2001p. URL: <http://bib.con-vdocs.org/v34818/?download=1#11>.(дата обращения 10.10.2016).

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						69
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

8. Grigsby L. Power Systems [Электронный ресурс]. CRCPress publ. New York, 2006. 453 p. URL:<http://bib.convdocs.org/v31220/?download=1>. (дата обращения 11.10.2016).

9. Short T. Electric Power Distribution [Электронный ресурс]. CRCPress publ. New York, 2004. 784p.

URL:<https://goodboygunawan.files.wordpress.com/2010/03/electric-power-distribution-handbook.pdf> (дата обращения 15.10.2016).

10. Allen L. National Electrical Safety Code Handbook [Электронный ресурс]. IEEE Press publ. New York, 2006. 679 p.

URL: <http://www.twirpx.com/file/1555965/> (дата обращения 18.10.2016).

11. Zhenya L. Ultra-High Voltage AC/DC Grids [Электронный ресурс]. Elsevier publ. Amsterdam, 2015. 735 p. URL:<http://www.twirpx.com/file/1631284/> (дата обращения 20.10.2016).

12. Sen S. International Journal of Computational Engineering Research [Электронный ресурс]. IJ CER. 2013. 280 p.

URL:http://www.ijceronline.com/papers/Vol3_issue7/Part-3/C0373016028.pdf (дата обращения 1.11.2016).

13. Meier A. Electric power systems [Электронный ресурс]. John Wiley & Sons publ. New Jersey. 2006. 328 p.

URL: <http://personal.psu.edu/sab51/vls/vonmeier.pdf> (дата обращения 5.11.2016).

80

14. Douglas R. Basic Electricity [Электронный ресурс]. Chino Valley, Technical Learning College publ. New Jersey. 2016. 297p.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						70
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

URL: <http://www.abctlc.com/downloads/courses/BasicElectricity.pdf> (дата обращения 10.05.207).

15. Hunt S. Making Competition Work in electricity [Электронный ресурс]. John Wiley & Sons publ. New York, 2002. 450 p. URL: http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Hunt_Making_Competition_Work.pdf(дата обращения 20.05.2017).

16. Digambar M. Electric power generation. The Changing Dimensions [Электронный ресурс]. John Wiley & Sons publ. New Jersey, 2011. 367 p. URL: <http://www.twirpx.com/file/744240/> (дата обращения 25.05.2017).

17. Каталог кабельної продукції. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.avtomats.com.ua/3307-wire_apv.html.

18. Організація охорони праці в сільському господарстві : навчальний посібник / Д.А. Будко, В.Л. Луценков, М.Т. Воїнов, С.Д. Мазілін. – Сімферополь : Бізнес-інформ, 1998. – 368с.

19. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричне освітлення та опромінення» для студентів факультету енергетики і автоматики / Л.С. Червінський, Л.О. Сторожук, Б.М. Ковалишин – Київ, НУБіП, 2014 р. – 63 с.

20. Охорона праці в енергетиці: Посібник для технікумів/ Л.Д. Борисов, Б.А. Князевський, С.М. Кучерук і ін.; під ред. Б. А. Князевського. – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 376 с.

					КП.06.3.005.ПЗ	Аркуш
						71
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		