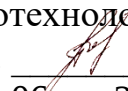


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій
к.т.н., доц.  Юлія Постол
« 12 » 06 2026 року

Пояснювальна записка

до кваліфікаційного проєкту
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

на тему: «Реконструкція електропостачання південної частини
Синельниківського району Дніпропетровської області»

21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ

Виконав: студент 4 курсу, 41 ЕЕ групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка


(підпис)

Д. О. Шостак

Керівник, к.т.н, доцент


(підпис)

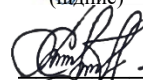
О. І. Коваленко

Консультант, к.т.н., доцент


(підпис)

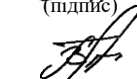
М. В. Зоря

Консультант, к.е.н., доцент


(підпис)

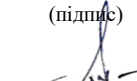
С.Р. Плотніченко

Нормоконтролер, к.т.н., доц.


(підпис)

В. Б. Гулевський

Рецензент

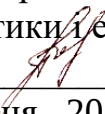

(підпис)

С. В. Чаусов

Запоріжжя, 2026 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій
Кафедра електроенергетики і електротехнологій
Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики і електротехнологій
к.т.н., доц.  Юлія Постол
« 27 » грудня 2026 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ ПРОЄКТ ЗДОБУВАЧУ

Шостаку Дмитру Олеговичу

1. Тема проєкту: «Реконструкція електропостачання південної частини Синельниківського району Дніпропетровської області»

керівник проєкту: Коваленко О. І., к.т.н., доцент.

затверджені наказом ректора університету від 29 вересня 2026 року № 522-С.

2. Строк подання здобувачем проєкту: 12 червня 2026 року.

3. Вихідні дані до проєкту: статистичні дані району електропостачання, схема розташування електричних мереж району електропостачання, технічне завдання на кваліфікаційний проєкт, матеріали виробничих та переддипломних практик, нормативні документи, науково-технічна література, електронні ресурси та ін.

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

1. Аналіз стану системи електропостачання району.

2. Розрахунок електричної мережі району.

3. Вибір обладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

4. Релейний захист повітряних ліній 10 кВ.

5. Охорона праці.

6. Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників):

1. Мережі району електричні напругою 35 та 10 кВ. Схема електрична розташування.
2. Підстанція 35/10 кВ «Миролюбівка». Кола первинної комутації. Схема електрична принципова.
3. Захист релейний повітряної лінії напругою 10 кВ. Схема електрична принципова.
4. Трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Миролюбівка». Грозозахист підстанції. Кресленик загального виду.
5. Показники техніко-економічні. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) проєкту

Розділ (підрозділ)	П.І.Б., посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
5	Зоря М. В., к.т.н., доцент	27.12.26	27.12.26
6	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	27.12.26	27.12.26

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2026 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1. Аналіз стану системи електропостачання району.	01.05.2026 р.	
2. Розрахунок електричної мережі району.	05.05.2026 р.	
3. Вибір обладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ.	10.05.2026 р.	
4. Релейний захист повітряних ліній 10 кВ.	21.05.2026 р.	
5. Охорона праці.	05.06.2026 р.	
6. Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту.	10.06.2026 р.	
7. Підпис керівником проєкту.	11.06.2026 р.	
8. Підпис завідувачем кафедри.	12.06.2026 р.	

Здобувач вищої освіти


(підпис)

Д. О. Шостак

Керівник проєкту, к.т.н., доцент


(підпис)

О. І. Коваленко

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ			Реконструкція електропостачання			
2					південної частини			
3					Синельниківського району			
4					Дніпропетровської області.			
5					Пояснювальна записка.	95	–	
6	A1	21ЕЕД.10198371.06.26.110000Э7			Мережі району електричні			
7					напругою 35 та 10 кВ. Схема			
8					електрична розташунок.	1	–	
9	A1	21ЕЕД.10198371.06.26.310000Э3			Підстанція 35/10 кВ			
10					«Миролубівка». Кола			
11					первинної комутації. Схема			
12					електрична принципова.	1	–	
14	A1	21ЕЕД.10198371.06.26.410000Э3			Захист релейний повітряної			
15					лінії напругою 10 кВ. Схема			
16					електрична принципова.	2	1	
17	A1	21ЕЕД.10198371.06.26.410000Э3			Захист релейний повітряної			
18					лінії напругою 10 кВ. Схема			
19					електрична принципова.	2	2	
20	A1	21ЕЕД.10198371.06.26.510000ВО			Підстанція 35/10 кВ			
21					«Миролубівка». Грозозахист			
22					підстанції. Кресленик			
23					загального виду.	1	–	
24	A1	21ЕЕД.10198371.02.26.610000ТБ			Показники техніко-	1	–	
25					економічні. Таблиця.			
					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ			
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	Відомість технічного проекту			
Розроб.		Шостак Д.О.		10.06.26				
Перев.		Коваленко О.І.		11.06.26				
Н.контр.		Гулевський В.Б.		11.06.26				
Затв.		Постол Ю.О.		12.06.26	ТДАТУ, 2026			

РЕФЕРАТ

Шостак Д. О. Реконструкція електропостачання південної частини Синельниківського району Дніпропетровської області : кваліфікаційний проєкт. Запоріжжя : ТДАТУ, 2026. 95 с.

Обсяг кваліфікаційного проєкту – 95 аркушів, кількість рисунків – 13, кількість таблиць – 26.

У кваліфікаційному проєкті розроблено та обґрунтовано комплексні технічні рішення щодо реконструкції системи електропостачання південної частини Синельниківського району Дніпропетровської області. У межах дослідження виконано системний аналіз поточного експлуатаційного стану електрообладнання розподільних мереж напругою 10 кВ та трансформаторної підстанції 35/10 кВ. На основі проведеного аналізу оптимізовано конфігурацію схеми електропостачання району та визначено архітектуру ПС 35/10 кВ. Розраховано навантаження трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ і розподільної мережі 10 кВ. За результатами розрахунку необхідної потужності силового обладнання обґрунтовано доцільність встановлення на підстанції силового трансформатора потужністю 1600 кВА. Обчислені параметри струмів трифазного к.з. слугували базою для вибору високовольтного комутаційного апарата та допоміжного обладнання ПС. Визначено параметри розподільної мережі 10 кВ від аварійних ситуацій. Розраховано уставки релейного захисту та автоматики для ліній 10 кВ, а також розроблено принципову електричну схему. Додатково опрацьовано заходи з охорони праці та промислової безпеки персоналу підстанції. Виконано моделювання захисних зон системи грозозахисту. Економічну доцільність цих інженерних рішень підтверджено відповідними техніко-економічними розрахунками. Розрахунковий термін окупності системи електропостачання Синельниківського району, становить приблизно сім років.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ, КОМУТАЦІЙНИЙ АПАРАТ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 АНАЛІЗ СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ	10
1.1 Географо-економічний опис району електропостачання	10
1.2 Аналіз системи електропостачання району	12
1.3 Постановка задач кваліфікаційного проєкту	14
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ	16
2.1 Визначення навантаження споживачів електричної енергії	16
2.2 Визначення навантажень повітряних ліній 10 кВ	18
2.3 Розрахунок потужності силових трансформаторів підстанції	24
2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району	28
2.5 Вибір перерізу проводів ПЛ 10 кВ	31
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі	34
2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі.....	34
2.6.2 Схема заміщення мережі і визначення параметрів схеми мережі.....	36
2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі	42
2.6.4 Визначення струмів навантаження мережі району.....	44
3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ..	45
3.1 Вибір комутаційних апаратів підстанції на стороні 35 кВ	47
3.2 Вибір комутаційних апаратів підстанції на стороні 10 кВ	48
3.4 Вибір трансформаторів струму	50
3.5 Вибір трансформаторів напруги	51
3.6 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції	52
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ	54
4.1 Пристрій релейного захисту УЗА-10РС	55
4.1.1 Характеристика пристрою УЗА-10РС	55

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.1.2 Принцип дії пристрою УЗА-10Р	58
4.2 Максимальний струмовий захист повітряних ліній 10 кВ.....	62
4.3 Струмова відсічка повітряних ліній 10 кВ.....	65
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	70
5.1 Аналіз умов праці та комплексна оцінка технічних заходів електробезпеки при обслуговуванні проєктованої системи електропостачання.....	70
5.2 Організаційна процедура допуску працівників до проведення електромонтажних робіт.....	75
5.3 Захист від прямих ударів блискавки та вторинних проявів на території ТП	77
6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ	84
ВИСНОВКИ.....	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	94

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики є одним з чинників розвитку економіки та ефективнішому функціонуванню всіх галузей промисловості. Масове впровадження доступної електроенергії у промисловості, сільському господарстві, транспорті та будівництві забезпечує зростання продуктивності праці, автоматизацію технологічних процесів і покращення умов праці. Але це в свою чергу призводить до експоненціального збільшенню кількості електроустановок. Це ж призводить до ускладнення їх конструкцій та підвищення вимог до надійності й безпеки експлуатації.

Втім значна частина електрообладнання в мережах високої напруги України застаріла. Це відбулося як і в плані фізичних потужностей так і розумінні нової генерації у застосуванні цих складних механізмів. Це має негативний вплив на надійність енергосистеми. Недостатня розгалуженість електричних мереж і невідповідність темпів їх розвитку темпам введення нових генеруючих потужностей призводять до підвищених ризиків аварійних ситуацій. У такий складний час особливого значення набуває ефективне функціонування систем релейного захисту і автоматики, від роботи яких залежить стійкість та безперервність електропостачання.

Сільське господарство має специфічні умови електропостачання, зумовлені територіальною розосередженістю споживачів і відносно невеликою потужністю окремих об'єктів. Надійність подачі електроенергії є критично важливою, оскільки навіть короточасні перерви можуть призводити до значних економічних втрат, особливо на підприємствах агропромислового комплексу. У зв'язку з цим актуальним є впровадження заходів з реконструкції та модернізації повітряних і кабельних ліній електропередачі, використання ізольованих самоутримних проводів, а також захист мереж від несприятливих природних факторів, зокрема ожеледі.

Таким чином, реконструкція систем електропостачання окремих регіонів повинна базуватися на комплексі заходів. Це включає оптимальний

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вибір рівнів напруги, конфігурації мереж, потужності трансформаторних підстанцій, а також застосування сучасних систем захисту, автоматики та моніторингу. Їх реалізація забезпечить підвищення надійності електропостачання, економічну доцільність експлуатації мереж і сталий розвиток регіонів. Саме вирішенню даних задач у заданих умовах одного із районів і присвячений кваліфікаційний проєкт.

					21ЕЕД.10198371.06.26.0000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

1.1 Географо-економічний опис району електропостачання

Синельниківський район це район Дніпропетровської області в Україні, утворений відповідно до постанови Верховної Ради України від 17 липня 2020 року. Адміністративним центром є місто Синельникове. Синельниківський район розташований у південно-східній частині Дніпропетровської області. На півночі район межує з Павлоградським районом, на заході межує з Дніпровським районом, на півдні - з Запорізькою областю, а на сході - з Донецькою областю. Загальна площа району становить близько 1900 км², що складає приблизно 6 % території області.

Відстань від районного центру міста Синельникове до обласного центру міста Дніпро становить близько 60 км.

Клімат району помірно-континентальний, з теплим посушливим літом та відносно м'якою малосніжною зимою. Кількість атмосферних опадів нерівномірна за роками і в середньому не перевищує 450 мм. У літній період часто спостерігаються високі температури повітря та суховії, переважно південно-східного і східного напрямків. Весна настає рано, однак можливі пізні заморозки, що негативно впливає на сільськогосподарські культури.

Кліматичні особливості на території району характеризуються такими показниками:

- середньорічна температура повітря +10,5 °С;
- без морозний період триває 220–240 днів;
- середньорічна кількість атмосферних опадів сягає 400...450 мм;
- відносна вологість повітря в теплий період року сягає 45...60 %;
- відносна вологість повітря в холодний період року сягає до 85...90 %;
- кількість грозових годин на рік становить близько 110 годин.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рельєф місцевості району переважно рівнинний, з незначними хвилястими формами та наявністю балок і ярів. На території району протікають малі річки та їх притоки, а також наявні штучні водойми та ставки, що використовуються для господарських потреб. Ґрунтовий покрив району представлений переважно чорноземами звичайними та південними, що сприятливо впливає на розвиток сільського господарства.

Синельниківський район є аграрно-промисловим районом. Основними напрямками діяльності сільськогосподарських підприємств є вирощування зернових та технічних культур, зокрема пшениці, ячменю, соняшнику та кукурудзи, а також розвиток тваринництва. Територія району частково відноситься до зони ризикованого землеробства, що зумовлює необхідність раціонального використання земельних і енергетичних ресурсів. У районі функціонує близько 12–16 промислових підприємств, що виробляють будівельні матеріали, металеві вироби, керамічну продукцію та консервну промисловість тощо, а також діє залізничний транспортний вузол, що відіграє важливу роль у соціально-економічному розвитку регіону. Серед підприємств галузі діє ТОВ «Чиста планета», що спеціалізується на виробництві санітарно-гігієнічних і побутових товарів.

Серед основних посівних культур переважають: пшениця, кукурудза, соняшник, цукровий буряк, овочеві та баштанні культури. Також розвивається тваринництво, зокрема: молочне та м'ясне скотарство, свинарство, птахівництво.

Соціальна інфраструктура району представлена закладами загальної середньої та професійно-технічної освіти. Також у селах у цьому районі наявні різні бібліотеки, будинки культури та спортивні об'єкти, що забезпечують потреби населення в культурному розвитку та дозвіллі. Отже, всі ці споруди потребують додаткового електроспоживання влітку або взимку, аби мати потрібні температурні показники. Це може призводити до понаднормового використання електроенергії.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

В дипломному проєкті пропонується виконати реконструкцію системи електропостачання південної частини Синельниківського району Дніпропетровської області. Досліджувана територія охоплює населені пункти південної та південно-східної частини району, зокрема села Миролюбівка, Котлярівське, Великомихайлівка, Носачі, Терса, Партизани, Новочернігівське, Нововоскресенівське, а також прилеглі сільські населені пункти. Електропостачання зазначених населених пунктів здійснюється від трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Миролюбівка», розташованої поблизу однойменного населеного пункту. Від даної підстанції живляться повітряні лінії електропередачі напругою 10 кВ, від яких через розподільчі трансформаторні підстанції забезпечується споживачі.

1.2 Аналіз схеми та обладнання системи електропостачання

Підстанція 35/10 кВ «Миролюбівка» зі сторони напруги 35 кВ отримує електричне живлення по двох повітряних лініях електропередачі 35 кВ. Живлення здійснюється по резервній лінії 35 кВ від суміжної підстанції 35/10 кВ, що забезпечує можливість резервування живлення споживачів південної частини району. Втім, основним джерелом живлення є підстанція 150/35/10 кВ «Синельникове». Від підстанції 35/10 кВ «Миролюбівка» відходять повітряні лінії напругою 10 кВ. Серед них є фідер Ф-106 та інші фідери 10 кВ, що живлять безпосередньо село Миролюбівка та сусідні населені пункти, такі як Мирне, Котлярівське. ПЛ-35 кВ, які з'єднують підстанцію з іншими опорними вузлами району. Електропостачання споживачів здійснюється через мережу трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Для сільських підстанцій 35/10 кВ у Синельниківському районі стандартна потужність кожного трансформатора зазвичай становить від 2,5 МВА до 6,3 МВА (наприклад, ТМН-2500/35 або ТМН-6300/35), залежно від кількості підключених підприємств та населення. Таких силових масляних трансформаторів (зазвичай серії ТМ, ТМН або ТДН) встановлено мінімум два.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повітряні лінії напругою 10 кВ виконані переважно на залізобетонних опорах типу П10-1, П10-2, УП10-1, УП10-2, А10-1 та КА10-1. Лінії виконані алюмінієвими та сталєво-алюмінієвими проводами марок А та АС перерізом 35 і 50 мм².

У зв'язку зі зміною електричних навантажень виробничих і побутових споживачів, а також у результаті заміни трансформаторів на окремих трансформаторних підстанціях 10/0,4 кВ на більш потужні, виникає необхідність реконструкції існуючої системи електропостачання та збільшення встановленої потужності силових трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Миролюбівка».

На стороні 35 кВ підстанції «Миролюбівка» зазвичай встановлені роз'єднувачі серії РДЗ. Серед них відповідно є РДЗ.2-35/1000 і РДЗ.1-35/1000 та масляні вимикачі типу С-35М-630. Захист обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг виконано за допомогою обмежувачів перенапруг РВС-35 та ОПН-10 на стороні низької напруги. Комутація кожної лінії 10 кВ виконується за допомогою роз'єднувачів РВЗ-10 та малооливних вимикачів серії ВМГ-10. Для підключення кіл обліку, вимірювання та захисту на секціях шин встановлені трансформатори напруги ЗНОМ-35 та НТМИ-10.

Для підключення кіл обліку, вимірювання та релейного захисту встановлені вбудовані трансформатори струму ТВ-35, а також ТПЛ-10 та ТВК-10 у комірках КРУ-10 кВ. Релейний захист обладнання мереж напругою 10 кВ та підстанції виконано переважно на застарілій базі електромеханічних та індукційних реле типу: РТ-40, РТ-80, РТ-90; проміжних реле РП-341 та реле часу РВМ-12.

Співвідношення між споживачами за характером навантаження у зоні живлення ПС «Миролюбівка» має наступний вид:

- виробниче навантаження - 30%;
- побутове навантаження - 70% .

Існуюча схема електропостачання є доволі протяжною. А сама лінія електропередачі з розгалуженою мережею трансформаторних пунктів

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зумовлює підвищені витрати електроенергії та зниження надійності електропостачання. У зв'язку з цим реконструкція системи електропостачання передбачає підвищення надійності роботи мереж, покращення якості електричної енергії та забезпечення безперебійного живлення споживачів цієї частини Синельниківського району.

Зважаючи на усе це, можна виділити основні недоліки у цьому районі:

- 1) дефіцит потужності та стабілізаційні обмеження;
- 2) технічна застарілість обладнання;
- 3) низька надійність схеми живлення;
- 4) недостатня пропускна спроможність електричних мереж із-за малого перерізу проводів;
- 5) низька надійність релейного захисту;

1.3 Постановка задач проектування

Ураховуючи виявлені дефекти та експлуатаційні недоліки чинної системи електропостачання південної частини Синельниківського району, яка отримує живлення від підстанції 35/10 кВ «Миролюбівка», а також у зв'язку з динамічним перерозподілом потужностей та необхідністю ліквідації систематичних навантажувальних перевантажень наявного силового трансформатора, виникає гостра потреба в повній реконструкції зазначених розподільних мереж.

Для досягнення поставленої мети та забезпечення нормативних показників надійності й якості електропостачання споживачів у межах цього кваліфікаційного проекту необхідно оптимізувати та змінити конфігурацію повітряних ліній напругою 10 кВ, що відходять від шин проектованої підстанції, після чого визначити розрахункові електричні навантаження споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ і виконати розрахунок потужності відгалужених ліній. Отримані дані дозволять обґрунтувати оптимальну кількість та одиничну потужність нових силових трансформаторів

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підстанції 35/10 кВ на основі аналізу графіка сумарного навантаження всього району. Здійснення техніко-економічного вибору марок і перерізів проводів для ліній електропередачі 10 кВ.

Для подальшого вибору обладнання виконується розрахунок струмів трифазного та аварійних режимів короткого замикання в характерних точках мережі 10 кВ. На основі цих обчислень проводиться комплексний аналіз і здійснюється вибір сучасного високовольтного комутаційного обладнання та захисної апаратури для заміни застарілих та фізично зношених елементів підстанції. Паралельно проектуються та розраховуються параметри пристроїв релейного захисту й автоматики лінійних та трансформаторних приєднань з розробкою їх принципової електричної схеми. На завершальному етапі опрацьовується комплекс інженерно-технічних заходів охорони праці персоналу та захисту споруд підстанції від перенапруг, а загальна інвестиційна привабливість і доцільність проваджуваних інженерних рішень остаточно підтверджується відповідними техніко-економічними розрахунками та визначенням терміну окупності капіталовкладень.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ

2.1 Визначення навантаження споживачів електричної енергії

Для електричної мережі району з номінальною напругою 10 кВ навантаження формують споживчі трансформаторні підстанції класу напруги 10/0,4 кВ, які забезпечують електропостачання як побутових, так і промислових споживачів відповідної території. Розрахунок електричних навантажень здійснюється окремо для режимів денного та вечірнього максимумів відповідно до методичних положень [1, 3]. Визначення величин денного і вечірнього навантажень споживчих трансформаторних підстанцій виконується з урахуванням коефіцієнтів потужності, рівня завантаження, а також прогнозованого приросту навантаження [1,3].

$$P_{\partial} = S_n \cdot \cos \varphi_{\partial} \cdot \kappa_z \cdot \kappa_{y\partial} \cdot \kappa_{зр}, \quad (2.1)$$

$$P_{\text{в}} = S_n \cdot \cos \varphi_{\text{в}} \cdot \kappa_z \cdot \kappa_{y\text{в}} \cdot \kappa_{зр}, \quad (2.2)$$

де $P_{\partial}, P_{\text{в}}$ – денне і вечірнє навантаження, кВт;

S_n – номінальна потужність трансформаторної підстанції, кВА;

$\cos \varphi_{\partial}, \cos \varphi_{\text{в}}$ – денний і вечірній коефіцієнт потужності;

κ_z – коефіцієнт завантаження;

$\kappa_{y\partial}, \kappa_{y\text{в}}$ – коефіцієнт участі;

$\kappa_{зр}$ – коефіцієнт зростання навантаження.

Значення коефіцієнтів вибираємо з літератури [1] з урахуванням виду навантаження і їх значення. Дані заносимо в таблицю 2.1. Визначення денного і вечірнього навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ виконуємо в таблиці 2.2.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Значення коефіцієнтів навантаження

Коефіцієнти	Змішане навантаження	Побутове навантаження
$\cos \varphi_{\partial}$	0,80	0,90
$\cos \varphi_{\epsilon}$	0,83	0,92
κ_z	0,80	0,70
$\kappa_{y\partial}$	1,00	0,60
$\kappa_{y\epsilon}$	0,60	1,00
$\kappa_{зр}$	1,20	1,10

Таблиця 2.2 – Визначення денного і вечірнього максимуму навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ

№ ТП	Характер навантаж	S_n , кВА	$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	κ_z	$\kappa_{y\partial}$	$\kappa_{y\epsilon}$	$\kappa_{зр}$	P_{∂} , кВт	P_{ϵ} , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Л-101										
ТП-265	Змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	1,0	1,2	192	199,2
ТП-156	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-152	Змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	1,0	1,2	192	199,2
ТП-583	Побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	44,4	113,3
ТП-151	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-153	Побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	17,5	44,6
ТП-155	Змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	1,0	1,2	192	199,2
ТП-264	Виробничий	630	0,70	0,75	0,7	0,7	0,6	1,2	259,3	238,1
Л-102										
ТП-146	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-265	Виробничий	250	0,70	0,75	0,7	0,7	0,6	1,2	103	94,5
Л-103										
ТП-175	Виробничий	250	0,70	0,75	0,7	0,7	0,6	1,2	103	94,5
ТП-173	Побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	44,4	113,3
ТП-172	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-271	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-171	Побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	17,5	44,6
ТП-270	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
Л-104										
ТП-156	Побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	17,5	44,6
ТП-265	Змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192	199,2
ТП-164	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-160	Змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192	199,2
ТП-583	Побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	44,4	113,3
ТП-370	Побутове	40	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	11,1	28,3
ТП-169	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						17

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ф-30										
ТП-162	Побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	17,5	44,6
ТП-161	Побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	17,5	44,6
ТП-166	Побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	44,4	113,3
ТП-167	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-150	Побутове	40	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	11,1	28,3
Ф-50										
ТП-252	Виробничий	250	0,70	0,75	0,7	0,7	0,6	1,2	103	94,5
Л-105										
ТП-258	Виробничий	250	0,70	0,75	0,7	0,7	0,6	1,2	103	94,5
ТП-272	Побутове	40	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	11,1	28,3
ТП-580	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
Л-106										
ТП-284	Побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	17,5	44,6
ТП-257	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-251	Побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	44,4	113,3
ТП-268	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0
ТП-253	Побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	44,4	113,3
Л-107										
ТП-258	Побутове	100	0,90	0,92	0,7	0,4	1,0	1,1	27,7	71,0

Розрахунок навантажень згідно формул для ТП-175:

Денний максимум (P_d):

$$P_d = 250 \cdot 0,70 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 1,2 = 103 \text{ кВт.}$$

Вечірній максимум (P_v):

$$P_v = 250 \cdot 0,75 \cdot 0,7 \cdot 0,6 \cdot 1,2 = 94,5 \text{ кВт.}$$

2.2 Визначення навантажень повітряних ліній 10 кВ

Розрахунок навантаження на окремих ділянках повітряних лінії 10 кВ зважаючи на їх різноманітність визначається шляхом підсумовування за допомогою надбавок, починаючи з кінця лінії [1, 3-5].

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ					Арк.
										18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$P = P_{\sigma} + \Delta P_m, \quad (2.3)$$

де P_{σ} – більше з навантажень на ділянці лінії, кВт;

ΔP_m – надбавка, що відповідає меншому навантаженню, кВт.

Середньозважений коефіцієнт потужності на ділянках з різнорідним навантаженням визначається за формулою:

$$\cos \varphi = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.4)$$

де P_i – розрахункове навантаження i -го споживача, кВт.

Значення повних потужностей знаходять за формулою [1, 3]:

$$S_{\sigma} = \frac{P_{\sigma}}{\cos \varphi_{\sigma}}, \quad (2.5)$$

$$S_{\delta} = \frac{P_{\delta}}{\cos \varphi_{\delta}}. \quad (2.6)$$

Для розрахунку потужностей необхідно схематично зобразити розташування підстанцій і вказати денне і вечірнє навантаження і коефіцієнт потужності, а також відстань між підстанціями. Для розрахунку наводимо розрахункові схеми повітряних ліній (рисунок 2.1-2.7).

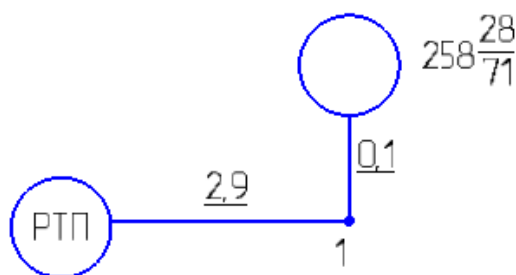


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема повітряної лінії (Л-107)

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

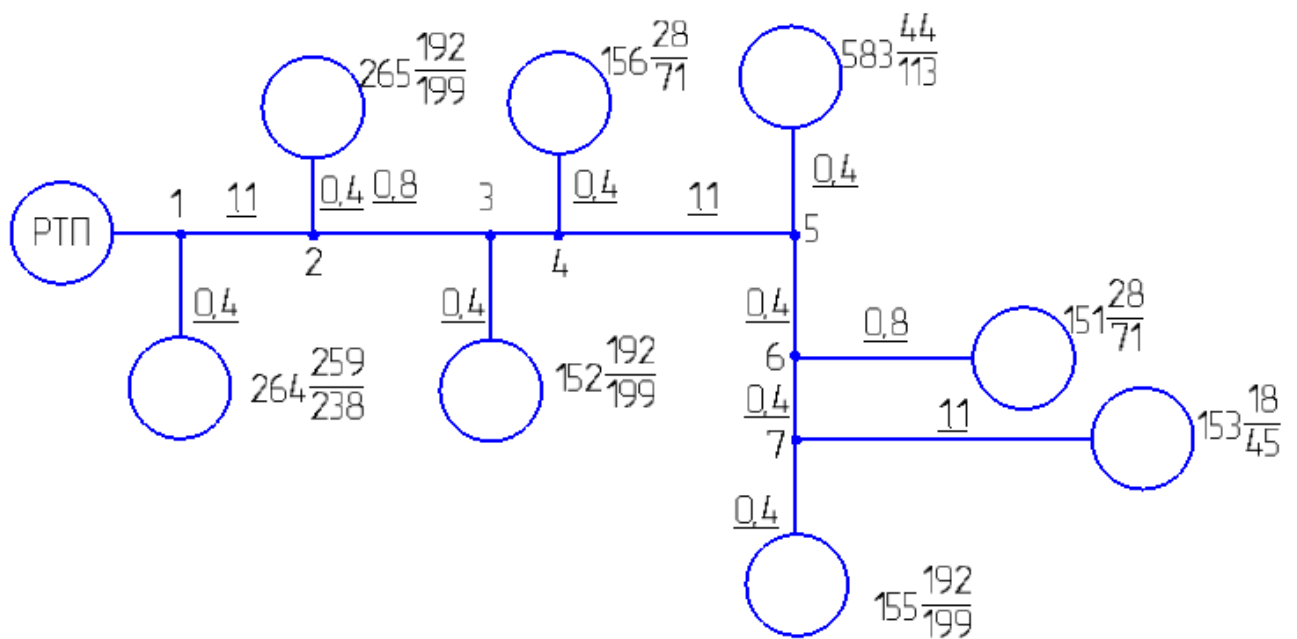


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема повітряної лінії (Л-101)

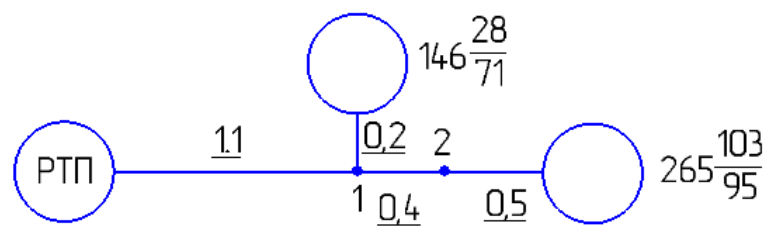


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема повітряної лінії (Л-102)

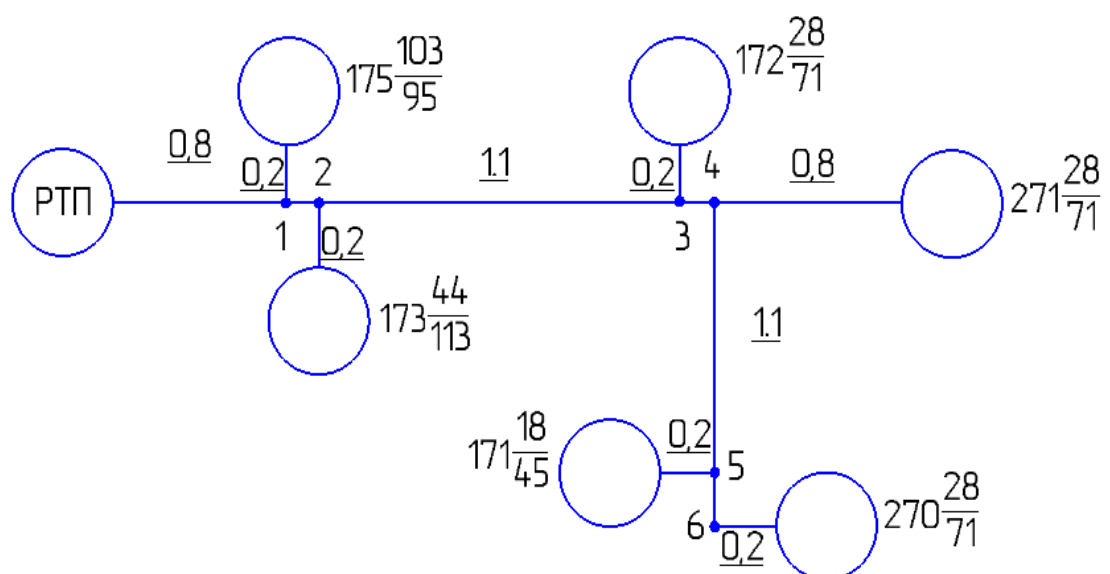


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема повітряної лінії (Л-103)

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

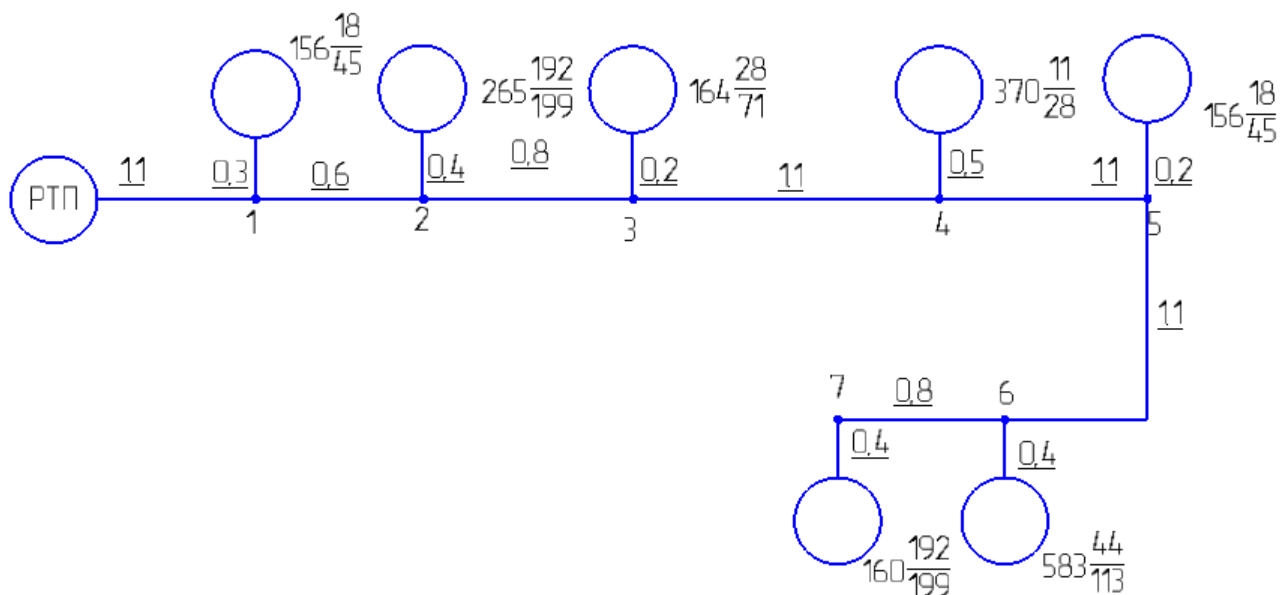


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема повітряної лінії (Л-104)

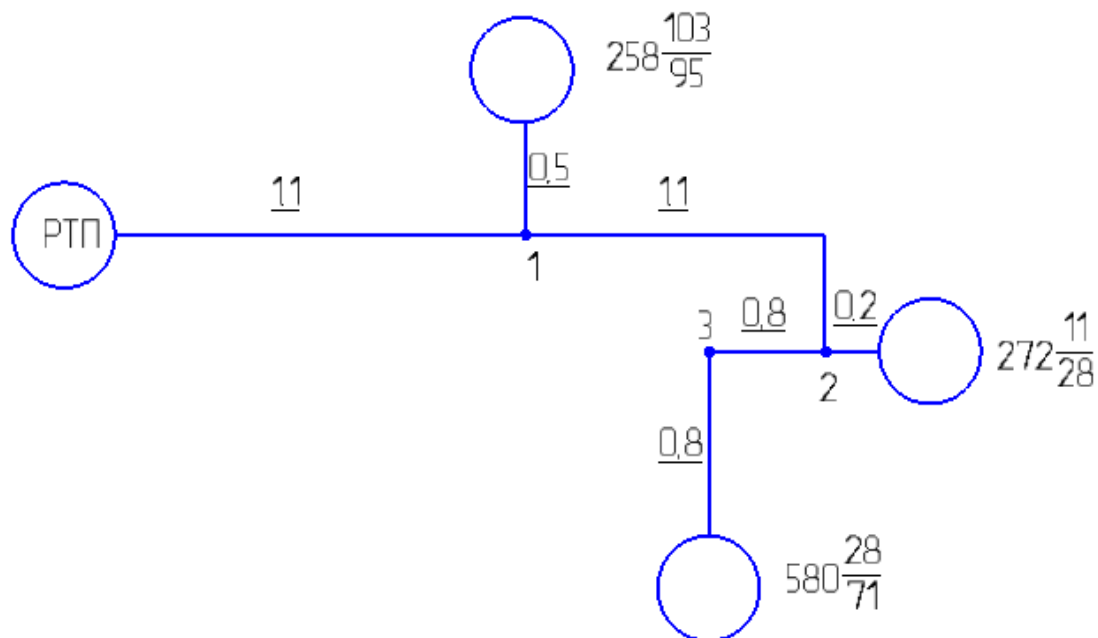


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема повітряної лінії (Л-105)

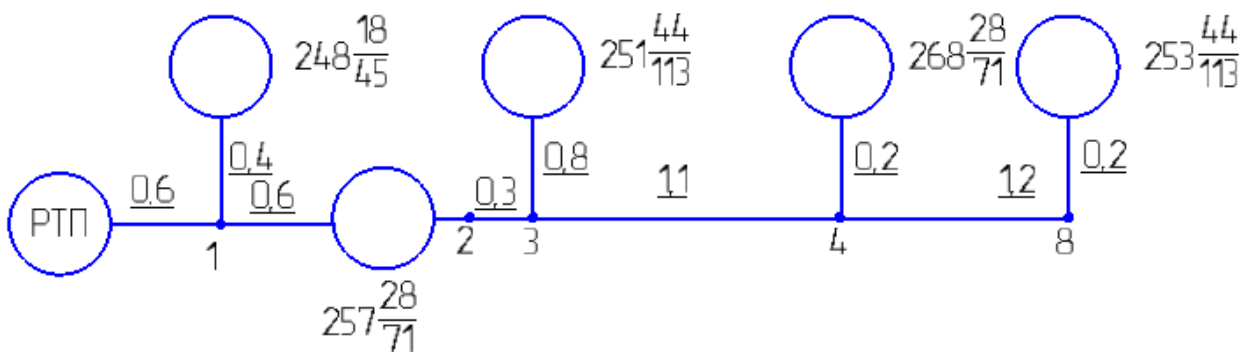


Рисунок 2.7 – Розрахункова схема повітряної лінії (Л-106)

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3-2	276,6	415,1	192	199,2	138,2	143,4	414,8	558,5	0,82	0,87	505,9	642
ТП-265-2	192	199,2	-	-	-	-	192	199,2	0,80	0,83	240	240
2-1	414,8	558,5	192	199,2	138,2	143,4	553	701,9	0,81	0,86	682,7	816,2
ТП-264-1	259,3	238,1	-	-	-	-	259,3	238,1	0,70	0,75	370,4	317,5
1-ПТП	553	701,9	259,3	238,1	186,7	171,4	739,7	873,3	0,77	0,83	960,6	1052,2
Л-102												
ТП-265-1	103	94,5	-	-	-	-	103	94,5	0,70	0,75	147,1	127
ТП-146-1	27,7	71	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2
1-ПТП	103	94,5	27,7	71	20	51,1	123,7	145,6	0,82	0,74	166,2	177,6
Л-103												
ТП-270-5	27,7	71,0	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2
ТП-171-5	17,5	44,6	-	-	-	-	17,5	44,6	0,90	0,92	19,4	48,5
5-4	27,7	71,0	17,5	44,6	12,6	32,1	40,3	103,1	0,90	0,92	44,8	112,1
ТП-271-4	27,7	71,0	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2
4-3	40,3	103,1	27,7	71	20	51,1	60,3	154,2	0,90	0,92	67	167,6
ТП-172-3	27,7	71,0	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2
3-2	60,3	154,2	27,7	71	20	51,1	80,3	205,3	0,90	0,92	89,2	223,2
ТП-173-2	44,4	113,3	-	-	-	-	44,4	113,3	0,90	0,92	49,3	123,2
2-1	80,3	205,3	44,4	113,3	32	81,6	112,3	286,9	0,90	0,92	124,8	311,8
ТП-175-1	103	94,5	-	-	-	-	103	94,5	0,70	0,75	147,1	126
1-ПТП	112,3	286,9	103	94,5	74,2	68	186,5	354,9	0,80	0,88	233,1	403,3
Л-104												
ТП-160-6	192	199,2	-	-	-	-	192	199,2	0,8	0,83	240	240
ТП-583-6	44,4	113,3	-	-	-	-	44,4	113,3	0,9	0,92	49,3	123,2
6-5	192	199,2	44,4	113,3	32	81,6	224	280,8	0,82	0,86	273,2	326,5
ТП-169-5	27,7	71	-	-	-	-	27,7	71	0,9	0,92	30,8	77,2
5-4	224	280,8	27,7	71	20	51,1	244	331,9	0,83	0,87	294	381,5
ТП-370-4	11,1	28,3	-	-	-	-	11,1	28,3	0,9	0,92	12,3	30,8
4-3	244	331,9	11,1	28,3	8	20,4	252	352,3	0,83	0,87	303,6	404,9
ТП-164-3	27,7	71	-	-	-	-	27,7	71	0,9	0,92	30,8	77,2
3-2	252	352,3	27,7	71	20	51,1	272	403,4	0,84	0,88	323,8	458,4
ТП-265-2	192	199,2	-	-	-	-	192	199,2	0,8	0,83	240	240
2-1	272	403,4	192	199,2	138,2	143,4	410,2	546,8	0,82	0,87	500,2	628,5
ТП-156-1	17,5	44,6	-	-	-	-	17,5	44,6	0,9	0,92	19,4	48,5
1-ПТП	410,2	546,8	17,5	44,6	12,6	32,1	422,8	578,9	0,82	0,87	515,6	665,4
Л-105												
ТП-580-2	27,7	71	-	-	-	-	27,7	71	0,9	0,92	30,8	77,2
ТП-272-2	11,1	28,3	-	-	-	-	11,1	28,3	0,9	0,92	12,3	30,8

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2-1	27,7	71	11,1	28,3	8	20,4	35,7	91,4	0,90	0,92	39,7	99,3
ТП-258-1	103	94,5	-	-	-	-	103	94,5	0,70	0,75	147,1	126
1-РТП	103	94,5	35,7	91,4	25,7	65,8	128,7	160,3	0,75	0,83	171,6	193,1
Л-106												
ТП-253-4	44,4	113,3	-	-	-	-	44,4	113,3	0,90	0,92	49,3	123,2
ТП-268-4	27,7	71,0	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2
4-3	44,4	113,3	27,7	71	19,9	51,1	64,3	164,4	0,90	0,92	71,4	178,7
ТП-251-3	44,4	113,3	-	-	-	-	44,4	113,3	0,90	0,92	49,3	123,2
3-2	64,3	164,4	44,4	113,3	32	81,6	96,3	246,0	0,90	0,92	107	267,4
ТП-257-2	27,7	71,0	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2
2-1	96,3	246	27,7	71	19,9	51,1	116,2	297,1	0,90	0,92	129,1	322,9
ТП-248-1	17,5	44,6	-	-	-	-	17,5	44,6	0,90	0,92	19,4	48,5
1-РТП	116,2	297,1	17,5	44,6	12,6	32,1	133,7	341,7	0,90	0,92	148,6	371,4
Л-107												
ТП-258-1	27,7	71,0	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2
РТП-1	27,7	71,0	-	-	-	-	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2

2.3 Розрахунок потужності силових трансформаторів підстанції

Згідно із нормами технічного проектування понижуючих підстанцій рекомендується установка одного трансформатора, якщо його заміна при пошкодженні можлива протягом однієї доби. У решті випадків встановлюються два трансформатори. Приймаємо до встановлення один трансформатор [2, 7].

Потужність будь-яких трансформаторів понижуючої підстанції приймається із умови забезпечення навантажень споживачів з урахуванням їх характеру. При цьому розрахунок проводиться з обов'язковим урахуванням характеру графіків споживання, що дозволяє оптимізувати режим роботи обладнання та зменшити втрати в енергосистемі.

Детальні технічні характеристики та дані про навантаження повітряних ліній напругою 10 кВ (фідерів), що відходять від проектованої підстанції «Миролюбівка», систематизовано та представлено у таблиці 2.4. Оцінка характеру цих навантажень є ключовим етапом для визначення енергетичного балансу всієї системи.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 – Навантаження повітряних ліній напругою 10 кВ

Номер лінії	P_o , кВт	P_e , кВт	$\cos \varphi_o$	$\cos \varphi_e$	$S_{p.o.}$, кВА	$S_{p.e.}$, кВА
Л-101	739,7	873,3	0,77	0,83	960,6	1052,2
Л-102	123,7	145,6	0,82	0,74	166,2	177,6
Л-103	186,5	354,9	0,80	0,88	233,1	403,3
Л-104	422,8	578,9	0,82	0,87	515,6	665,4
Л-105	128,7	160,3	0,75	0,83	171,6	193,1
Л-106	133,7	341,7	0,90	0,92	148,6	371,4
Л-107	27,7	71,0	0,90	0,92	30,8	77,2

Значення повних розрахункових потужностей силових трансформаторів визначаємо за формулами (2.5) та (2.6). Для цього за формулою (2.4) визначаємо коефіцієнт потужності для денного і вечірнього максимумів навантаження.

$$\cos \varphi_o = \frac{739,7 \cdot 0,77 + 123,7 \cdot 0,82 + 186,5 \cdot 0,8 + 422,8 \cdot 0,82 + 128,7 \cdot 0,75 + 133,7 \cdot 0,90 + 27,7 \cdot 0,90}{739,7 + 123,7 + 186,5 + 422,8 + 128,7 + 133,7 + 27,7} = 0,83,$$

$$\cos \varphi_e = \frac{873,3 \cdot 0,83 + 145,6 \cdot 0,74 + 354,9 \cdot 0,88 + 578,9 \cdot 0,82 + 160,3 \cdot 0,83 + 341,7 \cdot 0,92 + 71,0 \cdot 0,92}{873,3 + 145,6 + 354,9 + 578,9 + 160,3 + 341,7 + 71} = 0,84,$$

$$S_o = 2226,5 \cdot 0,78 = 1736,7 \text{ кВА}; \quad S_e = 2940 \cdot 0,78 = 2293,2 \text{ кВА}.$$

За розрахункову потужність трансформатора приймаємо $S_p = 2293,2$ кВА.

Вибір номінальної потужності трансформатора виконуємо за економічними інтервалами навантаження, за умови його роботи в нормальному режимі виходячи з умови [1, 3]:

$$S_{ек.мін} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ек.макс} \quad (2.7)$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

де S_p – розрахункове навантаження підстанції, кВА;

$S_{ек.мін}$, $S_{ек.макс}$ – мінімальна і максимальна межі економічного інтервалу навантаження трансформатора, кВА.;

n – кількість трансформаторів, $n = 1$.

$$1101 \leq \frac{2226,5}{1} = 2226,5 \leq 2300.$$

Попередньо приймаємо трансформатор потужністю $S_n = 1600$ кВА.

Для нормального режиму експлуатації підстанції номінальні потужності трансформаторів перевіряються на систематичне навантаження, виходячи з наступної умови:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_n} \leq k_c, \quad (2.8)$$

де k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження.

$$k_c = k_{c.т.} - \alpha \cdot (t_{нов.} - t_{нов.т.}), \quad (2.9)$$

де α – розрахунковий температурний градієнт, $\alpha = 0,89 \cdot 10^{-2}$ [1, 3];

$k_{c.т.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, $k_{c.т.} = 1,57$ [1, 3];

$t_{нов.}$ – середньодобова температура повітря розрахункового сезону, $t_{г} = -5^{\circ}\text{C}$;

$t_{нов.т.}$ – таблична температура повітря, $t_{нов.т.} = -10^{\circ}\text{C}$;

$$k_c = 1,57 - 0,89 \cdot 10^{-2} (-5 - (-10)) = 1,53;$$

$$\frac{2048,4}{1 \cdot 1600} = 0,82. \quad 0,82 < 1,53.$$

Умова (2.8) виконується, отже трансформатор обраної потужності може працювати в даних умовах.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

За відсутності можливості резервування або відключення у після аварійному режимі частини навантаження підстанції, вибір встановленої потужності відповідних трансформаторних підстанцій виконується за після аварійним режимом з умови відключення одного трансформатора і можливості забезпечення іншим трансформатором всього навантаження підстанції.

$$\frac{S_p}{S_n} \leq k_{ав}, \quad (2.10)$$

де $k_{ав}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора.

$$k_{ав} = k_{с.т.} - \alpha \cdot (t_{ног} - t_{ног.т.}), \quad (2.11)$$

$$k_{с.т.} = 1,68 \quad [2]; \quad \alpha = 0,73 \cdot 10^{-2} \quad [2];$$

$$k_{ав} = 1,68 - 0,73 \cdot 10^{-2} (-5 - (-10)) = 1,64;$$

$$\frac{2226,5}{1600} = 1,39 < 1,64.$$

Подана умова (2.10) виконується. Отже, можна зазначити, що лише один трансформатор потужністю 1600 кВА може забезпечити роботу із повним навантаженням підстанції в аварійному режимі роботи. Підсумовуючи усе вищезазначене доходимо до висновків, що встановлення на підстанції «Миролубівка» одного трансформатора потужністю 1600 кВА відповідно є вкрай доцільним.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району

Відхилення напруги у сільських споживачів при сто відсотковому навантаженні не повинно виходити за межі мінус п'ять відсотків і при двадцяти п'яти відсотковому навантаженні не повинно виходити за межі плюс п'ять відсотків від номінального [1, 3].

Визначення допустимої втрати напруги виконується шляхом складання таблиць відхилення напруги. При цьому враховується зміна напруги в кожному елементі електричної мережі.

Втрата напруги є різницею між відхиленням напруги на початку і в кінці ділянки лінії. Максимальна втрата напруги в лінії буде при максимальному навантаженні.

Для визначення допустимих втрат напруги складаємо таблицю, в якій враховуємо зміну напруги на кожному елементі електричної мережі від центру живлення до будь-якої контрольної точки мережі. В якості контрольних точок приймаємо найближчі і найвіддаленіші споживачі електричної енергії підстанцій в режимах 100 і 25%-го навантаження [1, 3].

На підстанції «Миролюбівка» встановлено силовий трансформатор марки ТМН потужністю 1600 кВА. Номінальна напруга нижчої сторони 10,5 кВ. Отже постійна надбавка трансформатора дорівнює +5% [1, 3].

Силовий трансформатор із регулятором напруги під навантаженням (РПН). Схема регулювання напруги – автоматична. Керування здійснюється від реле напруги, точність його роботи становить $\pm 2,5\%$, тобто перемінна надбавка може здійснюватися ступенями через 2,5% в діапазоні від -10% до $+10\%$. Для розрахунку допустимих втрат напруги наводимо розрахункову схему мережі району напругою 35, 10 та 0,4 кВ (рисунок 2.8).

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

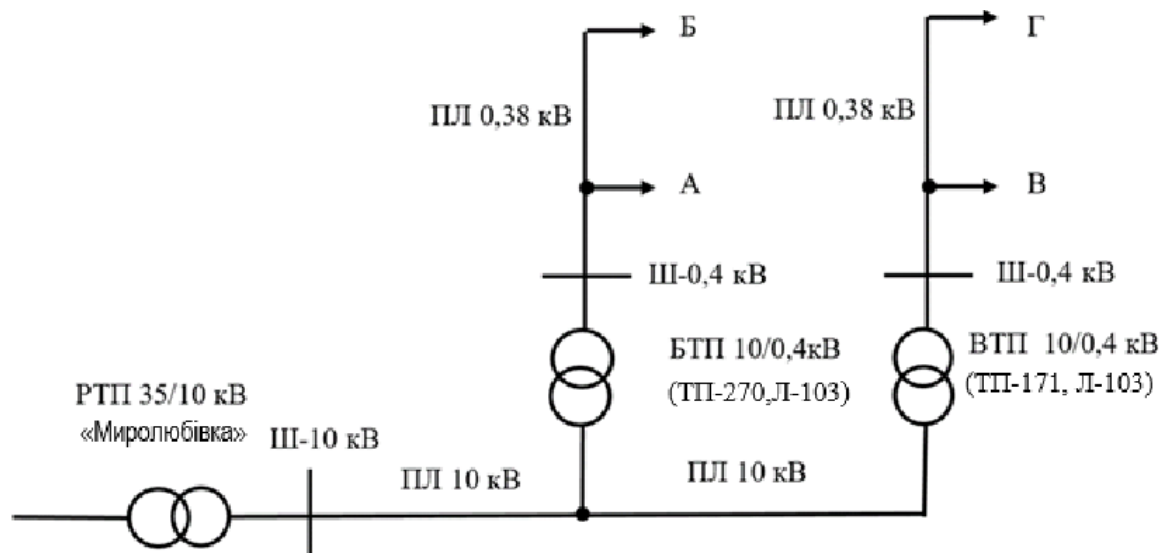


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема електричної мережі

Сумарні втрати напруги в лініях напругою 35, 10 та 0,4 кВ визначаємо за формулою [1]:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100} \quad (2.12)$$

де $\delta U_{\text{живл.}}^{100}$ – відхилення напруги на шинах 35 кВ живлячої підстанції, %;

$\sum U_{\text{пост}}$ – сума постійних надбавок напруги силових трансформаторів 35/10 кВ і 10/0,4 кВ, %;

$\sum U_{\text{пер}}$ – сума перемінних надбавок напруги силових трансформаторів 35/10 кВ і 10/0,4 кВ, %;

$\sum \Delta U_m$ – сума втрат напруги в трансформаторах, %;

$\delta U_{\text{пот}}^{100}$ – відхилення напруги у споживачів при 100 % навантаженні, %.

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = +4 + (+5 + 3 - 2,5 + 5) - (4 + 4) - (-10) = 16,5\%,$$

Сумарні допустимі втрати напруги в мережі району електропостачання розподіляємо по лініях різних класів напруги наступним чином:

$$\Delta U_{35}^{100} = 4\%.$$

$$\Delta U_{10}^{100} = 6\%.$$

$$\Delta U_{0,4}^{100} = 6,5\%.$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

У відповідності із [1, 3] і з наведеними вище розрахунками заповнюємо таблицю відхилень напруги на елементах мережі (таблиця 2.5).

Відхилення напруги у найближчого споживача при 25 % навантаженні перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\% , \quad (2.13)$$

Визначаємо відхилення напруги у споживачів для віддаленої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ:

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} = +1 + (5 + (-3) + 5 - 2,5) - (1 + 1 + 1) = +1,5\% < 10\%.$$

Умова (2.13) виконується.

Для найближчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = +4 + (+5 + 3 + 5 - 2,5) - (4 + 4) - (-10) = 16,5\%.$$

Сумарні допустимі втрати напруги в мережі до найближчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ розподіляємо наступним чином:

$$\Delta U_{35}^{100} = 4\%.$$

$$\Delta U_{10}^{100} = 5\%.$$

$$\Delta U_{0,4}^{100} = 7,5\%.$$

Тоді для найближчого споживача БТП:

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} = +1 + 5 - 3 + 5 - 2,5 - 1 - 1 - 1 = +2,5\%.$$

Таблиця 2.5 – Відхилення втрат напруги на елементах мережі

Параметр елемента системи	ВТП		БТП	
	При навантаженні			
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 35 кВ	+4,0	+1,0	+4,0	+1,0
Втрати напруги в лінії 35 кВ	-4,0	-1,0	-4,0	-1,0

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Продовження таблиці 2.5

Трансформатор 35/10 кВ				
постійна надбавка	+5,0	+5,0	+5,0	+5,0
регулятор	+3,0	-3,0	+3,0	-3,0
втрати	-4,0	-1,0	-4,0	-1,0
Втрати напруги в лініях 10 кВ	-6,0	0	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ				
постійна надбавка	+5,0	+5,0	+5,0	+5,0
перемінна надбавка	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5
втрати	-4,0	-1,0	-4,0	-1,0
Втрати напруги в лініях 0,4 кВ	-7,5	0,0	-8,5	0,0
Відхилення у споживача	-10,0	+6,5	-10,0	+2,5

За розрахованими вище значеннями допустимих втрат напруги перевіряємо в подальшому обрані проводи ПЛ.

2.5 Вибір перерізу проводів ПЛ 10 кВ

Вибір перерізу проводів проводиться за мінімумом приведених витрат з подальшою перевіркою обраних проводів на допустиму втрату напруги. Розрахунок ведеться за переважаючим максимумом навантаження на головних ділянках повітряних ліній напругою 10 кВ.

Кожному значенню перерізу проводу відповідає інтервал навантажень, при яких приведені витрати будуть мінімальні. Економічні інтервали навантажень приведені у [2, 3]. Провода обирають за еквівалентною потужністю:

$$S_{екв} = k_o \cdot S_p \quad (2.14)$$

де k_o – коефіцієнт динаміки зростання навантажень, $k_o = 0,7$;

S_p – розрахункове навантаження ділянки лінії, кВА.

Втрата напруги на розрахункових ділянках ліній:

$$\Delta U = \Delta U_{nut} \cdot S_p \cdot l, \quad (2.15)$$

де ΔU_{nut} – питомі втрати напруги, %/кВА·км [2];

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

l – довжина ділянки, км.

Якщо втрати напруги до віддаленого споживача перевищують допустимі значення (пункт 2.4), то площу перерізу проводів збільшують, починаючи з головних ділянок лінії. Згідно до вимог ПУЕ [2] для 3-го та 4-го кліматичного району на ділянках повітряних ліній електропередавання напругою 10 кВ необхідно застосовувати неізольовані проводи із наступним мінімально допустимим перерізом: А50, АС50 - для 3 та 4 району.

Розрахунок перерізу та вибір проводів ПЛ 10 кВ зводимо в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір проводів ПЛ 10 кВ

Ділянка	S_p , кВА	K_o	$S_{екв}$, кВА	l , км	$F_{доп}$, мм ²	Втрати напруги, %			$F_{доп}$, мм ²	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{нит}$, %/кВА·км	На ділянці	до РТП		$\Delta U_{нит}$,	на ділянці	до РТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Л-101												
ТП-155-7	199,2	0,7	139,4	0,8	50	0,00074	0,117	1,482				
ТП-153-7	44,6	0,7	31,2	1,2	50	0,00074	0,039	1,404				
7-6	199,2	0,7	139,4	0,5	50	0,00074	0,073	1,364				
ТП-151-7	71	0,7	49,7	0,8	50	0,00074	0,042	1,332				
6-5	231,3	0,7	161,9	0,4	50	0,00074	0,068	1,291				
ТП-583-5	113,3	0,7	79,3	0,4	50	0,00074	0,033	1,256				
5-4	282,4	0,7	197,7	1,1	50	0,00074	0,229	1,222				
ТП-156-4	71	0,7	49,7	0,4	50	0,00074	0,021	1,013				
4-3	364	0,7	254,8	0,7	50	0,00074	0,188	0,992				
ТП-152-3	199,2	0,7	139,4	0,4	50	0,00074	0,059	0,863				
3-2	415,1	0,7	290,6	0,8	50	0,00074	0,245	0,804				
ТП-265-2	199,2	0,7	139,4	0,4	50	0,00074	0,059	0,617				
2-1	558,5	0,7	391	1,1	50	0,00074	0,454	0,558				
ТП-264-1	238,1	0,7	166,7	0,4	50	0,00074	0,070	0,174				
1-РТП	701,9	0,7	491,3	0,2	50	0,00074	0,103	0,103				
Л-102												
ТП-265-1	103	0,7	72,1	0,9	50	0,00074	0,069	0,138				
ТП-146-1	27,7	0,7	19,4	0,2	50	0,00074	0,004	0,073				
1-РТП	103	0,7	72,1	1,1	50	0,00074	0,069	0,069				

Продовження таблиці 2.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Л-103												
ТП-270-5	71,0	0,7	49,7	0,3	50	0,00074	0,015	0,399				
ТП-171-5	44,6	0,7	31,22	0,2	50	0,00074	0,006	0,390				
5-4	71,0	0,7	49,7	1,1	50	0,00074	0,057	0,383				
ТП-271-4	71,0	0,7	49,7	0,8	50	0,00074	0,042	0,367				
4-3	103,1	0,7	72,17	0,2	50	0,00074	0,015	0,325				
ТП-172-3	71,0	0,7	49,7	0,2	50	0,00074	0,010	0,321				
3-2	154,2	0,7	107,94	1,1	50	0,00074	0,125	0,310				
ТП-173-2	113,3	0,7	79,31	0,2	50	0,00074	0,016	0,201				
2-1	205,3	0,7	143,71	0,1	50	0,00074	0,015	0,185				
ТП-175-1	94,5	0,7	66,15	0,2	50	0,00074	0,013	0,183				
1-ПТП	286,9	0,7	200,83	0,8	50	0,00074	0,169	0,169				
Л-104												
ТП-160-6	199,2	0,7	139,44	0,4	50	0,00074	0,058	1,508				
ТП-583-6	113,3	0,7	79,31	0,4	50	0,00074	0,033	1,482				
6-5	199,2	0,7	139,44	0,8	50	0,00074	0,117	1,449				
ТП-169-5	71	0,7	49,7	0,2	50	0,00074	0,010	1,342				
5-4	280,8	0,7	196,56	1,1	50	0,00074	0,228	1,331				
ТП-370-4	28,3	0,7	19,81	0,5	50	0,00074	0,010	1,113				
4-3	331,9	0,7	232,33	1,1	50	0,00074	0,270	1,102				
ТП-164-3	71	0,7	49,7	0,2	50	0,00074	0,010	0,843				
3-2	352,3	0,7	246,61	0,8	50	0,00074	0,208	0,832				
ТП-265-2	199,2	0,7	139,44	0,4	50	0,00074	0,058	0,683				
2-1	403,4	0,7	282,38	0,6	50	0,00074	0,179	0,624				
ТП-156-1	44,6	0,7	31,22	0,3	50	0,00074	0,009	0,454				
1-ПТП	546,8	0,7	382,76	1,1	50	0,00074	0,445	0,445				
Л-105												
ТП-580-2	27,7	0,7	19,39	1,6	50	0,00074	0,032	0,139				
ТП-272-2	11,1	0,7	7,77	0,2	50	0,00074	0,001	0,108				
2-1	27,7	0,7	19,39	1,1	50	0,00074	0,022	0,106				
ТП-258-1	103	0,7	72,1	0,5	50	0,00074	0,038	0,121				
1-ПТП	103	0,7	72,1	1,1	50	0,00074	0,083	0,083				
Л-106												
ТП-253-4	113,3	0,7	79,3	0,2	50	0,00074	0,016	2,555				
ТП-268-4	71,0	0,7	49,7	0,2	50	0,00074	0,010	2,549				
4-3	113,3	0,7	79,3	1,2	50	0,00074	0,100	2,539				
ТП-251-3	113,3	0,7	79,3	0,8	50	0,00074	0,067	2,505				

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3-2	164,4	0,7	115,1	0,3	50	0,00074	0,036	2,438				
ТП-257-2	71,0	0,7	49,7	0,4	50	0,00074	0,021	2,423				
2-1	246	0,7	172,2	0,6	50	0,00074	0,109	2,402				
ТП-248-1	44,6	0,7	31,2	0,4	50	0,00074	0,013	1,323				
1-РТП	297,1	0,7	207,1	0,6	50	0,00074	0,131	0,131				
Л-107												
ТП-258-1	71,0	0,7	49,7	0,1	50	0,00074	0,005	0,157				
РТП-1	71,0	0,7	49,7	2,9	50	0,00074	0,152	0,152				

Врешті-решт, згідно проведених розрахунків рекомендується до встановлення в мережі 10 кВ цього району прийняти провода марки АС перерізом 50 мм².

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі

2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі

Під коротким замиканням розуміють позаштатний стан енергосистеми, що супроводжується незапланованим контактом струмоведучих елементів різних фаз між собою або їхнім сполученням із землею та нейтраллю (у системах із глухим заземленням). Цей процес провокує стрімке зростання амплітуди струму, яка може перевищувати стандартні робочі показники у десятки чи навіть сотні разів [1, 4, 5].

Значна частка таких аварій трапляється через деградацію чи руйнування діелектричного шару провідників. Основними чинниками виступають природний знос матеріалів, фізичні дефекти, стрибки напруги під час комутацій чи грозової активності, а також контакт відкритих частин обладнання з представниками фауни або вологою рослинністю [1, 4, 5].

У момент аварії сумарний імпеданс електричного кола суттєво падає (величина цього спаду зумовлена дистанцією до зони пошкодження), що

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

викликає інтенсивний приплив енергії порівняно зі звичайними умовами. Паралельно з цим спостерігається різке падіння потенціалу в певних вузлах схеми, найвідчутніше безпосередньо поблизу епіцентру замикання.

У розподільчих лініях напругою 6...35 кВ, де використовується ізолювана або компенсована нейтраллю, контакт однієї фази з ґрунтом не вимагає моментального відключення споживачів. Подібні енергосистеми здатні безпечно функціонувати в такому режимі протягом певного часу, що обчислюється годинами [1, 2].

В межах даної роботи обчислення параметрів аварійних струмів здійснюється для грамотного підбору та тестування комутаційних апаратів і шино-проводів на здатність витримувати теплові й механічні перевантаження. Також ці дані є базовими для коректного налаштування систем автоматики та релейного захисту [4].

За основу для математичного аналізу береться стандартна конфігурація з'єднань електроустаткування. При цьому до уваги не беруться випадкові або короткострокові трансформації топології мережі, які можуть виникати під час виконання маніпуляцій диспетчером (або іншим персоналом).

Графічне відображення структури об'єкта «Миролубівка» наведено на кресленні 2.6. Аналіз проводиться у вузлових пунктах: на секціях шин 35 кВ та 10 кВ, а також у граничних (найближчих та максимально віддалених) точках лінійної частини напругою 10 кВ [5].

Показники напруги для всіх компонентів ланцюга під час розрахунків встановлюються на рівні середніх значень номінальної сітки відповідного класу напруги.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

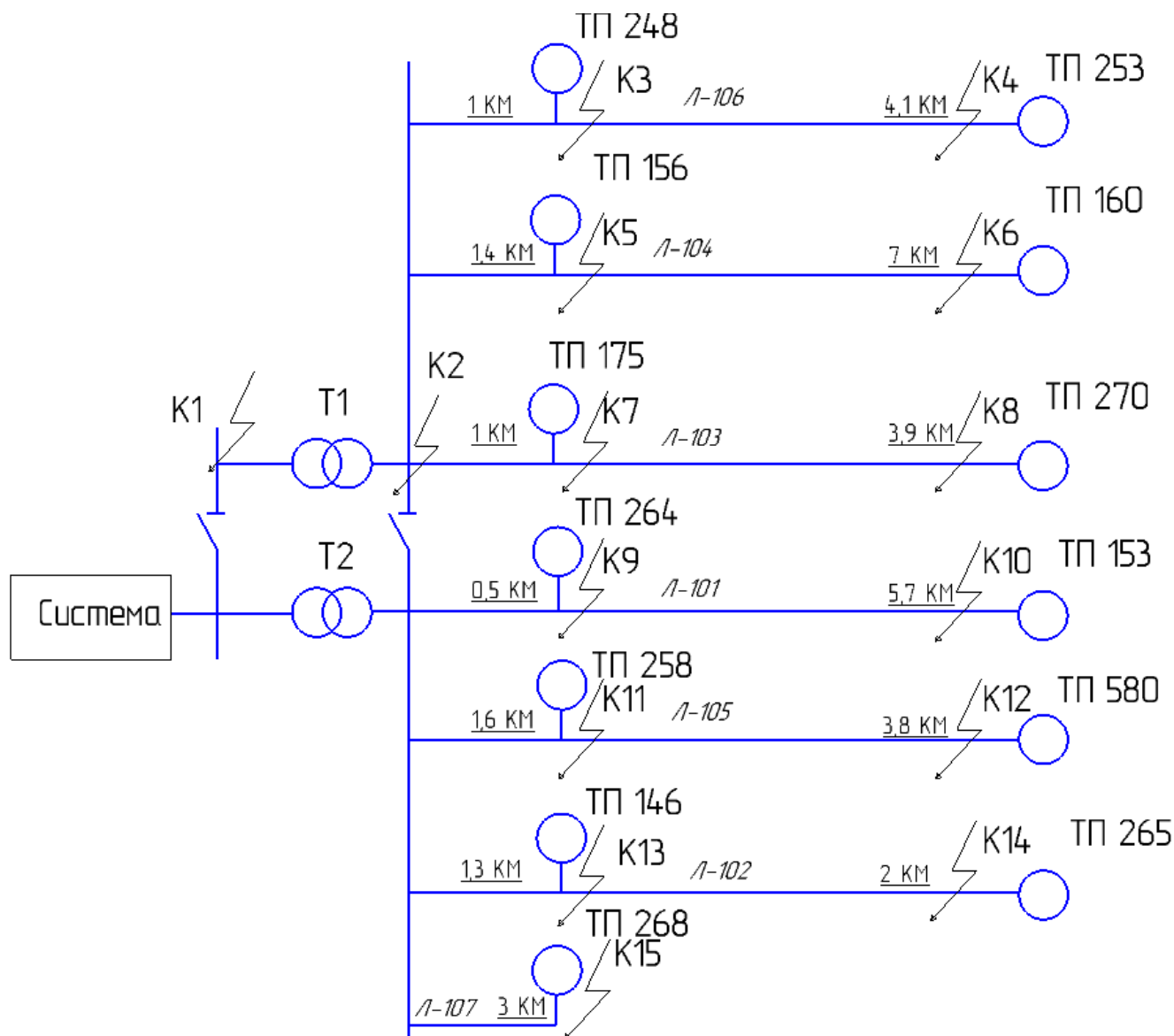


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема електричної мережі району

2.6.2 Схема заміщення мережі і визначення параметрів схеми

За розрахунковою схемою мережі району (рисунок 2.6), складаємо схему заміщення. Для спрощення аналізу всі магнітно зв'язані контури перетворюються на єдину електричну схему, що вимагає приведення параметрів усіх компонентів до базового рівня напруги, яким зазвичай обирають номінал у точці виникнення короткого замикання.

Під час побудови такої моделі для високовольтного обладнання, де є понад 1000 В, обов'язково береться до уваги індуктивний опір силових

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

трансформаторів та ліній електропередачі. Що стосується активного опору, то його врахування є доцільним лише для повітряних ліній, виконаних проводами з великим перерізом [4]. Підсумковий вигляд отриманої схеми заміщення для досліджуваної мережі продемонстровано на рисунку 2.7.

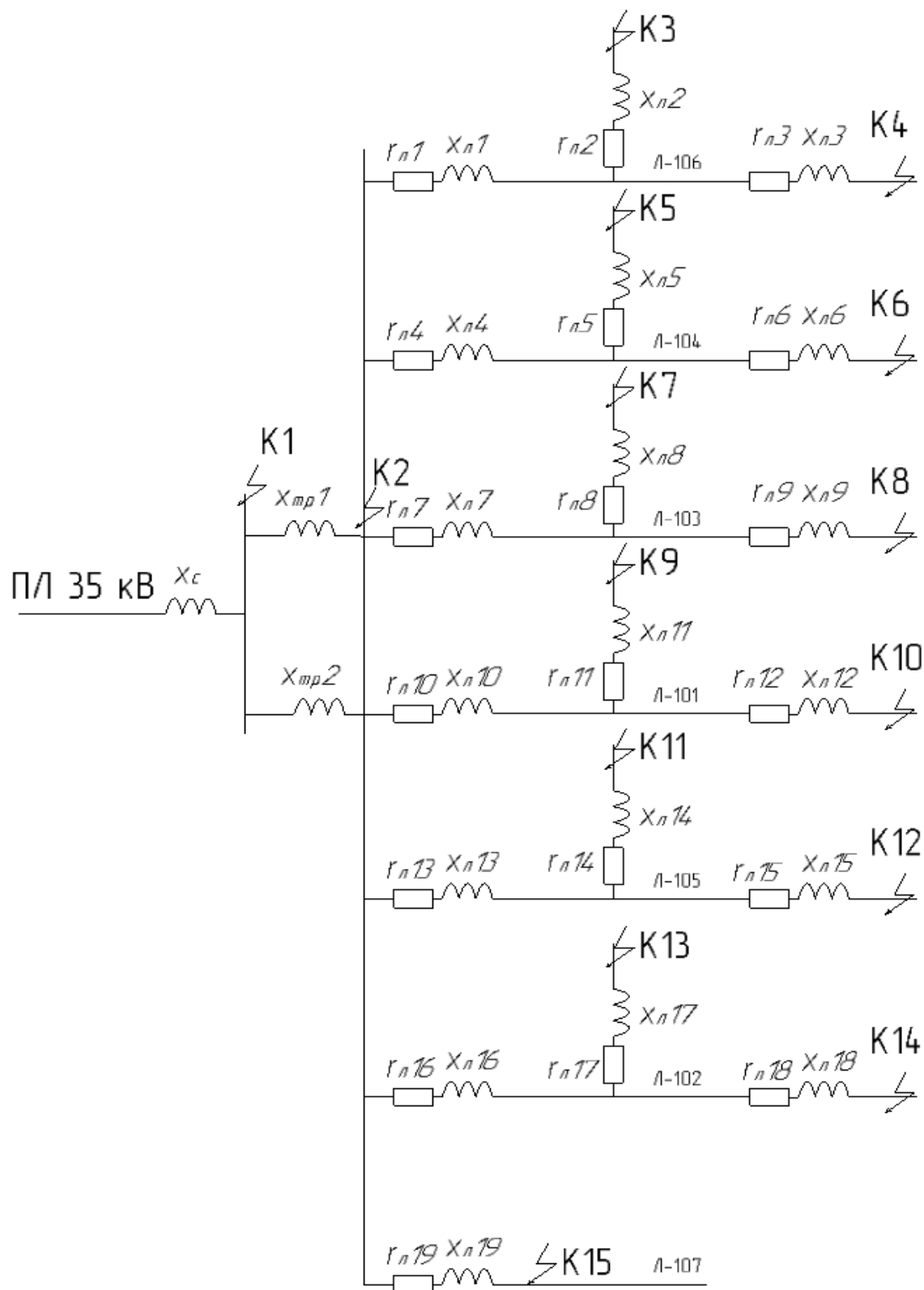


Рисунок 2.7 – Схема заміщення електричної мережі району

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Маючи дані про параметри опорів, стає можливим розрахувати характеристики струмів та показники потужності короткого замикання у вузлах системи. Для цього проводиться обчислення індивідуального опору кожного складника мережі з подальшим визначенням результуючих опорів відносно кожної розрахункової точки аварійного режиму в межах району. Усі знайдені значення опорів схеми заміщення підлягають обов'язковому приведенню до обраного базисного рівня напруги.

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_n. \quad (2.16)$$

$$U_{\sigma 35} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ};$$

$$U_{\sigma 10} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Визначаємо базисний струм на ступенях мережі напругою 35 кВ та 10 кВ короткого замикання, відповідно:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (2.17)$$

де S_{σ} – базисна потужність, приймаємо $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$.

$$I_{\sigma 35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА}.$$

Струм к.з. на вході до підстанції «Миролюбівка» шин напругою 35 кВ силового трансформатора із РПН залежить від положення перемикача і, згідно даних Синельниківського РЕМ, складає:

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{KC \max}^{(3)} = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{KC \min}^{(3)} = 3,2 \text{ кА}.$$

Опір системи, що живить район, визначаємо із виразу:

$$x_{*c} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{KC \max(\min)}^{(3)} \cdot U_{\delta}} \quad (2.18)$$

де S_{δ} – базисна потужність, $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$;

$I_{KC \max(\min)}^{(3)}$ – максимальний (мінімальний) струм трифазного короткого замикання системи, кА.

$$x_{*c \min} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,9 \cdot 37} = 0,4.$$

$$x_{*c \max} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,2 \cdot 37} = 0,49.$$

Опір трансформатора знаходимо за формулою [1, 4]:

$$x_{*m} = \frac{u_{\kappa} \% \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{\pi}}, \quad (2.19)$$

де $u_{\kappa} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора, $u_{\kappa} \% = 7,5\%$ [4, 6].

$$x_{*m} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4,0} = 1,9.$$

Опір трансформатора із РПН залежить від положення перемикача і змінюється для трансформаторів 35/10 кВ від $x_{*m \min}$ до $x_{*m \max}$ [6];

$$x_{*m \min} = 0,57 x_{*m}. \quad (2.20)$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_{*m \max} = 1,35x_m. \quad (2.21)$$

$$x_{*m \min} = 0,57 \cdot 1,9 = 1,1;$$

$$x_{*m \max} = 1,35 \cdot 1,9 = 2,6.$$

Результуючий опір ділянки мережі до точки к.з. К2:

$$x_{*\min K2} = x_{*c \min} + x_{*m \min} \quad (2.22)$$

$$x_{*\max K2} = x_{*c \max} + x_{*m \max} \quad (2.23)$$

$$x_{*\min K2} = 0,4 + 1,1 = 1,5;$$

$$x_{*\max K2} = 0,49 + 2,6 = 3,09.$$

Активний і індуктивний опір ліній визначається за формулами:

$$r_{*l} = r_o \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.24)$$

де r_o – питомий активний опір проводу, Ом/км [1];

ℓ – довжина лінії, км.

$$x_{*l} = x_o \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.25)$$

де x_o – питомий індуктивний опір проводу, Ом/км [1];

Повний результуючий опір до точки к.з. визначається з виразу:

$$z_{*рез} = \sqrt{(\sum x_{*i})^2 + (\sum r_{*i})^2}, \quad (2.26)$$

де $\sum x_{*i}$ і $\sum r_{*i}$ – сумарні індуктивні і активні опори до точки к.з., Ом.

Повний результуючий опір мережі до точок короткого замикання розраховуємо відповідно і результати розрахунків зводимо в таблицю 2.7.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.7 – Значення опору до точок короткого замикання мережі

Ділянка мережі	Точки к.з.	Режим	$Z_{*рез}$
1	2	3	4
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 35 кВ	К1	min	0,40
		max	0,49
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 10 кВ	К2	min	1,90 (1,5+0,4)
		max	3,58 (3,09+0,49)
Л-106	К3	min	2,55
		max	4,23
	К4	min	4,56
		max	6,24
Л-104	К5	min	2,81
		max	4,49
	К6	min	6,45
		max	8,13
Л-103	К7	min	2,55
		max	4,23
	К8	min	4,43
		max	6,11
Л-101	К9	min	2,22
		max	3,90
	К10	min	5,60
		max	7,28
Л-105	К11	min	2,94
		max	4,62
	К12	min	4,37
		max	6,05
Л-102	К13	min	2,74
		max	4,42
	К14	min	3,20
		max	4,88
Л-107	К15	min	3,80
		max	5,48

2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі

Струм короткого замикання визначається за формулою:

$$I_{\kappa i}^{(3)} = \frac{I_{\bar{\theta}}}{Z_{*рез.i}} \quad (2.27)$$

де $Z_{*рез.i}$ – повний результуючий опір до i -ї точки короткого замикання, Ом.

Визначаємо значення струму к.з. у точці К1 приведені до сторони 35 кВ:

$$I_{\kappa \max K1}^{(3)} = \frac{1,56}{0,4} = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa \min K1}^{(3)} = \frac{1,56}{0,49} = 3,2 \text{ кА}.$$

Визначаємо значення $I_{\kappa}^{(3)}$ у точці К2:

$$I_{\kappa \max K2}^{(3)} = \frac{5,5}{1,5} = 3,7 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa \min K2}^{(3)} = \frac{5,5}{3,09} = 1,78 \text{ кА}.$$

Ударний струм триполюсного к.з.:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (2.28)$$

де k_y – ударний коефіцієнт ($k_y = 1,5$ – на шинах 35 та 10 кВ п/с 35/10 кВ;
 $k_y = 1$ – в мережі 10 кВ).

Струм двополюсного короткого замикання:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (2.29)$$

Потужність триполюсного к.з. визначаємо за формулою:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \cdot U_{\bar{\theta}}. \quad (2.30)$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Одержані значення струмів і потужностей короткого замикання зведемо в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Струми короткого замикання мережі району

Ділянка мережі	Точки к.з.	Режим	$I_k^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I_k^{(2)}$, кА	$S_k^{(3)}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 35 кВ	K1	max	3,90	8,30	3,40	208,1
		min	3,20	6,80	2,80	170,8
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 10 кВ	K2	max	3,70	7,90	3,21	67,3
		min	1,78	3,80	1,55	28,16
Л-106	K3	max	2,15	4,59	1,88	39,25
		min	1,30	2,77	1,13	23,66
	K4	max	1,20	2,57	1,05	21,95
		min	0,88	1,88	0,77	16,04
Л-104	K5	max	1,95	4,17	1,7	35,62
		min	1,22	2,61	1,07	22,29
	K6	max	0,85	1,82	0,74	15,52
		min	0,67	1,44	0,59	12,31
Л-103	K7	max	2,15	4,59	1,88	39,25
		min	1,30	2,77	1,13	23,66
	K8	max	1,24	2,64	1,08	22,6
		min	0,90	1,92	0,78	16,38
Л-101	K9	max	2,47	5,28	2,16	45,09
		min	1,41	3	1,23	25,67
	K10	max	0,98	2,09	0,85	17,87
		min	0,75	1,61	0,66	13,75
Л-105	K11	max	1,87	3,98	1,63	34,05
		min	1,19	2,54	1,04	21,67
	K12	max	1,25	2,68	1,1	22,91
		min	0,90	1,94	0,79	16,55
Л-102	K13	max	2,00	4,28	1,75	36,53
		min	1,24	2,65	1,08	22,65
	K14	max	1,71	3,66	1,5	31,28
		min	1,13	2,4	0,98	20,51
Л-107	K15	max	1,44	3,08	1,26	26,34
		min	1,00	2,14	0,87	18,27

2.6.4 Визначення струмів навантаження мережі району

Оскільки підбір комутаційних пристроїв та провідникових компонентів підстанції й мережі базується на умовах їх експлуатації у штатному режимі з урахуванням гранично допустимого термічного навантаження при довготривалому навантаженні, виникає потреба в точному обчисленні значень робочих струмів для кожної окремої ланки системи енергозабезпечення району. Для систематизації отриманих даних та зручності подальшого аналізу обчислення параметрів навантаження всіх сегментів електричної мережі здійснюється у формі таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахунок робочих та номінальних струмів елементів мережі

Елемент мережі	Розрахункові формули	Розрахункові значення
1	2	3
Лінія 101	$I_{p.max} = \frac{S_{p.max101}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.max} = \frac{701,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,6 \text{ А}$
Лінія 102	$I_{p.max} = \frac{S_{p.max102}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.max} = \frac{103}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,9 \text{ А}$
Лінія 103	$I_{p.max} = \frac{S_{p.max103}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.max} = \frac{286,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 19,3 \text{ А}$
Лінія 104	$I_{p.max} = \frac{S_{p.max104}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.max} = \frac{546,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 30,1 \text{ А}$
Лінія 105	$I_{p.max} = \frac{S_{p.max105}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.max} = \frac{103}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,9 \text{ А}$

Продовження таблиці 2.9

1	2	3
Лінія 106	$I_{p.\max} = \frac{S_{p.\max 106}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.\max} = \frac{297,1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 16,4 \text{ А}$
Лінія 107	$I_{p.\max} = \frac{S_{p.\max 107}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.\max} = \frac{71,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4,0 \text{ А}$
Секція шин I	$\sum I_{CI} = I_{p106} + I_{p104} + I_{p103};$	$\sum I_{CIII} = 19,3 + 30,1 + 16,4 = 65,8 \text{ А}$
Секція шин II	$\sum I_{CII} = I_{p101} + I_{p102} + I_{p107} + I_{p105}$	$\sum I_{CIII} = 38,6 + 6,9 + 6,9 + 4 = 56,4 \text{ А}$
Навантаження на секції з урахуванням коефіцієнту одночасності		
Секція шин I	$I_{CIII} = k_{od} \sum I_{CIII}$	$I_{CIII} = 0,9 \cdot 65,8 = 59,2 \text{ А}$
Секція шин II	$I_{CIII} = k_{od} \sum I_{CIII}$	$I_{CIII} = 0,9 \cdot 56,4 = 50,8 \text{ А}$
Трансформатор	$I_{н.т} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{н.т} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 26,3 \text{ А}$
		$I_{н.т} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 87,9 \text{ А}$
З урахуванням перенавантаження	$I_{н.т(пер)} = k \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{н.т(пер)} = 1,4 \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} = 36,8 \text{ А}$
		$I_{н.т(пер)} = 1,4 \cdot \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123,1 \text{ А}$
З урахуванням РПН	$I_{н.т(РПН)} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{н.т(РПН)} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 31,5} = 29,3 \text{ А}$
		$I_{н.т(РПН)} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 37} = 24,9 \text{ А}$

Отримані у другому розділі значення струмів навантаження та струми короткого замикання для компонентів районної енергосистеми слугуватимуть базою для подальшого підбору та перевірки технічних характеристик обладнання.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ

Процес підбору електрообладнання для районної ПС 35/10 кВ «Миролюбівка» базується на зіставленні розрахункових режимів мережі (струму та напруги) із паспортними характеристиками апаратів. Комплектація об'єкта передбачає вибір вимикачів та роз'єднувачів для обох рівнів напруги (35 і 10 кВ), а також вимірювальних трансформаторів струму й напруги та силових трансформаторів власних потреб. Технічні параметри обладнання верифікуються за актуальними каталогами виробників або офіційних постачальників [3, 5]:

$$U_{н ап} \geq U_{н мер} , \quad (3.1)$$

де $U_{н ап}$ – номінальна напруга апарата;
 $U_{н мер}$ – номінальна напруга мережі.

$$I_{н ап} \geq I_{роб. max} , \quad (3.2)$$

де $I_{роб. max}$ – максимальний робочий струм ділянки мережі.

Захисне комутаційне обладнання, що працює в умовах аварій, підбирають не лише за номінальними параметрами, а й за граничною вимикальною здатністю (струмом або потужністю відключення) [3, 5]:

$$I_{н. відкл} \geq I_{к max} , \quad (3.3)$$

$$S_{н. відкл} \geq S_{к max} , \quad (3.4)$$

де $I_{к max}$ – максимальне діюче значення струму к.з. в мережі, кА;
 $S_{к max}$ – максимальна потужність к.з., кВА;
 $I_{н. відкл}$ – номінальний струм відключення, кА.

Для мереж напругою 35 кВ і більше $I_{к max} = I_y^{(3)}$.

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ, для $I_{к max} = I_y^{(3)} = I_k^{(3)}$.

Апаратура перевіряється на стійкість від струмів КЗ, що дозволяє мінімізувати ризик виходу техніки з ладу під час аварійних ситуацій [7].

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Здатність комутаційних апаратів та ошикування протидіяти механічним зусиллям від струмів к.з. називається електродинамічною стійкістю. Оцінка стійкості виконується шляхом перевірки співвідношення між піковим (ударним) струмом трифазного к.з. $i_y^{(3)}$ та нормованим амплітудним значенням струму динамічної стійкості $i_{\max}$ [3, 5, 7]:

$$i_{\max} \geq i_y^{(3)}, \quad (3.5)$$

де $i_{\max}$ – максимальний допустимий струм апарату [3, 5, 7];

$i_y^{(3)}$ – ударний струм трифазного короткого замикання.

Перевірка на термічну стійкість полягає у зіставленні здатності апарата витримувати теплове навантаження протягом певного часу із фактичним термічним впливом струму к.з. Для цього порівнюють номінальний струм термічної стійкості I_t , що гарантується заводом протягом часу t , з розрахунковим усталеним струмом короткого замикання $I_{\infty}^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)}$ і приведеним часом дії короткого замикання t_{np} (термічна стійкість):

$$I_t^2 \cdot t \geq [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{np} \quad (3.6)$$

де t_{np} – приведений час короткого замикання, с.

$$t_{np} = t_z + t_g, \quad (3.7)$$

де t_z – витримка часу спрацювання струмового захисту, с.

t_g – власний час відключення вимикача.

3.1 Вибір комутаційних апаратів підстанції на стороні 35 кВ

Основними критеріями придатності обладнання до експлуатації є робоча напруга та струм, а також відповідність кліматичному виконанню та категорії розміщення. Процес підбору електричних апаратів підстанції базується на зіставленні їхніх номінальних паспортних характеристик із

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

розрахунковими параметрами мережі. Результати вибору обладнання напругою 35 кВ систематизовано та наведено у таблицях 3.1 та 3.2 [1, 4, 7].

Таблиця 3.1 – Вибір високовольтних вимикачів напругою 35 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	35 кВ	$U_{н.ап}$	35 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	35кВ = 35кВ
$I_{max.роб}$	36,8 А	$I_{н.ап}$	630 А	$I_{н.дон} \geq I_{max.p}$	630 А > 36,8 А
$I_{к max}^{(3)}$	3,9кА	$I_{н.відкл}$	20,0 кА	$I_{н.відкл} \geq I_{к max}^{(3)}$	20,0кА > 3,9кА
$i_y^{(3)}$	8,3 кА	i_{max}	20 кА	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	20кА > 8,3кА
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$3,9^2 \times 2,8 = 42,6 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$20,0^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_k$	$1600 \text{ кА}^2 \text{ с} > 42,6 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Приймаємо до встановлення три вимикача типу ВБ4-П-35-У2 із приводом ПП-67 [7].

Таблиця 3.2 – Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	35 кВ	$U_{н.ап}$	35 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	35кВ = 35кВ
$I_{max.роб}$	36,8 А	$I_{н.ап}$	1000 А	$I_{н.дон} \geq I_{max.p}$	1000 А > 92,5 А
$i_y^{(3)}$	8,3 кА	i_{max}	25 кА	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	25кА > 8,7кА
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$3,9^2 \times 2,8 = 42,6 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$12,5^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_k$	$625 \text{ кА}^2 \text{ с} > 48 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Приймаємо до встановлення роз'єднувачі типу РНД-35/1000У1 із приводом ПРН-110 [1, 7].

3.2 Вибір комутаційних апаратів підстанції на стороні 10 кВ

Вибір високовольтних вимикачів на стороні 10 кВ трансформатора проводимо в табличній формі (таблиця 3.3 та 3.4).

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.3 – Вибір високовольтних вимикачів на стороні 10 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	10 кВ	$U_{н.ап}$	10 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	10кВ = 10кВ
$I_{\max.роб}$	123,1 А	$I_{н.ап}$	630 А	$I_{н.ап} \geq I_{\max.р}$	630 А > 123,1 А
$I_{к\max}^{(3)}$	3,7 кА	$I_{н.відкл}$	25,0 кА	$I_{н.відкл} \geq I_{к\max}^{(3)}$	25кА > 3,7 кА
$i_y^{(3)}$	7,9 кА	$i_{\max}$	62,5 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	62,5кА > 7,9кА
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$3,7^2 \times 2,3 = 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$21,5^2 \times 4 = 1875 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_k$	$1875 \text{ кА}^2 \text{ с} > 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Приймаємо до встановлення два вимикачі вводу типу CNC BB/N10M із вмонтованим електромагнітним приводом [1, 8].

Таблиця 3.4 – Вибір вимикачів ліній 10 кВ і секційного вимикача

Лінія	Тип	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм відключення, кА	Тип приводу
Л-101	CNC BB/N10M	10	630	25,0	Пружинно-моторний
Л-102	CNC BB/N10M	10	600	25,0	Пружинно-моторний
Л-103	CNC BB/N10M	10	630	25,0	Пружинно-моторний
Л-104	CNC BB/N10M	10	630	25,0	Пружинно-моторний
Л-105	CNC BB/N10M	10	630	25,0	Пружинно-моторний
Л-106	CNC BB/N10M	10	630	25,0	Пружинно-моторний
Л-107	CNC BB/N10M	10	630	25,0	Пружинно-моторний
Секц. вим.	CNC BB/N10M	10	630	25,0	Пружинно-моторний

Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ трансформатора, також виконуємо в табличній формі (таблиця 3.5).

Таблиця 3.5 – Вибір роз'єднувачів підстанції на стороні 10 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	10 кВ	$U_{н.ап}$	10 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	10кВ = 10кВ

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Продовження таблиці 3.5

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$I_{\max.роб}$	123,1 А	$I_{н.ан}$	630 А	$I_{н.ан} \geq I_{\max.р}$	$630 \text{ А} > 123,1 \text{ А}$
$i_y(3)$	7,9 кА	$i_{\max}$	52 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	$52 \text{ кА} > 7,9 \text{ кА}$
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$3,7^2 \times 2,3 = 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$20^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_k$	$1600 \text{ кА}^2 \text{ с} > 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Приймаємо до встановлення роз'єднувачі РВЗ-10 з приводом ПР-2-10.

3.3 Вибір трансформаторів струму

Вибір трансформаторів струму здійснюється за такими параметрами: номінальна напруга, значення первинного та вторинного струмів, тип апарата та умови його встановлення. У режимі короткого замикання трансформатори підлягають обов'язковій перевірці на термічну та електродинамічну стійкість критерії вибору наведено в табл. 3.6. Для реалізації релейного захисту на стороні 35 кВ використовуються вбудовані трансформатори струму, якими укомплектовані обрані в проєкті багатооб'ємні масляні вимикачі.

Таблиця 3.6 – Вибір трансформаторів вводу на стороні 10 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	10 кВ	$U_{н.ан}$	10 кВ	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер.}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max.роб}$	123,1 А	$I_{н.ан}$	150 А	$I_{н.ан} \geq I_{\max.р}$	$150 \text{ А} > 123,1 \text{ А}$
$i_y^{(3)}$	7,9 кА	$\kappa_{дин} \sqrt{2} I_{1н}$	25 кА	$i_y^{(3)} \leq k_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н}$	$7,9 \text{ кА} < 25 \text{ кА}$
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$(\kappa_t I_{1н})^2 t$	$156 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (\kappa_t I_{1н})^2 \cdot t$	$31,5 \text{ кА}^2 \text{ с} < 156 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Для шафи вводу 10 кВ вибираємо два трансформатори струму серії ТПЛУ-10-150/5 [1, 9]. Аналогічно вибираємо трансформатори струму для ліній, що відходять, і секційного вимикача 10 кВ (таблиця 3.7).

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.7 – Трансформатори струму ліній 10 кВ, що відходять від ТП

Лінія	Тип трансформатора струму	$U_{н.ан},$ кВ	$I_{max.роб},$ А	$I_{н.ан},$ А	Динамічна стійкість		Термічна стійкість	
					$i_y^{(3)},$ кА	$\kappa_{дин} \sqrt{2} I_{1н},$ кА	$[I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi},$ кА с ²	$(\kappa_m I_{1н})^2 t$ кА с ²
Л-101	ТПЛУ-10-50/5	10	38,6	50	7,9	25	31,5	156
Л-102	ТПЛУ-10-15/5	10	6,9	15	7,9	25	31,5	156
Л-103	ТПЛУ-10-30/5	10	19,3	30	7,9	25	31,5	156
Л-104	ТПЛУ-10-50/5	10	30,1	50	7,9	25	31,5	156
Л-105	ТПЛУ-10-15/5	10	6,9	15	7,9	25	31,5	156
Л-106	ТПЛУ-10-30/5	10	16,4	30	7,9	25	31,5	156
Л-107	ТПЛУ-10-15/5	10	4,0	15	7,9	25	31,5	156
Секц. вим.	ТПЛУ-10-100/5	10	65,8	100	7,9	25	31,5	156

3.4 Вибір трансформаторів напруги

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги (ТН) здійснюється за номінальною первинною напругою, класом точності, потужністю вторинного навантаження, а також залежно від конструктивного виконання та способу встановлення. Для забезпечення контролю ізоляції на шинах 10 кВ прийнято до встановлення трифазні триобмоткові трансформатори типу НТМІ-10 УЗ. На відкритому розподільчому пристрої 35 кВ передбачено використання комплексу, що складається з трьох однофазних триобмоткових трансформаторів типу ЗНОМ-35-65У1. Розрахунок сумарного навантаження вимірювальних приладів проводиться без урахування схеми їхнього з'єднання за методикою [3]:

$$S = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2}, \quad (3.8)$$

де $\sum P, \sum Q$ – сума активної та реактивної потужності.

Розрахунок потужності, яка споживається вимірювальними приладами, зведений у таблиці 3.8.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.8 – Розрахунок потужності вимірювальних приладів

Прилад	Тип	Потрібна потужність котушки	Число котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кількість приладів	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Лічильник активної/ реактивної енергії	LE-03MB	1,5 Вт	3,0	0,6	0,8	4,0	17,5	23,5
Варметр	Ц-1628Т	3,0 Вт	2,0	0,4	0,92	1,0	6,0	4,5
Вольтметр	A-96-6	2,0 Вт	1,0	1,0	0,0	5,0	10,0	-
Разом:							33,0	28,0

$$S = \sqrt{33^2 + 28^2} = 43,3 \text{ ВА.}$$

Для вибраних трансформаторів напруги НТМІ-10 УЗ вторинна потужність по класу точності 0,5 складає 100 ВА [11].

3.5 Вибір трансформатора власних потреб підстанції

Експлуатація ПС 35/10 кВ «Миролюбівка» передбачає витрати електроенергії на власні потреби (ВП), необхідні для функціонування допоміжних систем та обладнання. До складу навантаження ВП входить живлення допоміжних механізмів, систем керування, автоматики, релейного захисту, сигналізації, опалення та зовнішнього освітлення території [4, 9]. Для енергозабезпечення цих споживачів у шафі КРУ-10 кВ встановлюється трансформатор власних потреб (ТВП), підключений до збірних шин через запобіжники серії ПК-10. Його номінальна потужність обирається з розрахунку покриття максимально можливого тривалого навантаження

$$S_{ВП} = \frac{\kappa_{одн} \cdot \sum \kappa_3 \cdot P_n}{\eta_{об} \cdot \cos \varphi} + P_{осв} + P_{об}, \quad (3.9)$$

де $\kappa_{одн}$ — коефіцієнт одночасності;

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

κ_3 – коефіцієнт завантаження;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

$\eta_{\text{дв}}$ – коефіцієнт корисної дії електродвигуна;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна;

$P_{\text{осв}}$ – потужність освітлення території підстанції, кВт;

$P_{\text{об}}$ – потужність на обігрів електрообладнання, кВт.

Для спрощення розрахунків приймаємо:

$$S_{\text{ВП}} = (0,01 - 0,02) \cdot S_{\text{нтр}} \quad (3.10)$$

$$S_{\text{ВП}} = 0,01 \cdot 1600 = 16,0 \text{ кВА.}$$

Приймаємо трансформатор власних потреб типу ТМ-16/10, який підключається до шин 10 кВ через РВЗ-10 з приводом ПР-2-10 [1, 11].

Струм плавкої вставки запобіжника, який захищає трансформатор власних потреб за формулою:

$$I_{\text{пл. вст.}} = (1,5 - 2) I_{\text{ВП}}, \quad (3.12)$$

$$I_{\text{ВП}} = \frac{16}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,13 \text{ А.}$$

$$I_{\text{пл. вст.}} = 1,5 \cdot 1,13 = 1,7 \text{ А.}$$

Приймаємо стандартну плавку вставку $I_{\text{пл. вст.}} = 5 \text{ А}$ [1, 9, 11].

Вибране електричне обладнання підстанції 35/10 кВ «Миролюбівка» наведено і представлено у зручному форматі на аркуші 21ЕЕД.10198371.06.26.310000ЭЗ графічної частини кваліфікаційного проекту.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ

Експлуатація повітряних ліній електропередач напругою 10 кВ часто супроводжується ризиком виникнення аномальних та аварійних режимів, що характеризуються зростанням струмів у мережі. Такі явища загрожують цілісності обладнання та можуть спричинити його передчасний вихід із ладу. Для мінімізації наслідків таких ситуацій обов'язковим є впровадження систем релейного захисту [12, 13].

Для захисту електричних мереж з одностороннім живленням, що мають радіальну конфігурацію, як основний засіб застосовується максимальний струмовий захист (МСЗ). У ролі додаткового захисного пристрою використовується струмова відсічка (СВ) [11, 12, 13].

Для реалізації покладених функцій система релейного захисту повинна забезпечувати безперервний моніторинг стану об'єкта захисту, обробку отриманих даних та формування керуючої команди або сигналу у разі відхилення контрольованих параметрів за межі встановлених уставок [1, 12].

Пристрої релейного захисту даного типу характеризуються простотою, економічною ефективністю та високою експлуатаційною надійністю. Принцип дії даних захистів базується на фіксації перевищення струмом у мережі заданого значення. Ключовою відмінністю між розглянутими видами захисту є часова характеристика спрацювання: максимальний струмовий захист (МСЗ) функціонує з витримкою часу, тоді як струмова відсічка забезпечує миттєву дію на вимкнення пошкодженої ділянки [11, 12, 13].

До систем релейного захисту висуваються такі базові вимоги [12]:

- Селективна здатність захисту забезпечувати вибіркове вимкнення виключно пошкодженої ділянки електричної мережі, що досягається шляхом узгодження часових, струмових або характеристик напруг спрацювання;
- швидка здатність пристрою вимикати пошкоджений елемент за час, мінімально необхідний для запобігання розвитку аварійного процесу та виходу обладнання з ладу;

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- спроможність захисту реагувати на критичні зміни контрольованих параметрів навіть при їх незначних відхиленнях;
- надійність, через що пристрій виконує задані функції згідно з технічними характеристиками протягом усього терміну експлуатації.

Архітектура пристрою релейного захисту передбачає наявність трьох основних функціональних органів: вимірювального, логічного та виконавчого.

Функцію джерел первинної інформації про стан об'єкта виконують вимірювальні перетворювачі, тобто трансформатори струму. Вибір схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму здійснюється на етапі проектування та залежить від вимог до чутливості та селективності конкретного типу захисту.

Основними завданнями релейного захисту є постійний моніторинг стану елементів електричної мережі, аналіз отриманої інформації та формування сигналу на вимкнення обладнання (або допоміжної індикації) у разі фіксації аварійних відхилень [11].

4.1 Пристрій релейного захисту УЗА-10РС

4.1.1 Характеристика пристрою УЗА-10РС

Максимальний струмовий захист (МСЗ) передбачається до встановлення на кожній ділянці мережі. У радіальних електричних мережах з одностороннім живленням пристрої МСЗ розміщуються на початку кожної ділянки лінії з боку джерела живлення. Це забезпечує вимкнення обладнання виключно у випадках виникнення короткого замикання на захищеній ділянці або на шинах підстанції, що споживає електроенергію від неї [11].

Для захисту повітряних ліній, що передають під напругою 10 кВ, що відходять від підстанції «Миролюбівка», обрано сучасні струмові реле серії УЗА-10РС, які базуються на мікроелектронній елементній базі.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики серії УЗА-10РС (загальний вигляд цього пристрою представлено на рисунку 4.1) виконують функції захисту, вимірювання, автоматики та управління приєднань 6–35 кВ і призначені для встановлення на нових та реконструйованих підстанціях промислових установок і розподільних мереж для заміни електромеханічних реле та напівпровідникових пристроїв РЗА. Пристрої виконують функції струмових захистів, керування та автоматики, і використовуються як реле максимального струму, для захисту електричних машин та ліній електропередачі від коротких замикань та перевантажень. Застосовуються з усіма типами вимикачів, з будь-яким типом приводного механізму. Пристрої можуть застосовуватися спільно з пристроями РЗА інших виробників на будь-якій елементній базі (електромеханічними, мікроелектронними, мікропроцесорними). Технічні характеристики пристрою УЗА-10РС14, який ми будемо використовувати для забезпечення кращої роботи, наведені у таблиці 4.1.



Рисунок 4.1 – Загальний вигляд реле струму УЗА-10РС

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики пристрою УЗА-10РС14

Уставка струму спрацювання МСЗ, А			Уставки витримок часу МСЗ, с			Уставки струму відсічки, кратність			Уставки АПВ, с				
діапазон, А		. кількість	дискрет., А		діапазон, с	кількість	Дискрет.,с	діапазон, с	кількість	Дискрет.,с	діапазон, с	кількість	Дискрет.,с
I _н = 5А	I _н = 1А		I _н = 5А	I _н = 1А									
8-18,16	4-9,08	2-4,54	1-2,27	I _н = 5А	0,3-25,8	256	0,1	2-17,75	64	0,25	0,5-8	16	0,5
3,2-17,26	1,6-3,63	0,8-1,83	0,4-0,91	I _н = 1А									
128				0,02	0,01								
0,08	0,04	0,08	0,004	I _н = 5А									
0,032	0,016	0,08	0,004	I _н = 1А									

Основні переваги реле УЗА-10РС:

- заміна існуючих пристроїв ПЗС на мікропроцесорні пристрої на базі блоків УЗА-10РС не вимагає реконструкції існуючих ланцюгів управління та автоматики;
- перевірка пристроїв не вимагає спеціалізованого обладнання;
- користувач має можливість вибрати варіант виконання пристрою з набором функцій, що є оптимальним для конкретного випадку;
- робочий діапазон струмів сягає (1...200) А;
- захисти та автоматика МСЗ, ТО, АПВ;

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

- затримка спрацьовування МСЗ може бути незалежною або залежною від величини вимірюваного струму;
- затримка спрацьовування ТО є незалежним;
- час миттєвого спрацьовування МСЗ та ТО є меншим за 50 мс;
- коефіцієнт повернення сягає близько 0,92;
- діапазон напруги живлення у межах (100...250) В;
- робочий діапазон температур знаходиться від -40 до +40 °С;
- можливість відключення ступеня ТО з лицьової панелі;
- дистанційне блокування ступеня ТО;
- скидання реле «Вихід 3» за допомогою кнопки на лицьовій панелі;
- світлодіодна індикація наявності струму у вхідних ланцюгах пристрою;
- живлення пристроїв УЗА-10РС даної групи здійснюється як від зовнішнього джерела живлення, так і від трансформаторів струму.

4.1.2 Принцип дії пристрою УЗА-10Р

Релейний захист є комплексом автоматичних пристроїв, призначених для безперервного моніторингу стану елементів електричної мережі. Принцип дії системи базується на фіксації відхилень режимних параметрів (струму, напруги тощо) та формуванні відповідного керуючого впливу, що забезпечує вимкнення пошкодженої ділянки за допомогою комутаційних апаратів або подачу сигналу обслуговуючому персоналу. Для виконання покладених функцій пристрої релейного захисту повинні відповідати встановленим критеріям ефективності: швидкодії, чутливості, селективності та надійності.

Пристрої максимального струмового захисту (МСЗ) та струмової відсічки (СВ) на базі реле серії УЗА-10РС характеризуються відсутністю потреби в зовнішньому оперативному живленні. Енергопостачання схеми забезпечується безпосередньо від вимірювальних трансформаторів струму

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(ТА1.С), що виключає необхідність використання додаткових джерел. Пояснювальна схема підключення УЗА-РС10 наведена на рисунку 4.2.

Вхідний струм, залежно від встановленого діапазону вимірювання, подається на відповідні виводи трансформатора струму (ТА1.А). Далі змінний струм частотою 50 Гц проходить через випрямляч (В1), де перетворюється на пульсуючий струм частотою 100 Гц. При перевищенні струмом будь-якої з фаз (А або С) значення мінімальної уставки на виході блока живлення (Д1) генерується напруга, необхідна для функціонування схеми. Одночасно з цим на вхід джерела опорної напруги (ДОН1) надходить напруга рівнем -2 В та +2 В, а активація світлодіода VD1 сигналізує про готовність пристрою до роботи [13].

Резистивні елементи R1, R2 перетворюють пульсуючий струм у напругу з частотою 10 Гц. Отриманий сигнал підсилюється підсилювачами (П1, П2) та через фільтри нижніх частот (ФЧ1, ФЧ2) перетворюється на постійну напругу, амплітуда якої пропорційна вхідному струму відповідної фази [14].

Напруга з виходів ФЧ1, ФЧ2 надходить на перемикаючий компаратор (КП6), який забезпечує подачу на вхід формувача уставок (ФУ) сигналу з більшим рівнем напруги. Сформований сигнал направляється на схему формування уставок відсічки (ФУВ) та блок максимального струмового захисту (МС3) [13, 14].

Формувач уставок відсічки (ФУВ) масштабує вхідний сигнал таким чином, що при досягненні вхідним струмом значення уставки СВ напруга на виході ФУВ стає рівною напрузі джерела опорної напруги (ДОН1). Це зумовлює спрацювання компаратора КП1, вихідний сигнал якого ініціює роботу схеми затримки (С31). Після відпрацювання витримки часу, заданої оператором, активується ключ S1, що призводить до спрацювання вихідних реле К1, К2. Паралельно сигнал із С31 активує світлодіодний індикатор VD4 («Спрацювання СВ») та, за умови готовності схеми автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) (сигнал від КП4), замикає контакт реле К4.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

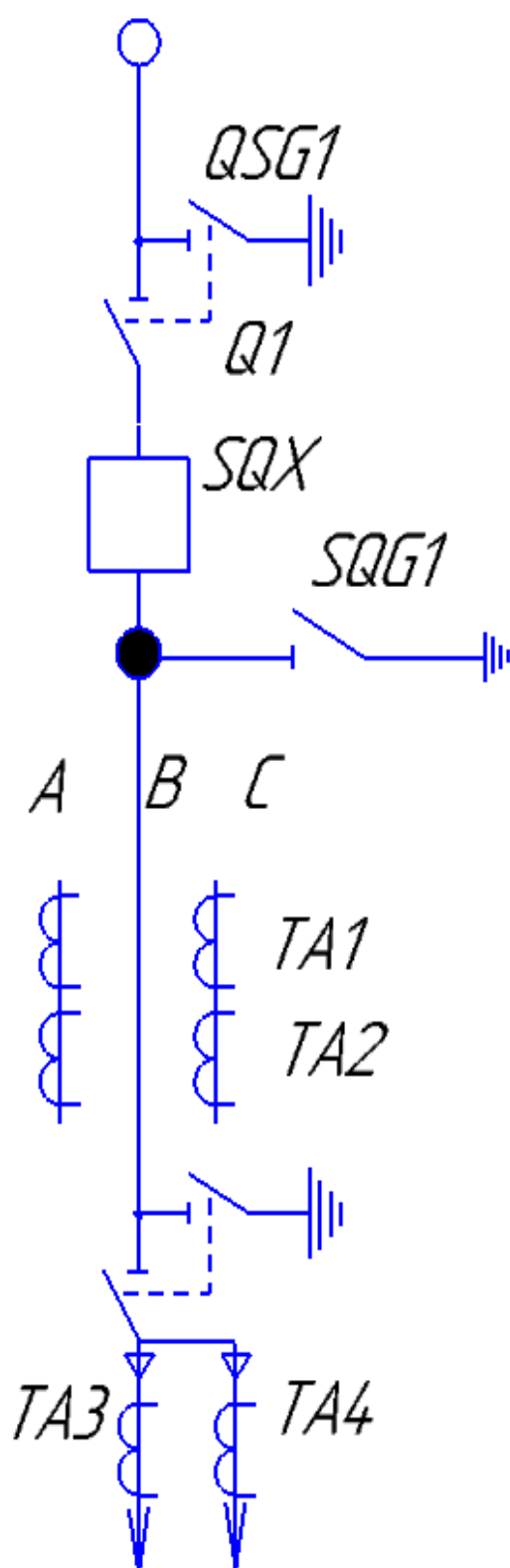
При перевищенні вхідним струмом значення уставки МСЗ напруга на виході ФУ порівнюється з опорною напругою (ДОН1). Компаратор КПЗ активує ключ S2 та інтегратор (І1), забезпечуючи миттєву дію реле К3. Одночасно на виході інтегратора І1 формується лінійно зростаюча напруга, швидкість зміни якої визначається параметрами вхідного струму та уставкою часу ФУЧ. При досягненні напругою інтегратора порогу $+U_{on}$ спрацьовує компаратор КП2, що активує реле К1, К2 та світлодіодний індикатор VD3 («Спрацювання МСЗ»). Функції залежних характеристик спрацювання реалізуються перетворювачами ФП1, ФП2 із можливістю вибору режиму через перемикач S [14, 15].

Живлення системи АПВ забезпечується випрямлячем ВПЗ та джерелом Д2. Після ввімкнення високовольного вимикача через замикання допоміжного контакту (БКВ) на пристрій подається напруга 250 В. Резистивно-ємнісний ланцюг (R5, С3) забезпечує витримку часу для готовності АПВ (близько 30 с). При зрівнянні напруги на конденсаторі С3 з опорною (ДОН2) спрацьовує компаратор КП4, активуючи індикатор «Готовність АПВ» (VD2) та знімаючи заборону з ключів S4, S6.

У разі спрацювання захистів (МСЗ або СВ) за умови готовності АПВ активується ключ S4, що призводить до спрацювання реле К5 та запуску інтегратора І2. Після відпрацювання уставки часу АПВ, компаратор КП5 через ключ S9 подає напругу конденсатора С3 на обмотку реле К6, забезпечуючи цикл повторного ввімкнення. По завершенню циклу конденсатор С3 розряджається, АПВ переходить у стан заборони до наступного заряду. Дистанційний запуск АПВ реалізується подачею напруги 250 В на відповідні клеми пристрою, що аналогічно обробляється логічною схемою пристрою.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Шини 6 (10) кВ



УЗА – 10РС14

МСЗ, ВС, АЧР, АПВ,
ЧАПВ, ІА, ІС

ЗНЗ **ЛС** **ІА** **ІО**

Дод. блок
УЗА-10 – АЗ

ЛЗШ, сигн. авар. відкл.
дешунт, комб. живл.

Рисунок 4.2 – Пояснювальна схема підключення пристрою УЗА-10РС14 до релейного захисту

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

4.2 Максимальний струмовий захист повітряних ліній 10 кВ

Основним видом аварійного режиму роботи повітряних ліній електропередач є коротке замикання (к.з.). За умов виникнення к.з. у системі електропостачання відбувається суттєве зростання сили струму та зниження рівня напруги. Вхідними сигналами для вимірювальних органів пристроїв релейного захисту є параметри струму та напруги, що характеризують стан елемента, що захищається. Принцип дії конкретного захисту безпосередньо залежить від виду контрольованої фізичної величини та методу її обробки.

Відповідно до способу забезпечення селективності під час зовнішніх коротких замикань, розрізняють два типи захисту [12]:

- захист із відносною селективністю;
- захист із абсолютною селективністю.

Для радіальних повітряних ліній з одностороннім живленням доцільним є застосування пристроїв релейного захисту з відносною селективністю. Зокрема, проектом передбачається впровадження двоступеневого максимального струмового захисту (МСЗ) із поєднанням часових та струмових характеристик, а також струмової відсічки, що діє без витримки часу [1,12].

Розрахунок параметрів МСЗ здійснюється для схеми з двома реле та однотрансформаторним живленням відповідно до методичних вказівок [1, 2].

Наводимо приклад розрахунку максимального струмового захисту для однієї повітряної лінії 10 кВ (Л-101):

- робочий струм $I_{\text{max роб.лінія-101}} = 38,6$;
- струм к.з. в кінці лінії $I_{\text{к. min}}^{(3)} = 750 \text{ А}$; $I_{\text{к. min}}^{(2)} = 660 \text{ А}$.

За вимогами динамічної стійкості в шафі ПЛ 10 кВ встановлений трансформатор струму ТПЛУ-10-50/5 з номінальним первинним струмом $I_{\text{н1}} = 50 \text{ А}$ та коефіцієнтом трансформації $k_{\text{м.с.}} = 50/5$.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання МСЗ визначаємо за умовою:

$$I_{с.МСЗ} \geq \frac{\kappa_n \cdot \kappa_{с.з.}}{\kappa_n} \cdot I_{\max.роб} , \quad (4.1)$$

де κ_n – коефіцієнт надійності, для реле УЗА-10РС14 $\kappa_n = 1,2$ [13];

$\kappa_{с.з.}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів , $\kappa_{с.з.} = 1,2$ [5, 11, 12];

κ_n – коефіцієнт повернення, для реле УЗА-10РС14 $\kappa_n = 0,92$ [13].

$$I_{с.МСЗ.Л-101} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,92} \cdot 38,6 = 60,4 \text{ А.}$$

Приймаємо струм спрацювання $I_{с.МСЗ.Л-101} = 61 \text{ А.}$

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників ТП 10/0,4 кВ забезпечуються, якщо виконується умова:

$$I_{с.МСЗ.} \geq 1,4 \cdot I_{пл(5)} \quad (4.2)$$

де $I_{пл(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника (найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ) згорає за 5 секунд.

Плавка вставка в 30 А перегорає за 5 с при струмі $I_{пл(5)} = 50 \text{ А}$ [4].

$$I_{с.МСЗ.Л-101} = 1,4 \cdot 50 = 70 \text{ А.}$$

Остаточно приймаємо $I_{с.МСЗ.Л-101} = 70 \text{ А.}$

Визначаємо струм спрацювання реле МСЗ:

$$I_{с.р.МСЗ} = \frac{\kappa_{сх.} \cdot I_{с.з.}}{\kappa_{Т.С.}} , \quad (4.3)$$

де $I_{с.МСЗ}$ – найбільший з отриманих за виразом (4.1) та (4.2), струм спрацювання захисту, А;

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\kappa_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми, $\kappa_{cx}^{(3)}=1$. [15];

κ_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатору струму.

$$I_{c.p.MC3.L-101} = \frac{1 \cdot 61}{10} = 6,1 \text{ A.}$$

Приймаємо до встановлення реле струму типу УЗА-10РС14 з уставкою $I_{y.c.p.MC3.L-101} = 6,1 \text{ A}$ [12].

В цьому випадку уточнене значення струму спрацювання захисту :

$$I'_{cn.MC3} = I_y \cdot \frac{\kappa_{mc}}{\kappa_{cx}^{(3)}}. \quad (4.4)$$

$$I'_{cn.MC3.L-101} = 6,1 \cdot \frac{50/5}{1} = 61 \text{ A}$$

Вибраний захист слід перевірити на чутливість до струму короткого замикання в кінці зони захисту. Мінімальний струм короткого замикання при замиканні в мережі з ізольованою нейтраллю буде при двофазному к.з. в кінці лінії. Коефіцієнт чутливості захисту для основної зони повинен бути не менш 1,5 ($\kappa_q \geq 1,5$) [11, 12].

$$\kappa_q \geq 1,5. \quad (4.5)$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{q.MC3} = \frac{I_{\kappa.min} \cdot K_{cx}}{I_y \cdot K_{m.c.}} \geq 1,5, \quad (4.6)$$

де $I_{\min}^{(2)}$ – мінімальний струм короткого замикання в кінці зони захисту (для Л-101 точка К10), $I_{\min \kappa 10}^{(2)} = 660 \text{ A}$:

$$\kappa_{q.MC3} = \frac{660 \cdot 1}{6,1 \cdot 10} = 10,8 > 1,5.$$

Умова (4.5) виконується.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок для інших ліній виконуємо аналогічно і результати зводимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунок МСЗ повітряних ліній 10 кВ

Розрахункові формули	Розрахункові дані						
№ лінії	Л-101	Л-102	Л-103	Л-104	Л-105	Л-106	Л-107
$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, A$	38,6	6,9	19,3	30,1	6,9	16,4	4,0
$I_{c.МСЗ} = \frac{K_H}{K_n} K_{зап.} I_{раб.макс.}, A$	60,4	10,8	30,2	47,1	10,8	25,7	6,3
$K_{т.с.}$	50/5	15/5	30/5	50/5	15/5	30/5	15/5
$I_{c.p.МСЗ} = \frac{I_{c.p.} K_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, A$	6,1	3,7	5,2	4,8	3,7	4,3	2,1
I_y, A	6,1	3,8	5,2	4,8	3,8	4,4	2,1
$I'_{c.МСЗ} = \frac{I_y K_{mc}}{K_{cx}^{(3)}}$	61,0	11,4	30,2	47,1	11,4	26,4	6,3
$I_{к min}^{(2)}, kA$	0,66	0,98	0,78	0,59	0,79	0,77	0,87
$K_{ч.МСЗ} = \frac{I_{к.з.min}^{(2)}}{I'_{c.з}} \geq 1,5$	10, 8	85,9	25,8	12,5	69,3	29,2	138,1
Тип пристрою РЗ	УЗА-10РС14						

4.4 Струмова відсічка ліній 10 кВ

З метою підвищення швидкодії системи релейного захисту повітряних ліній електропередач максимальний струмовий захист (МСЗ) доцільно доповнювати струмовою відсічкою. Даний вид захисту забезпечує миттєве

					21ЕЕД.10198371.06.26.0000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

вимкнення пошкодженої ділянки у разі виникнення короткого замикання в зоні його дії (переважно поблизу розподільчої трансформаторної підстанції).

Технічна ефективність струмової відсічки обмежена зоною її дії, яка зазвичай становить від 20% до 60% довжини лінії захисту. Впровадження струмової відсічки є недоцільним у випадках, коли зона її дії охоплює менше 10% протяжності лінії, оскільки це не забезпечує необхідної ефективності захисту та селективності. [10].

При виконанні максимального струмового захисту за допомогою реле УЗА-10РС струмова відсічка реалізується на тих же реле.

Селективність струмової відсічки забезпечується відповідним вибором струму його спрацювання [10]:

$$I_{с.СВ.} = \kappa_n \cdot I_{\kappa.мах}^{(3)}, \quad (4.7)$$

де κ_n – коефіцієнт надійності, для реле УЗА-10РС $\kappa_n = 1,2$ [11];

$I_{\kappa.мах}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного короткого замикання в місці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ.

Забезпечення селективності та уникнення хибних спрацювань пристрою, зумовлених виникненням кидків струмів намагнічування силових трансформаторів, необхідно забезпечити виконання наступної умови відстроювання:

$$I_{с.СВ.} \geq \frac{4...5 \cdot \Sigma S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (4.8)$$

де $\Sigma S_{н.тр.}$ - сумарна номінальна потужність трансформаторів, приєднаних до ділянки лінії, що відходить від лінії потрібної.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання реле струмової відсічки:

$$I_{c.p.CB} \geq \frac{K_{cx}}{K_{mc}} \cdot I_{c.CB}, \quad (4.9)$$

де $I_{c.CB}$ – більша із величин за умовами (4.7) та (4.8).

За значенням $I_{c.p.CB}$ вибираємо, згідно с паспортними даними реле, уставку реле струмової відсічки.

Уточнений первинний струм відсічки (струм спрацювання захисту):

$$I'_{c.CB} = \frac{K_{m.c.}}{K_{cx}} \cdot I_{y.p.CB}, \quad (4.10)$$

Відповідно до нормативних вимог [2], для струмових відсічок (СВ), що виконують функцію додаткового захисту ліній, коефіцієнт чутливості при короткому замиканні в місці встановлення пристрою має становити не менше 1,2 у режимі, найбільш сприятливому для забезпечення чутливості захисту:

$$K_{\text{чв}} = \frac{I_{\kappa.\text{max}}^{(3)}}{I_{C.3.B}} \geq 1,2, \quad (4.11)$$

де $I_{\kappa.\text{max}}^{(3)}$ – максимальний струм короткого замикання на початку лінії (в місці встановлення захисту).

При виконанні умови (4.11) підтверджується правильність обраних параметрів захисту. Аналогічні розрахунки проведено для всіх повітряних ліній 10 кВ мережі району. Для прикладу наводимо розрахунок параметрів

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

струмової відсічки однієї повітряної лінії напругою 10 кВ та її точки (Л-101, К10).

Струм спрацювання відсічки ПЛ 10 кВ:

$$I_{c.CB} = 1,2 \cdot 980 = 1176 \text{ A.}$$

$$I_{c.CB} \geq \frac{4 \cdot 1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 369,5 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле відсічки:

$$I_{c.p.CB} = \frac{1176 \cdot 1}{50/5} = 117,6 \text{ A.}$$

Струм уставки реле:

$$I_{y.L-101} = 118,0 \text{ A;}$$

Уточнене значення струму спрацювання СВ:

$$I'_{cn.CB} = 118,0 \cdot \frac{50/5}{1} = 1180 \text{ A.}$$

Чутливість струмової відсічки:

$$k_{ч.CB} = \frac{2470}{118,0} \cdot \frac{1}{50/5} = 2,1.$$

Згідно ПУЕ для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч} \geq 1,2$, умова виконується. Узагальнені результати розрахунків представлено у таблиці 4.3.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Розрахункові дані струмової відсічки ліній

Розрахункові формули	Розрахункові дані						
№ лінії	Л-101	Л-102	Л-103	Л-104	Л-105	Л-106	Л-107
$I_{\kappa.\max}, \text{кА}$	0,98	1,71	1,24	1,22	1,25	1,20	1,44
$I_{c.CB.} = k_H I_{\kappa.\max}^{(3)}, \text{А}$	1176	2052	1488	1464	1500	1440	1728
$I_{c.CB.} \geq \frac{(4...5) \sum S_{H.m.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{А}$	369,5	40,8	186,0	216,2	36,2	128,4	25,1
$K_{m.c.}$	50/5	15/5	30/5	50/5	15/5	30/5	15/5
$I_{c.p.CB} = \frac{I_{c.в.} \cdot k_{cx}}{k_{mc}}, \text{А}$	117,6	684	248	146,4	500	240	576
$I_y, \text{А}$	118	684	248	147	500	240	576
$I'_{cn.CB} = I_y \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}, \text{А}$	1180	2052	1488	1470	1500	1440	1728
$k_{u.CB.} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_y} \cdot \frac{k_{cx}}{k_{cm}}, \text{кА}$	2,10	1,32	1,24	1,51	1,39	1,87	2,43
Тип реле	УЗА-10РС14						

За результатами проведених розрахунків прийнято до впровадження струмову відсічку з параметрами, наведеними у таблиці 4.3. Для реалізації максимального струмового захисту та струмової відсічки повітряних ліній 10 кВ, що відходять від підстанції, обрано мікроелектронні реле типу УЗА-АТ із відповідними уставками. Схему релейного захисту ліній 10 кВ наведено на аркуші 21ЕЕД.10198371.05.26.410000ЭЗ графічної частини дипломного проєкту.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці та комплексна оцінка технічних заходів електробезпеки при обслуговуванні проектованої системи електропостачання

За ступенем небезпеки ураження електричним струмом трансформаторна підстанція (ТП) 35/10 кВ «Миролюбівка», розподільні мережі напругою 10 кВ, а також споживчі підстанції 10/0,4 кВ відповідно до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) класифікуються як об'єкти в приміщеннях або територіях з особливо небезпечними умовами [20, 23].

Відповідно до нормативних документів з визначення категорій приміщень за вибухопожежною та пожежною небезпекою, будівля ТП 35/10 кВ належить до категорії Г, тобто поміркована пожежна небезпека.

За рівнем захисту від прямих ударів блискавки та вторинних її проявів об'єкт класифікується за родової належності до систем блискавкозахисту (СБЗ), де відкрита частина підстанції потребує надійного перекриття захисними зонами.

Враховуючи, що ТП «Миролюбівка» 35/10 кВ є об'єктом підвищеної небезпеки, до оперативного та ремонтного персоналу, який допускається до її обслуговування, висуваються такі кваліфікаційні вимоги [20-23]:

— посадові особи та виробничий персонал, які виконують роботи в електроустановках, зобов'язані проходити регулярне спеціальне навчання та первинну (або періодичну) перевірку знань чинних галузевих правил безпеки, технічної експлуатації та пожежної безпеки.

— Обов'язкові попередній (під час прийняття на роботу) та періодичні медичні огляди працівників здійснюються відповідно до вимог чинного Наказу Міністерства охорони здоров'я України № 246 від 21.05.2007 р. «Про затвердження Порядку проведення медичних оглядів працівників певних категорій».

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

— Працівники зобов'язані опанувати правила безпеки в обсязі, що відповідає їхній посаді чи характеру виконуваних робіт. Перед допуском до самостійної діяльності персонал проходить стажування під керівництвом досвідченого фахівця, перевірку знань та процедуру присвоєння відповідної групи з електробезпеки. Самостійне обслуговування та виконання оперативно-ремонтних робіт на об'єктах напругою понад 1000 В, зокрема на ТП 35/10 кВ. дозволяється лише особам, які мають групу з електробезпеки не нижче III. Під час виконання службових обов'язків працівник зобов'язаний мати при собі посвідчення встановленого зразка про перевірку знань. Допуск осіб, які не пройшли належного навчання, інструктажів вступного, первинного, повторного чи перевірки знань з охорони праці, суворо заборонено.

— Персонал, що залучається до виконання технологічних операцій, які входять до чинного «Переліку робіт з підвищеною небезпекою» (НПАОП 0.00-4.12-05), повинен мати спеціальну відмітку про допуск у посвідченні про перевірку знань.

— Відповідно до Наказу Міністерства охорони здоров'я України № 46 від 31.03.1994 р. «Про затвердження Переліку важких робіт і робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці...», до робіт в електроустановках ТП та розподільних мереж особи віком до 18 років не допускаються.

— Категорично забороняється допуск до виконання будь-яких робіт осіб із ознаками алкогольного, наркотичного або токсичного сп'яніння. У разі виявлення порушень вимог безпеки, технічних несправностей електроустановок, машин, механізмів, пристроїв чи засобів захисту, що створюють загрозу для життя і здоров'я людей, кожен працівник зобов'язаний негайно вжити заходів щодо їх усунення. Якщо самостійно ліквідувати небезпеку неможливо, працівник має терміново сповістити про це безпосереднього керівника. Виконання будь-яких розпоряджень, вказівок або завдань, що прямо суперечать правилам охорони праці, суворо заборонено.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

— Посадові особи (керівники та спеціалісти), які безпосередньо координують або організовують виробничий процес, несуть персональну відповідальність за забезпечення безпечних умов праці та контроль за дотриманням підлеглими вимог нормативно-правових актів.

— Особи, винні в порушенні правил охорони праці, недотриманні технологічної дисципліни або ігноруванні вимог електробезпеки, притягуються до дисциплінарної, адміністративної, матеріальної або кримінальної відповідальності згідно з чинним законодавством України.

Ідентифікація потенційних загроз та проведення атестації робочих місць за умов праці під час реконструкції й подальшої експлуатації системи електропостачання дозволяють своєчасно виявити небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Серед ключових факторів, що чинять негативний вплив на здоров'я та безпеку персоналу, варто зауважити, що вплив статичної електрики, високу напруженість електромагнітного поля, а також ризик ураження внаслідок прямих ударів блискавки.

Для мінімізації зазначених ризиків під час обслуговування обладнання ТП регламентовано обов'язкове дотримання таких санітарно-гігієнічних вимог [20, 21, 23]:

— електричне поле, що формується навколо обладнання підстанцій та ПЛ напругою 35 кВ і вище, чинить деструктивний вплив на організм людини, а в моменти безпосереднього контакту з металевими елементами конструкцій, машин чи механізмів спричиняє виникнення електричних розрядів, причому цей негативний вплив локалізується виключно в межах зони впливу, тобто простору, де напруженість електричного поля перевищує гранично допустиму норму у 5 кВ/м, а ступінь ураження безпосередньо залежить від інтенсивності поля та тривалості перебування в ньому, тоді як вплив імпульсних електричних розрядів у цій зоні є абсолютно недопустимим незалежно від хронометражу дії;

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

- у випадках, коли фактична напруженість електричного поля на конкретному робочому місці не збігається з фіксованими нормованими критеріями, допустимий часовий інтервал перебування персоналу в зоні дії поля розраховується за найближчим більшим дискретним значенням напруженості;
- виконання будь-яких виробничих і технологічних операцій без обмеження їхнього характеру, специфіки та тривалості дозволяється у зонах, де показник напруженості електричного поля становить 5 кВ/м або менше, проте у разі перевищення цього порогу, або за невідповідності умов праці встановленим регламентам безпеки, роботи мають здійснюватися виключно із застосуванням відповідних індивідуальних та колективних засобів захисту;
- просторові межі зони впливу електромагнітного поля на об'єктах енергетичного господарства встановлюються на нормативній відстані від найближчих струмопровідних частин, зокрема для підстанцій та ПЛ напругою до 10 кВ цей радіус сягає 20 м, а для об'єктів напругою 35 кВ і вище - 30 м;
- фактичні межі зони впливу та точні параметри напруженості електричного поля на робочих місцях підлягають уточненню за результатами інструментальних вимірювань дійсних значень, які проводяться на висоті 1,8 м від рівня поверхні (якщо персонал перебуває на землі) або диференційовано по всій висоті людського зросту (якщо роботи виконуються на конструкціях чи корпусах обладнання);
- зважаючи на те, що в процесі експлуатації електроустановок виникають специфічні умови, за яких навіть капітальні конструктивні захисні рішення не здатні повноцінно гарантувати безпеку персоналу, обов'язковим є впровадження спеціальних додаткових засобів захисту (переносних приладів і пристроїв для ізоляції від струму, теплового впливу дуги та продуктів горіння), які не інтегруються безпосередньо в конструкцію електроустановки, а виступають обов'язковим доповненням до стаціонарних систем безпеки: захисних огорожень, блокування, сигналізації та контурів заземлення.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Технічні заходи захисту від ураження електричним струмом за своїм функціональним призначенням поділяються на такі основні групи:

а) застосування малих напруг, що передбачає використання номінальної напруги, яка не перевищує 42 В, задля суттєвого зниження ризику травмування персоналу в разі прямого або непрямого контакту зі струмопровідними частинами;

б) електричне розділення мережі, що полягає в розчленуванні єдиної енергосистеми на окремі, електрично ізолювані та незалежні між собою ділянки за допомогою спеціальних розділових трансформаторів;

в) безперервний контроль, профілактика та діагностика стану ізоляції, які реалізуються шляхом впровадження автоматичних пристроїв контролю, що здійснюють постійне вимірювання опору ізоляційного покриття для підтримання його на нормативному рівні, за якого у разі дотику людини до відкритих провідних частин величина струму витoku через тіло не перевищуватиме гранично допустимого безпечного значення;

Засоби захисту повинні застосовуватися в зоні впливу електричного поля при виробництві всіх видів робіт. Для захисту персоналу від впливу електричного поля можуть застосовуватися наступні засоби екранування:

а) стаціонарні та/або екранувальні пристрої;

б) індивідуальний екранувальний одяг;

– стаціонарні та переносні екранувальні пристрої підлягають обов'язковому заземленню і повинні гарантувати зниження напруженості електричного поля на робочих місцях до нормативного рівня 5 кВ/м і менше;

– конструктивне виконання стаціонарних екранувальних пристроїв передбачає їхнє проектування у вигляді козирків, навісів або перегородок;

– переносні екранувальні пристрої виготовляються у вигляді інвентарних навісів, наметів, перегородок чи щитів, які доцільно використовувати як знімні бічні екрани на рiштованнях (лісах) під час обслуговування повітряних вимикачів, а також на люльках телескопічних вишок і гідропідйомників, при цьому заземлення таких пристроїв

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

здійснюється шляхом їх приєднання до загального контуру заземлення або стаціонарно заземлених об'єктів за допомогою гнучких провідників та спеціальних затискачів;

- індивідуальні екранувальні комплекти (костюми) застосовуються як ефективний засіб захисту персоналу в разі неможливості або технічної недоцільності встановлення стаціонарних чи переносних екранів;

- захисна ефективність індивідуальних екранувальних комплектів безпосередньо забезпечується їхнім конструктивним виконанням (екранувальною тканиною) та суворим дотриманням регламентованих правил експлуатації;

- під час виконання технологічних операцій у зоні впливу електричного поля всі машини та механізми на пневмоколісному ході підлягають обов'язковому заземленню через спеціальні гнучкі провідники та стаціонарні затискачі на кузовах або рамах, крім того, такий транспорт має бути обладнаний металевим заземлювальним ланцюгом, з'єднаним із шасі, який перед в'їздом на територію підстанції або під дроти ПЛ опускається для забезпечення постійного контакту з поверхнею землі;

- спеціалізовані машини, пересувні лабораторії, автокрани та майстерні, що мають суцільнометалевий дах та кузов, за умови їх надійного з'єднання з контуром заземлення, функціонально прирівнюються до самостійних екранувальних пристроїв;

- будь-які допоміжні пристосування, монтажне приладдя та обладнання, які в процесі розкочування проводів або через підвішування на ізолювальних канатах можуть виявитися ізольованими від потенціалу землі, мають бути примусово заземлені на весь період проведення робіт;

5.2 Організаційна процедура допуску працівників до проведення електромонтажних робіт

Організація безпечного виконання робіт в електроустановках розподільних мереж та підстанцій базується на чіткому дотриманні комплексу

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

організаційних заходів. Відповідно до нормативних вимог охорони праці [20], до таких заходів належать:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом-допуском, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення персоналу на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі, її закінчення та здача робочого місця.

Залежно від складності, обсягу та ступеня небезпеки, усі роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на три категорії: ті, що виконуються за нарядом-допуском, за розпорядженням, або в порядку поточної експлуатації.

Допуск персоналу до виконання робіт за нарядами та розпорядженнями здійснюється безпосередньо на робочому місці після перевірки повноти та якості виконання технічних заходів із підготовки цього робочого місця. Процедура допуску без проведення цільового інструктажу суворо забороняється.

Під час здійснення допуску особа, яка допускає, зобов'язана виконати такі операції:

- перевірити відповідність фактичного складу бригади переліку осіб, зазначеному в наряді або розпорядженні, а також проконтролювати наявність у всіх членів бригади чинних посвідчень про перевірку знань з електробезпеки;
- провести інструктаж, себто ознайомити членів бригади зі змістом наряду чи розпорядження, чітко окреслити межі робочого місця і безпечні

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підходи до нього, продемонструвати найближче до робочої зони обладнання та струмопровідні частини приєднань (як тих, що ремонтуються, так і суміжних, наближення до яких заборонено незалежно від наявності чи відсутності напруги);

– наочно довести бригаді відсутність напруги шляхом показу встановлених переносних заземлень. Якщо заземлення не видно безпосередньо з робочого місця, відсутність напруги перевіряється за допомогою покажчика напруги, а в електроустановках напругою 35 кВ і нижче з наступним дотиком рукою до струмопровідних частин після документального підтвердження відсутності потенціалу.

Після завершення інструктажу керівник робіт проводить додатковий інструктаж щодо безпечної технології виконання робіт, правил використання інструменту, монтажних пристосувань, механізмів та вантажопідіймальних машин.

Факт проведення цільових інструктажів та безпосереднього допуску до роботи фіксується підписами допускача і керівника робіт у відповідній таблиці наряду із обов'язковим зазначенням дати та точного часу.

Оформлення допуску здійснюється в обох примірниках наряду, один з яких передається керівнику робіт, а другий залишається у особи, яка допускає. У випадках, коли керівник робіт суміщає обов'язки допускача, допуск оформлюють в одному примірнику наряду.

Якщо роботи виконуються за розпорядженням, дата і час допуску реєструються в установленому порядку в «Журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями».

5.3 Захист від прямих ударів блискавки та вторинних проявів на території ТП

Надійне та безаварійне функціонування електроустановок промислових об'єктів і розподільних мереж забезпечується впровадженням комплексу взаємопов'язаних організаційних і технічних заходів. Ключовим

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

елементом цієї системи є захист елементів енергосистеми від безпосереднього, тобто прямого та опосередкованого, вторинного, впливу атмосферних розрядів [24]. На сучасному етапі розвитку енергетики актуальність блискавкозахисту суттєво зростає через масове насичення об'єктів автоматизації та мікропроцесорними пристроями релейного захисту й оперативного керування, які є високочутливими до високочастотних імпульсних перенапруг та електромагнітних завад. Ефективність захисту досягається лише завдяки комплексному проектуванню та інтеграції систем зовнішнього-атмосферного і внутрішнього блискавкозахисту.

Відповідно до вимог ПУЕ, розподільні пристрої підстанцій напругою 10–35 кВ, які мають зв'язок із повітряними лініями (ПЛ), підлягають обов'язковому захисту від набігаючих хвиль атмосферних перенапруг. Для цього на шинах або безпосередньо біля силових трансформаторів встановлюють нелінійні обмежувачі перенапруги (ОПН). Крім того, конструкції відкритих розподільних пристроїв (ВРП) напругою 35 кВ обладнують стаціонарними стрижневими блискавковідводами для перехоплення прямих ударів блискавки. При цьому величина імпульсного опору заземлювального пристрою підстанції, до якого приєднуються засоби захисту, не повинна перевищувати нормоване значення 4 Ом [24].

Комплексна інженерна оцінка надійності захисту силового обладнання та споруд підстанції від прямих ударів блискавки передбачає математичне моделювання просторових контурів захисних зон та визначення ймовірності прориву грозового розряду через систему блискавковідводів [24].

Вхідними даними для виконання техніко-топографічного розрахунку системи грозозахисту є знання кількості блискавковідводів та розуміння інтенсивності грозової діяльності. У нашому випадку проєктована підстанція захищається групою з чотирьох стрижневих блискавковідводів. А задля географічного розташування об'єкта у Дніпропетровській області середня тривалість гроз за кліматичними даними становить 46 грозових годин на рік.

1) Вибір висоти блискавковідводів.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для виконання математичного моделювання та подальшого розрахунку просторових параметрів системи блискавкозахисту було прийнято базові геометричні та топографічні характеристики об'єкта. Відкритий розподільний ВРП проектованої підстанції має чітко визначені габаритні розміри, де довжина зони, що захищається об'єкта $a = 34,6$ м, а її ширина $b = 30$ м. При цьому висота найбільш високої точки технологічного обладнання, що потребує захисту від атмосферних розрядів, а саме нелінійного обмежувача перенапруги ОПН, складає $h = 4,7$ м. Для побудови надійної замкненої зони перекриття на території ВРП передбачено встановлення системи стрижневих блискавковідводів, просторове розташування яких характеризується відстанню між найближчими суміжними щоглами на рівні $l_1 = 18$ м, тоді як лінійна відстань між найбільш віддаленими елементами захисту $l_2 = 22,3$ м.

Відстань, що допускається між суміжними блискавковідводами розраховується за таким математичним співвідношенням:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2}. \quad (5.1)$$

$$L = \sqrt{18^2 + 22,3^2} = 28,7 \text{ м.}$$

Для блискавковідводів висотою $h \leq 30$ м захисна умова всієї ділянки є:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a. \quad (5.2)$$

Із цього співвідношення перевищення висоти блискавковідводів h_a над висотою об'єкту h_x повинно становити:

$$h_a = \frac{L}{8}. \quad (5.3)$$

$$h_a = \frac{28,7}{8} = 3,59 \text{ м.}$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повна висота типового блискавковідводу:

$$h = h_x + h_a . \quad (5.4)$$

$$h = 4,7 + 4,7 = 9,4 \text{ м.}$$

Ефективність захисту забезпечується за умови:

$$L < 8h_a . \quad (5.5)$$

$$L = 28,7 \text{ м} < 8h_a = 8 \cdot 4,7 = 37,6 \text{ м.}$$

Отже, дана група блискавковідводів забезпечує суцільний захист усієї площі об'єкта від прямих ударів блискавки.

2) Методика розрахунку геометричних параметрів зони захисту

При побудові суцільного захисного контуру для багато-стрижневих систем блискавковідводів загальна зона захисту формується шляхом попарного об'єднання індивідуальних зон суміжних стрижневих блискавковідводів.

Для кожного окремого елемента такої системи еквівалентна висота вершини захисного конуса h_0 , а також радіуси захисної зони на рівні землі r_0 та на висоті розташування обладнання, що захищається, r_x визначаються за аналітичними залежностями, що застосовуються для розрахунку одиночного стрижневого блискавковідводу [24]:

$$h_0 = 0,91 \cdot h . \quad (5.6)$$

$$h_0 = 0,91 \cdot 9,4 = 8,55 \text{ м.}$$

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right) . \quad (5.7)$$

$$r_x = 1,5 \cdot \left(9,4 - \frac{4,7}{0,92}\right) = 6,44 \text{ м.}$$

$$r_0 = 1,5h . \quad (5.8)$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_0 = 1,5 \cdot 9,4 = 14,1 \text{ м.}$$

Висота середньої частини попарно узятих блискавковідводів:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h); \quad (5.9)$$

$$h_{\min 1} = h_{c1} = 8,55 - 0,14 \cdot (18 - 9,4) = 7,3 \text{ м.}$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h); \quad (5.10)$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = 8,55 - 0,14 \cdot (22,3 - 9,4) = 6,74 \text{ м.}$$

Геометричні параметри звуження (сідловини) загальної захисної зони для попарно об'єднаних суміжних блискавковідводів розраховуються за такими залежностями

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (5.11)$$

$$r_c = 1,5 \cdot 9,4 = 14,1 \text{ м,}$$

$$r_{cx1} = r_0 \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \text{ м,} \quad (5.12)$$

$$r_{cx1} = 14,1 \cdot \frac{7,3 - 4,7}{7,3} = 5,02 \text{ м.}$$

$$r_{cx2} = r_0 \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}}. \quad (5.13)$$

$$r_{cx2} = 14,1 \cdot \frac{6,74 - 4,7}{6,74} = 4,27 \text{ м.}$$

Розраховані геометричні параметри та просторові координати елементів системи грозозахисту інтегровані в генеральний план підстанції, який наведено на рисунку 5.1, а також деталізовано на аркуші 21ЕЕД.10198371.06.26.510000ВО графічного матеріалу проєкту. Аналіз побудованих контурів свідчить, що все технологічне обладнання ВРП

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

повністю розміщується в межах утвореної зони захисту. Таким чином, запроєктована група з чотирьох стрижневих блискавководвідів висотою $h = 9,4$ м гарантує надійне перехоплення атмосферних розрядів та виключає ризик прямого удару блискавки в струмопровідні й силові елементи підстанції.

Визначення надійності захисту підстанції.

Очікувана річна кількість грозових ударів блискавки у споруди та територію підстанції визначається за такою залежністю: [24]:

$$N = 0,06 \cdot n(a + 10h) \cdot (b + 10h) \cdot 10^{-6}. \quad (5.14)$$

$$N = 0,06 \cdot 46 \cdot (34,6 + 10 \cdot 11) \cdot (30 + 10 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,056 \text{ рази.}$$

Очікувана річна частота аварійних відключень підстанції визначається за такою залежністю:

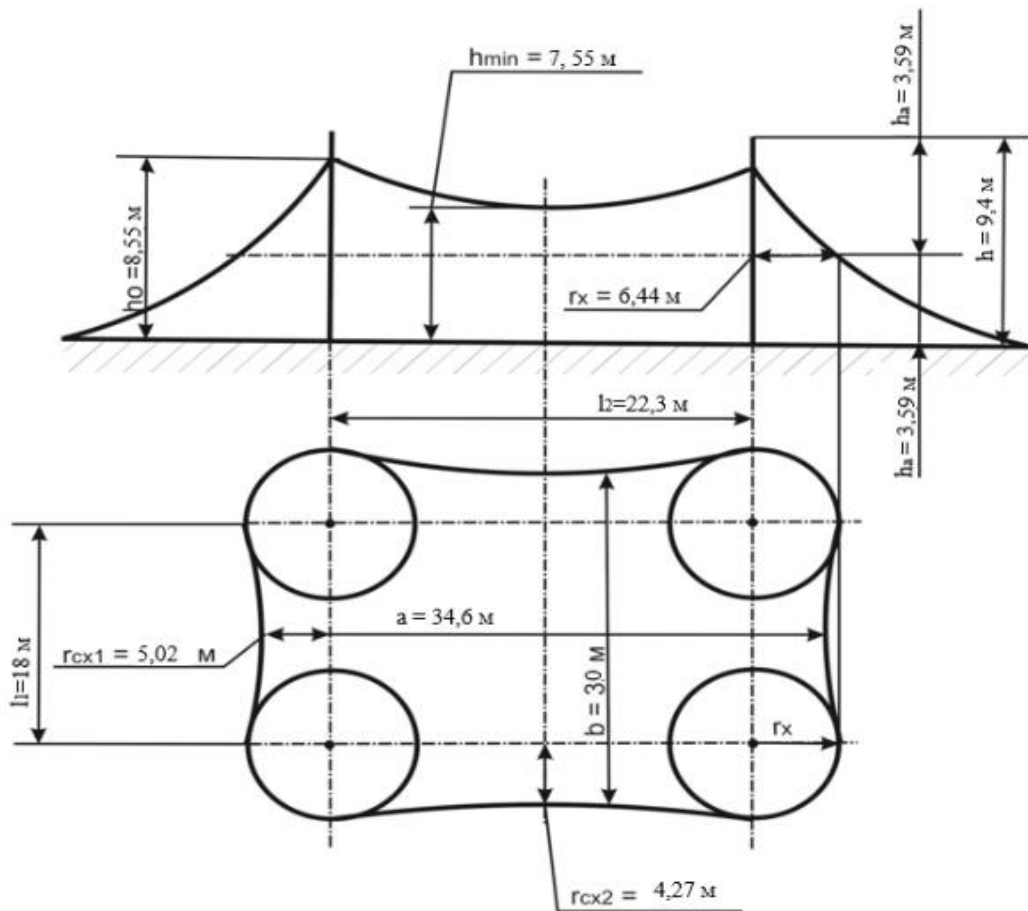


Рисунок 5.1 – Зона блискавкозахисту підстанції

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

$$Y = N \cdot \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g. \quad (5.15)$$

де Ψ_n, Ψ_i, Ψ_g – показник можливості ударів блискавки.

$$Y = 0,056 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,70 = 0,26 \cdot 10^{-4} \text{ шт.}$$

Показник стійкості до грози та прийдешньої блискавки:

$$m = \frac{1}{Y}. \quad (5.16)$$

$$m = \frac{1}{0,26 \cdot 10^{-4}} = 3,8 \cdot 10^4 \text{ років.}$$

Проведені інженерні розрахунки підтверджують високу ефективність запроєктованої системи блискавкозахисту трансформаторної підстанції ПС 35/10 кВ «Миролюбівка». Графічне відображення контурів захисних зон, просторове розташування щогл та схема заземлювального пристрою об'єкта представлені на аркуші 21ЕЕД.10198371.06.26.510000ВО графічної частини цього кваліфікаційного проєкту.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ

Оцінка економічної ефективності проєктних рішень, прийнятих у межах кваліфікаційної роботи, здійснюється на основі методу мінімізації приведених витрат. Даний показник визначається як сума поточних експлуатаційних витрат та капітальних вкладень, зведених до порівнянного вигляду з урахуванням нормативного коефіцієнта ефективності капітальних інвестицій [16, 17, 18, 19].

Розрахунок приведених витрат виконується згідно з виразом:

$$Z_i = B_i + E_n \cdot K, \quad (6.1)$$

де B_i – експлуатаційні витрати, тис. грн;
 E_n – нормативний коефіцієнт ефективності вкладень, $E_n = 0,12$;
 K – капітальні вкладення в реконструкцію, тис. грн.

До складу щорічних експлуатаційних витрат B_i належать: витрати на оплату праці обслуговуючого персоналу, вартість витрат електроенергії в мережах, витрати на паливо-мастильні матеріали, амортизаційні відрахування, витрати на поточне обслуговування та ремонт обладнання, а також інші прямі виробничі витрати.

Економічна ефективність прийнятих рішень оцінюється за допомогою таких показників [16, 19]:

1) собівартість передачі електричної енергії:

$$C_{пер.} = \frac{\sum B_i}{W_{кор}}, \quad (6.2)$$

де $W_{кор}$ – кількість електроенергії, що відпущена споживачам кВт·год;

2) прибуток підприємства:

$$\Pi = (C_{e.e.} - (C + C_{пер.})) \cdot W_{кор} \cdot 10^{-2}, \quad (6.3)$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $C_{e.e.}$ – Для розрахунків використано показник середньої вартості 1 кВт·год електричної енергії, встановлений згідно з даними Синельниківського РЕМ $C_{e.e.} = 7,2$ грн., побутове та виробниче навантаження;

C – вартість електричної енергії для оператора ринку електроенергії;

3) термін окупності:

$$T_{ак.} = \frac{K}{\Pi}. \quad (6.4)$$

Загальна кількість капітало-вкладень:

$$K = K_{35/10} + K_{10/0,4} + K_{ПЛ\ 10} + K_{PЗ} + K_{C.O.}, \quad (6.5)$$

де $K_{35/10}$ – капітальні вкладення у обладнання підстанції 35/10 кВ, тис. грн;

$K_{10/0,4}$ – капітальні вкладення у обладнання підстанції 10/0,4 кВ, тис. грн;

K_{10} – капітальні вкладення у повітряні лінії 10 кВ, тис. грн;

$K_{P.З.}$ – капітальні вкладення в релейний захист підстанції, тис. грн;

Вартість обслуговування обладнання системи електропостачання:

$$B_{експл} = \gamma \cdot \sum n_i, \quad (6.6)$$

де γ – вартість однієї умовної одиниці, $\gamma = 250$ грн. [17, 18];

n_i – кількість умовних одиниць обладнання.

В таблиці 7.1 представимо порівняння інфраструктури районної підстанції 35/10 кВ «Миролюбівка» до і після реконструкції.

Таблиця 6.1 – Порівнювання інфраструктури підстанції

Найменування елементів системи електропостачання	Кількість	
	До реконструкції	Після реконструкції
1	2	3
Трансформатор потужністю 2400 кВА	1	–
Трансформатор потужністю 1600 кВА	–	1
ПЛ 10 кВ на ж/б опорах з проводом, км:		
АС-35	15,0	–
АС-50	15,5	35,1
АС-70	4,1	–

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Продовження таблиці 6.1.

1	2	3
АС-95	0,5	—
Трансформаторні підстанція 10/0,4кВ :		
630 кВА	—	—
400 кВА	2	—
250 кВА	4	1
160 кВА	2	2
100 кВА	12	14
50 кВА	—	3
40 кВА	—	1
25 кВА	—	2
Релейний захист	1	1

Кошторис капітальних вкладень, необхідних для реконструкції системи електропостачання південної частини Синельниківського району, наведено у таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Капітальні вкладення в реконструкцію системи електропостачання частини району

Найменування робіт або витрат	Од ини	Кіл-ть	Вартість, тис/грн	
			На одиницю	Загальна
Трансформатор 35/10 кВ 1600 кВА	шт.	1,0	927,0	927,0
Вакуумні вимикачі ВБ4-П-35-У2	шт.	3,0	675,0	2025,0
Вакуумні вимикачі CNC ВВ/Н10М	шт.	10,0	255,0	2550,0
Роз'єднувач РВЗ-10 ПР-2-10	шт.	7,0	9,1	63,7
Обмежувач перенапруги ОПН-ВР/TEL-35	шт.	6,0	12,0	72,0
Обмежувач перенапруги ОПН-РТ/TEL-10	шт.	14,0	5,9	82,6
Трансформатор струму ТПЛУ-10-50/5	шт.	2,0	6,0	12,0
Трансформатор струму ТПЛУ-10-15/5	шт.	3,0	5,0	15,0
Трансформатор струму ТПЛУ-10-30/5	шт.	2,0	5,5	11,0
Трансформатор струму ТПЛУ-10-100/5	шт.	1,0	7,2	7,2
Пристрій релейного захисту УЗА-10РС14	шт.	10,0	0,7	7,0

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Продовження таблиці 6.2

Найменування робіт або витрат	Одиниці	Кіл-ть	Вартість, тис/грн	
			На одиницю	Загальна
Роз'єднувач РНД-35/1000У1 ПРН-110	шт.	2,0	76,0	152,0
Лічильник активної енергії LE-03MB	шт.	4,0	1,5	4,6
Варметр Ц-1628Т	шт.	1,0	0,8	0,8
Вольтметр А-96-6	шт.	5,0	0,3	1,5
Реконструкція ПЛ проводом АС 50	км	35,1	60,5	2123,6
Разом капітальних вкладень				8055,0

Розрахунок умовних одиниць на обслуговування обладнання виконуємо в таблицях 6.3 та 6.4.

Таблиця 6.3 – Розрахунок умовних одиниць обладнання мереж району та підстанції до реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вимикачі напругою 35 кВ	31,2	3,0	93,6
Силовий трансформатор	19,4	2,0	38,8
Вимикачі напругою 10 кВ	16,2	9,0	145,8
ПЛ 10 кВ на ж/б опорах	2,6	79,0	205,4
Шафи 10 кВ	2,5	9,0	22,5
Разом:			506,1

$$B_{\text{експл.1}} = 250 \cdot 506,1 = 126525 = 129,5 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 6.4 – Розрахунок умовних одиниць обладнання мереж району та підстанції після реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вакуумний вимикач 35 кВ	19,3	3,0	57,9
Силовий трансформатор	19,3	1,0	19,3
Вакуумний вимикач 10 кВ	6,2	10,0	62,0
ПЛ-10 кВ	2,5	77,0	192,5
Шафи 10 кВ	2,6	7,0	18,2
Шафи 10 кВ	1,3	7,0	9,1
Разом:			359,0

					21ЕЕД.10198371.06.26.0000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

$$B_{\text{експл.2}} = 250 \cdot 359,0 = 89750,0 = 89,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в силових трансформаторах:

$$B_{\text{втр.е.е.ТП}} = \left(\left(\frac{S_p}{S_n} \right)^2 \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \tau + \Delta P_{xx} \cdot T_{\epsilon} \right) \cdot C_{\text{е.е.}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.7)$$

де S_p – розрахункова потужність ТП-35/10 кВ, кВА; $S_p = 2226,5$ кВА;
 S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА; $S_n = 1 \times 1600$ кВА;
 ΔP_{κ} – номінальні втрати в обмотках трансформаторів, $\Delta P_{\kappa} = 25,5$ (33,5) кВт;
 τ – час втрат, $\tau = 2000$ год/рік;
 ΔP_{xx} – номінальні втрати у сталі трансформатора, $\Delta P_{xx} = 4,7$ (6,2) кВт;
 T_{ϵ} – час роботи трансформатора на рік, $T_{\epsilon} = 8760$ год;
 $C_{\text{е.е.}}$ – середня вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії, $B = 7,2$ грн
 [за даними Синельниківського РЕМ], переважно побутове навантаження.

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах 35/10 кВ.

До реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТП1}} = \left(\left(\frac{2886}{2400} \right)^2 \cdot 33,5 \cdot 2000 + 6,2 \cdot 8760 \right) \cdot 7,2 \cdot 10^{-3} = 1088,6 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТП2}} = \left(\left(\frac{2226,5}{1600} \right)^2 \cdot 25,5 \cdot 1500 + 4,7 \cdot 8760 \right) \cdot 7,2 \cdot 10^{-3} = 829,7 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ визначаємо за формулою:

$$B_{\text{втр.е.е.ПЛ}} = \left(\frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} \right)^2 \cdot 3r_o \cdot L \cdot \tau \cdot C_{\text{е.е.}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.8)$$

де U_n – номінальна напруга в лінії, $U_n = 10$ кВ;
 S_p – розрахункове навантаження лінії, кВА;
 r_o – питомий опір проводів лінії, Ом/км;
 L – довжина лінії 10 кВ, км.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дані для розрахунку втрат електричної енергії в повітряних лініях району електропостачання напругою 10 кВ наведено в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Розрахункові дані ПЛ 10 кВ

Марка проводу	L , км	r_o , Ом/км	τ , год/рік	S_p , кВА
1	2	3	4	5
До реконструкції				
АС-35	15,0	0,86	1900	1301
АС-50	15,5	0,67	1900	1273
АС-70	4,1	0,48	1900	912
АС-95	0,5	0,35	1900	665
Після реконструкції				
АС-50	35,1	0,67	1700	1139

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ до реконструкції:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.е.е.ПЛ 1}} = & \left(\frac{1301,0}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,86 \cdot 15,0 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 & + \left(\frac{1273}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,67 \cdot 15,5 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 & + \left(\frac{912}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,48 \cdot 4,1 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 & + \left(\frac{665}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,35 \cdot 0,5 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} = 5523,6 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ після реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ПЛ 2}} = \left(\frac{1139}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,67 \cdot 35,1 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} = 1245,8 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо розмір амортизаційних відрахувань:

$$B_a = \frac{H_a}{100} \cdot K, \quad (6.9)$$

де H_a – норма амортизаційних відрахувань $H_a = 6,0\%$ [16, 17, 19];

K – розмір капіталовкладень, тис. грн.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Необхідно визначити капіталовкладення в інфраструктуру системи електропостачання частини району до реконструкції. За даними Синельниківського РЕМ ці капіталовкладення становлять 5600 тис. грн.

Визначимо суму амортизаційних відрахувань до реконструкції:

$$B_{a1} = \frac{6,0}{100} \cdot 5600 = 336,0 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо суму амортизаційних відрахувань після реконструкції:

$$B_{a2} = \frac{6,0}{100} \cdot 8850,2 = 531,1 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо експлуатаційні витрати за рік:

$$\sum B = B_a + B_{\text{експл}} + B_{\text{втр.е.е.}} \quad (6.10)$$

До реконструкції:

$$\sum B_1 = 336,0 + 129,5 + (5523,6 + 1088,6) = 7077,7 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$\sum B_2 = 531,1 + 89,8 + (829,7 + 1245,8) = 2696,4 \text{ тис. грн.}$$

Обсяги електроенергії, що реалізуються споживачам [16, 17, 19]:

$$W_{\text{нов}} = S_p \cdot \cos \varphi \cdot K_y \cdot K_z \cdot T, \quad (6.11)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

K_y – коефіцієнт участі, $K_y = 0,7$;

K_z – коефіцієнт, який враховує вихід на повну потужність, $K_z = 0,7$;

T – час використання максимуму навантаження за рік, $T = 2500$ год.

До реконструкції:

$$W_{\text{нов}} = 2886 \cdot 0,67 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2500 \cdot 10^{-3} = 2368,7 \text{ тис. кВт год.}$$

Після реконструкції:

$$W_{\text{нов}} = 2226,5 \cdot 0,84 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2500 \cdot 10^{-3} = 2291,8 \text{ тис. кВт год.}$$

Вартість передачі і розподіл одного кВт·год електроенергії в мережі 10 кВ району електропостачання.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

До реконструкції:

$$C_{пер.1} = \frac{3650,0}{2368,7} = 1,55 \text{ грн.}$$

Після реконструкції:

$$C_{пер.2} = \frac{2210}{2291,8} = 0,96 \text{ грн.}$$

Прибуток підприємства визначається як різниця між виручкою від реалізації електроенергії та повної її собівартості:

$$\Pi_{до рек.} = (7,2 - 2,0 - 1,55) \cdot 2368,7 = 8645,8 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_{після рек.} = (7,2 - 2,0 - 0,96) \cdot 2291,8 = 9717,4 \text{ тис. грн.}$$

Додатковий прибуток (чистий економічний ефект), отриманий внаслідок збільшення обсягів корисного випуску електроенергії та зниження собівартості її передачі, розраховується як різниця між прибутками підприємства після та до реалізації проекту реконструкції:

$$E = \Pi_{після рек.} - \Pi_{до рек.} \quad (6.12)$$

$$E = 9717,4 - 8645,8 = 1071,7 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо строк окупності капіталовкладень:

$$T_{ок.} = \frac{8085,2}{1071,7} = 7,5 \text{ роки.}$$

Приведені витрати до реконструкції:

$$З_{пр.1} = 3650,0 + 0,12 \cdot 5600 = 4322,0 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати після реконструкції:

$$З_{пр.2} = 2210,0 + 0,12 \cdot 8085,2 = 3180,2 \text{ тис. грн.}$$

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Аналіз результатів показав, що приведені витрати за другим варіантом (після реконструкції системи електропостачання) є суттєво нижчими. Це обумовлено мінімізацією втрат електричної енергії в розподільчій мережі району, а також зниженням експлуатаційних витрат завдяки впровадженню сучасного високоефективного обладнання. Таким чином, запропонований проєкт реконструкції системи електропостачання Синельниківського району південної частини Дніпропетровської області є повністю обґрунтованим як з технічної, так і з економічної точок зору.

Узагальнені техніко-економічні показники базового та проєктного варіантів розвитку системи електропостачання зведено в таблицю 6.6

Таблиця 6.6 – Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту

Показники	До реконструкції	Після реконструкції
Додаткові капітальні вкладення, тис. грн.	–	8085,2
Річні експлуатаційні витрати, тис. грн	7077,7	2696,4
Кількість відпущеної корисної електроенергії за рік, тис. кВт·год	2368,7	2291,8
Питомі витрати на передачу і розподіл 1кВт·год електроенергії, грн.	1,55	0,96
Прибуток підприємства від транспортування електроенергії, тис. грн	8645,8	9717,4
Економічний ефект, тис. грн.	–	1071,7
Приведені витрати, тис. грн.	4322,0	3180,2
Строк окупності капітальних вкладень, рік	–	7,5

Згідно з техніко-економічними розрахунками, модернізація системи електропостачання району забезпечила сумарний економічний ефект у розмірі 1071,7 тис. грн. Цього результату було досягнуто за рахунок збільшення обсягів корисного відпуску електроенергії від підстанції «Миролюбівка» та мінімізації її технологічних втрат у розподільних мережах 10 кВ. При обсязі капіталовкладень у реконструкцію на рівні 8085,2 тис. грн строк їх окупності становить 7,5 років (аркуш 21ЕЕД.10198371.06.26.610000ТБ).

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

У кваліфікаційному проєкті науково обґрунтовано та розроблено комплекс технічних рішень щодо реконструкції системи електропостачання південної частини Синельниківського району Дніпропетровської області. Запропоновані зміни спрямовані на комплексне підвищення експлуатаційної надійності розподільних електричних мереж напругою 10 кВ і забезпечення безперебійного живлення споживачів у цілому. Реалізація проєкту дозволяє суттєво мінімізувати технологічні втрати активної потужності й електроенергії в провідникових та трансформаторних елементах мережі, а також мінімізувати частоту й тривалість аварійних перерв у постачанні енергії.

Модернізація інфраструктури району шляхом планової заміни силових трансформаторів підстанції, оновлення високовольтного комутаційного обладнання та оптимізації перерізів проводів ліній електропередачі створює необхідний технічний резерв для перспективного збільшення обсягів відпуску електричної енергії та зниження експлуатаційних витрат. Додатковим чинником стабілізації роботи мережі є вдосконалення релейного захисту повітряних ліній 10 кВ завдяки впровадженню сучасного мікропроцесорного пристрою. Застосування інноваційної апаратної бази суттєво знижує імовірність відмов обладнання, мінімізує ризики хибних чи неселективних спрацьовувань захисту, підвищує загальний період життя системи.

Економічна ефективність та інвестиційна доцільність запропонованої реконструкції підтверджується фінансово-економічними розрахунками, відповідно до яких термін окупності додаткових капіталовкладень у модернізацію системи електропостачання південної частини Синельниківського району становить 7,5 років, що є прийнятним і практично виправданим показником для об'єктів енергетичної галузі.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Коваленко О. І. Основи електропостачання : навчальний посібник. Запоріжжя : ТДАТУ, 2024. 237 с
2. Правила улаштування електроустановок. Київ: ФОРТ, 2017. 694 с.
3. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посібн. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568 с.
4. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
5. Козирський В. В., Каплун В.В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу. Київ : Аграрна освіта, 2011. 448 с.
6. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посібн. / А.Ю. Орлович та ін. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. 272 с.
7. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.
8. Вакуумний вимикач стаціонарний CNC BB/N10M 630A 10кВ 25кА. URL: <https://electrocontrol.com.ua/ua/vac/vakuumnyi-vykluchatel-stacionarnyi-cnc-vv-n10m-630a-10kv-25ka-mezhfaznoe-rashtoyanie-210mm> (дата звернення: 16.05.2026).
9. Трансформатори струму ТПЛУ. URL: <https://slavgorenergo.com.ua/ua/p1030221229-transformatory-toka-tplu.html> (дата звернення: 17.05.2026).
10. Трансформатор напруги НТМІ. URL: <https://slavgorenergo.com.ua/ua/p1030221246-transformator-napryazheniya-ntmi.html> (дата звернення: 15.05.2026).
11. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем : навчально-методичний посібник. Запоріжжя : ЗДІА, 2017. 165 с.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. Андрієнко П. Д. Релейний захист та автоматика систем електроенергетичних: підручник. Київ : КПІ ім. І. Сікорського, 2021. – 412 с.

13. Вишневецький В. С. Сучасні системи автоматизації розподільчих мереж : монографія. Львів : Львівська політехніка, 2022. – 320 с.

14. Каталог мікропроцесорних приладів захисту, автоматики і управління взаємодії приєднань 6–35 кВ серії УЗА-10РС : довід. брошура. Львів : Ранок, 2012. 16 с. URL: https://www.doka.lviv.ua/files/catalog_uzars.pdf (дата звернення: 19.05.2026).

15. Типові схеми захисту, автоматики, керування та сигналізації приєднань 6(10)–35–110 кВ з мікропроцесорними пристроями / розроб. компанія «Енергомашвін». 2003. 234 с.

16. Бойко О. В. Економічне обґрунтування інвестицій в енергетичні проекти : навч. посібник. Львів : Львівська політехніка, 2021. – 160 с

17. Барановський О. І. Економічна безпека енергетики України : навч.-метод. посібник. Київ : КНЕУ, 2018. 240 с.

18. Слісєєва О. К. Економіка енергетики : навч. посібник. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. 208 с.

19. Дейнеко Л. В., Якубовський М. М. Економіка енергетики : підручник. Київ : Інститут економіки та прогнозування НАН України, 2017. 380 с.

20. НПАОП 0.00–1.21–98 “Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів”. 09. 01. 98 Наказ №4 Держнаглядохоронпраці України.

21. Кулик М. С., Назаренко В. І. Експлуатація та обслуговування електроуст. розподільчих мереж : навч. посібник. Київ : КНУБА, 2022. 215 с.

22. Ткачук К. Н., Полукаров Ю. І. Охорона праці та електробезпека в галузі : підручник. Київ : Каравела, 2020. 430 с.

23. Геврик Є. О. Охорона праці в інженерній діяльності та електробезпека : навч. посібник. Львів : Новий Світ-2000, 2021. 312 с.

24. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посібн. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568 с.

					21ЕЕД.10198371.06.26.000000ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		