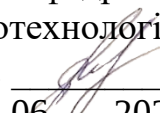


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій

к.т.н., доц.  Юлія Постол
« 12 » 06 2026 року

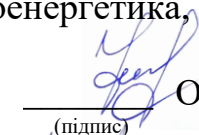
Пояснювальна записка

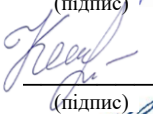
до кваліфікаційного проєкту
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

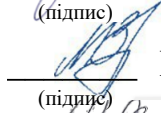
на тему: «Реконструкція системи електропостачання південно-східної
частини Нікопольського району Дніпропетровської області»

21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ

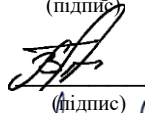
Виконала: студентка 4 курсу, 31С (ФМБ) ЕЕ групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

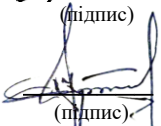

(підпис) О. С. Фененко

Керівник, к.т.н, доцент 
(підпис) Л. Р. Коваленко

Консультант, к.т.н., доцент 
(підпис) М. В. Зоря

Консультант, к.е.н., доцент 
(підпис) С.Л. Плотніченко

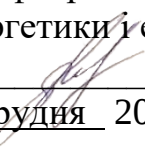
Нормоконтролер, к.т.н., доц. 
(підпис) В. Б. Гулевський

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 2025 року

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

Фененко Ользі Сергіївні

1. Тема проєкту: Реконструкція системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області.

керівник проєкту: Коваленко Л. Р., к.т.н., доцент.

затверджені наказом ректора університету від 29 вересня 2025 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 існуючої системи електропостачання району.

2. Проектування електричної мережі системи електропостачання району.

3. Вибір електрообладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка».

4. Релейний захист обладнання підстанції.

5. Охорона праці.

6. Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту.

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

1. Система електропостачання району напругою 35 та 10 кВ. Схема електрична розташунок.
2. Трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Вищетарасівка». Кола первинної комутації. Схема електрична принципова.
3. Захист релейний повітряної лінії напругою 10 кВ. Схема електрична принципова.
4. Захист релейний секційного вимикача напругою 10 кВ. Схема електрична принципова.
5. Підстанція 35/10 кВ «Вищетарасівка». Грозозахист підстанції. Кресленик загального виду.
6. 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	27.12.25	27.12.25
6	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	27.12.25	27.12.25

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2025 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1. Аналіз стану існуючої системи електропостачання району.	01.05.2026 р.	
2. Проектування електричної мережі системи електропостачання району.	05.05.2026 р.	
3. Вибір електрообладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка».	10.05.2026 р.	
4. Релейний захист обладнання підстанції.	21.05.2026 р.	
5. Охорона праці.	01.06.2026 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)

О. С. Фененко

Керівник проєкту, к.т.н., доцент

(підпис)

Л. Р. Коваленко

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ			Реконструкція системи			
2					електропостачання			
3					південно-східної частини			
4					Нікопольського району			
5					Дніпропетровської області.			
6					Пояснювальна записка.	97	–	
7	A1	21ЕЕД.10950074.06.26.110000Э7			Система електропостачання			
8					району напругою 35 та 10 кВ.			
9					Схема електрична розташування.	1	–	
10	A1	21ЕЕД.10950074.06.26.310000Э3			Підстанція 35/10 кВ			
11					«Вищетарасівка». Кола			
12					первинної комутації. Схема			
13					електрична принципова.	1	–	
14	A1	21ЕЕД.109500747.06.26.410000Э3			Захист релейний повітряної			
15					лінії напругою 10 кВ. Схема			
16					електрична принципова.	1	–	
17	A1	21ЕЕД.10950074.06.26.420000Э3			Захист релейний секційного			
18					вимикача напругою 10 кВ. Схема			
19					електрична принципова.	1	–	
20	A1	21ЕЕД.10950074.06.26.510000ВО			Підстанція 35/10 кВ			
21					«Вищетарасівка».			
22					Грозозахист підстанції.			
23					Кресленик загального виду.	1	–	
24	A1	21ЕЕД.10950074.02.26.610000ТБ			Показники техніко-	1	–	
25					економічні. Таблиця.			
					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ			
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	Відомість технічного проєкту			
Розроб.		Фененко О.С.		10.06.26				
Перев.		Коваленко Л.Р.		11.06.26				
								
Н.контр.		Гулевський В.Б.		11.06.26				
Затв.		Постол Ю.О.		12.06.26	ТДАТУ, 2026			

РЕФЕРАТ

Фененко О. С. Реконструкція системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області : кваліфікаційний проєкт. Запоріжжя : ТДАТУ, 2026. 97 с.

Обсяг кваліфікаційного проєкту – 97 аркуші, кількість рисунків – 8, кількість таблиць – 19.

У кваліфікаційному проєкті вирішені питання реконструкції системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області.

В проєкті проведено аналіз системи електропостачання: стану обладнання електричних мереж напругою 10 кВ, обладнання підстанції 35/10 кВ. Виконано вибір схеми електропостачання частини району. Розраховано навантаження споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ та розподільної мережі напругою 10 кВ, вибрано марку та переріз проводів повітряних ліній напругою 10 кВ. Проведено розрахунок потужності силових трансформаторів підстанції. До встановлення прийнято два трансформатори потужністю 4000 кВА кожний. Розраховано струми короткого замикання та струми навантаження в розрахункових точках мережі. За значеннями струмів к.з. та струмів навантаження вибрано електрообладнання підстанції та системи електропостачання.

Розглянуті питання захисту обладнання підстанції та розподільної мережі 10 кВ від аварійних режимів. Розраховано параметри релейного захисту трансформаторів, секційного вимикача та ліній напругою 10 кВ. Розроблено принципову схему релейного захисту елементів електричної мережі.

В проєкті також розглянуто питанням охорони праці при роботі на підстанції, розраховано грозозахист підстанції.

Доцільність прийнятих технічних рішень в проєкті підтверджена техніко-економічними розрахунками. Термін окупності капіталовкладень на реконструкцію системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району становить 2,5 роки.

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

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 АНАЛІЗ СТАНУ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ	10
1.1 Географо-економічний опис району електропостачання	10
1.2 Аналіз стану системи електропостачання району	12
1.3 Постановка задач кваліфікаційного проєкту	14
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ	15
2.1 Визначення навантажень споживчих трансформаторних підстанцій напругою 35/10 кВ.....	15
2.2 Визначення навантажень повітряних ліній напругою 10 кВ	20
2.3 Розрахунок потужності і вибір силових трансформаторів підстанції.....	25
2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району	28
2.5 Вибір перерізу та марки проводів повітряних ліній напругою 10 кВ...	31
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі системи електропостачання	35
2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі.....	35
2.6.2 Схема заміщення електричної мережі і визначення параметрів схеми мережі.....	37
2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі	42
2.6.4 Визначення струмів навантаження елементів мережі.....	44
3 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ «ВИЩЕТАРАСІВКА»	47
3.1 Вибір комутаційних апаратів підстанції напругою 35 кВ	50
3.2 Вибір комутаційних апаратів підстанції напругою 10 кВ	51
3.4 Вибір трансформаторів струму	53

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

3.5	Вибір трансформаторів напруги	57
3.6	Вибір трансформаторів власних потреб підстанції	58
4	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ	61
4.1	Аналіз пошкоджень обладнання підстанції та мереж	62
4.2	Мікроелектронне реле струму РСТ-80АВ	65
4.3	Релейний захист силових трансформаторів	68
4.3.1	Струмова відсічка трансформатора	68
4.3.2	Максимальний струмовий захист трансформатора	70
4.3.3	Захист трансформатора від перевантаження	71
4.3.4	Газовий захист трансформатора	71
4.4	Релейний захист повітряних ліній напругою 10 кВ	72
4.4.1	Максимальний струмовий захист ліній 10 кВ	72
4.4.2	Струмова відсічка ліній 10 кВ	75
4.5	Максимальний струмовий захист секційного вимикача 10 кВ	77
5	ОХОРОНА ПРАЦІ	78
5.1	Порядок допуску працівників до електромонтажних робіт	78
5.2	Захист обладнання підстанції від прямих ударів блискавки	80
6	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ	86
	ВИСНОВКИ.....	95
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	96

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Електрифікація – виробництво, розподіл і застосування електроенергії в усіх галузях народного господарства і побуту населення. Електрифікація - це один з найважливіших факторів технічного прогресу. Підвищення рівня розвитку сільської електрифікації стає одним з визначальних факторів інтенсифікації сільського господарства і може серйозно вплинути на умови життя.

Для забезпечення подачі електроенергії в необхідній кількості і відповідної якості від енергосистем промисловим об'єктам, установкам і механізмам служать системи електропостачання промислових виробництв, які складаються з мереж напругою до 1000В і вище, трансформаторних, перетворюючих і розподільчих підстанцій.

Споживачі електроенергії мають свої специфічні особливості, чим і обумовлені деякі вимоги до їх електропостачання – надійність живлення, якість електроенергії, резервування, захист окремих елементів та інше.

Метою кваліфікаційного проекту є проектування (реконструкція) системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області, а саме, правильно в техніко-економічному аспекті здійснити вибір робочих напруг району, визначити електричні навантаження мережі району, вибрати оптимальне число і потужність трансформаторних підстанцій, види їх захисту.

При реконструкції систем електропостачання та районних трансформаторних підстанцій широко впроваджуються заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільських споживачів. Одним із таких заходів є забезпечення надійного захисту елементів мереж від можливих аварійних режимів, а саме – модернізація релейного захисту обладнання підстанцій із застосуванням сучасних мікроелектронних та мікропроцесорних пристроїв захисту із елементами автоматизації мереж.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Релейний захист і автоматика є частиною комплексу електроустаткування, без якої неможливо забезпечити електропостачання споживачів. За більш ніж столітню історію експлуатації пристроїв релейного захисту визначені основні вимоги до її основних властивостей:

- висока швидкість спрацювання;
- селективність роботи захистів;
- висока чутливість до аварійних режимів;
- надійність при роботі;
- помірна вартість апаратури;
- низька вартість експлуатації;
- сумісність із суміжними пристроями автоматики.

Підтримка коректної і правильної роботи всіх компонентів релейного захисту, що забезпечують усі перераховані вище властивості, покладається на правильний вибір комутаційної апаратури та пристроїв релейного захисту підстанції, коректний розрахунок їх параметрів та перевірку їх на чутливість (надійність).

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ СТАНУ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

1.1 Географо-економічний опис району електропостачання

Нікопольський район розташований в центрі України на півдні Дніпропетровської області. Районний центр – м. Нікополь розташоване на відстані 122 км від обласного центру – м. Дніпро та на відстані 80 км від міста Запоріжжя.

Нікопольський район, утворений у 2020 році в Дніпропетровській області шляхом об'єднання Нікопольського та Томаківського районів. Район межує з двома іншими районами області: на заході – з Криворізьким, на півночі – з Дніпровським, на сході – із Запорізьким районом Запорізької області. З південного боку район межує з Херсонською (Каховський район) та Запорізькою (Василівський район) областями по річці Дніпро.

Через Нікопольський район проходять сучасні автомобільні дороги за напрямом Н-23 «Кропивницький – Кривий Ріг – Запоріжжя» та Р-73 «Нікополь – Запоріжжя». Також територією району проходить залізна дорога за аналогічним напрямом.

Дана адміністративна територія розташована в межах степової зони на півдні України, в межах Причорноморської низовини. Через територію району протікають ріки: Сухий Чортотлик, Солонка, Базавлук, Томаківка, Кислувата, Комишовата Сура, Топила, Ревун та пічка Дніпро (раніше Каховське водосховище).

Район характеризується помірно-континентальними кліматичними умовами, для яких властиві м'яка зима та тепле, подекуди спекотне літо. Найнижчі температурні показники фіксуються у січні та лютому, тоді як пік тепла припадає на липень і серпень. У середньому температура взимку опускається до -7°C , а влітку піднімається до $+15^{\circ}\text{C}$. При цьому температурні екстремуми становлять від -29°C взимку до $+41^{\circ}\text{C}$ влітку.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Середньорічний обсяг атмосферних опадів у регіоні коливається в межах 400-500 мм. Проте в аномально посушливі періоди цей рівень падає до 300 мм, тоді як у роки з підвищеною вологістю може досягати 600-800 мм. Показники відносної вологості повітря мають чітку сезонність: від 50-65% у теплий сезон до 70–90% у зимові місяці.

На території Нікопольського району переважають північні та північно-східні вітри. Сильні вітри із швидкістю 15 метрів в секунду і більше тривають в середньому 27 днів на рік. Пік сильних вітрів припадає на зимові місяці – січень та лютий.

За показниками швидкісного напору вітру та товщини стінки ожеледі територія належить до III кліматичного району. Середня тривалість грозової активності впродовж року становить до 90 годин. Ґрунтовий покрив району складають чорноземи і піщано-чорноземні ґрунти.

Район електропостачання, що розглядається у кваліфікаційному проєкті, живиться від підстанції «Вищетарасівка» охоплює населений пункт Вищетарасівка та прилеглі до нього виробничі території.

Село Вищетарасівка розташоване на березі Каховського водосховища на відстані 47 км від районного центру. Населення села становить близько чотирьох тисяч чоловік. До 2020 року дана територія відносилася до Томаківського району Дніпропетровської області.

Соціальна інфраструктура села включає заклади повної загальної середньої освіти, початкову школу та інтернат. Культурно-побутова сфера представлена будинком культури із глядацькою залою на 500 місць, бібліотекою, дитячим садком, відділенням поштового зв'язку та банківською філією. Також у населеному пункті функціонують лікарня, амбулаторія, комбінат побутового обслуговування, універмаг, господарчий магазин та спеціалізовані магазини одягу.

Аграрний сектор району спеціалізується на рослинництві, садівництві, а також м'ясо-молочному тваринництві. Додатковою важливою галуззю місцевої економіки є рибне господарство, що охоплює як промислове рибальство, так і переробку рибної продукції.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Структура агропромислового комплексу району представлена переважно колективними та фермерськими господарствами, частина з яких здійснює повний цикл — від вирощування до переробки власної сировини. Місцевий аграрний сектор доповнюють садівництво та городництво. Харчову промисловість регіону забезпечують переробні потужності, серед яких: консервний цех, млин, хлібопекарня та сучасна олійниця.

1.2 Аналіз стану системи електропостачання району

Система електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області, що розглядається у кваліфікаційному проєкті, отримує живлення від знижувальної двотрансформаторної районної підстанції напругою 35/10 кВ «Вищетарасівка». Від підстанції відходять три повітряних ліній напругою 10 кВ, які постачають електричною енергією споживачів села Вищетарасівка та прилеглі до неї території. Живлення побутових та виробничих споживачів електричної енергії даної частини Нікопольського району здійснюється фідерами №61, 63, 64 та 6 (аркуш 21ЕЕД.10950074.06.26.1100000Э7).

Повітряні лінії напругою 10 кВ виконано неізолюваними проводами марки АС-35, А-50 та А-70. З метою підвищення надійності електропостачання в мережах 10 кВ передбачено секціонуючі перемички. Завдяки кільцевим роз'єднувачам вони утворюють умовно замкнену конфігурацію, що дозволяє оперативно ізолювати пошкоджену ділянку для ремонту й заживлювати споживачів від резервного джерела. У штатному режимі роботи всі кільцеві роз'єднувачі вимкнені. Водночас повітряні лінії 10 кВ у цьому енергорайоні експлуатуються вже понад 30 років і мають суттєві дефекти опор та проводів, зокрема через руйнування внаслідок бойових дій.

На підстанції «Вищетарасівка» встановлено два силових трансформатори марок ТМ та ТМН потужність, відповідно, 1,8 МВА та 2,5 МВА. Трансформатор ТМН має пристрій регулювання під напругою (РПН), що дозволяє виконувати

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зустрічне регулювання напруги в розподільній електричній мережі в реальному часі. Другий трансформатор (ТМ) має перемикач відгалужень (ПБЗ), що дозволяє в ручному режимі періодично (декілька разів на рік) здійснювати регулювання напруги на шинах 10 кВ трансформатора.

На підстанції «Вищетарасівка» з високої сторони встановлені роз'єднувачі типу РНДЗ-35/600 та масляні високовольтні вимикачі типу ВТ-35/600, а зі сторони 10 кВ встановлені масляні вимикачі застарілої серії ВМГ-133 та роз'єднувачі типу РВЗ-10/630.

Захист обладнання підстанції від перенапруги виконано за допомогою вентиляльних розрядників застарілих серій РВС-35 та РВО-10.

Комутація кожної повітряної лінії 10 кВ, що відходить від підстанції, виконується за допомогою високовольтних масляних вимикачів типу ВМГ-133 та роз'єднувачів типу РВЗ-10/630.

Аналіз стану системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району із живленням від підстанції (ПС) «Вищетарасівка» дозволив виявити такі недоліки:

- 1) силове трансформаторне обладнання підстанції функціонує в режимі перевантаження;
- 2) протяжність розподільних мереж напругою 10 кВ перевищує нормативні показники, що погіршує параметри якості напруги на кінцевих вузлах;
- 3) втрати напруги в лініях 10 кВ виходять за межі допустимих значень, спричиняючи її зниження у споживачів;
- 4) загальний рівень надійності схеми електропостачання є незадовільним;
- 5) основне устаткування підстанції зазнало значного морального та фізичного зносу;
- 6) комплекс релейного захисту побудований на неактуальній технічній базі, тому не здатний забезпечити належну селективність, безпеку та безперебійність;

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7) системи автоматики та керування ПС реалізовані на базі індукційних і електромагнітних реле, які повністю вичерпали свій експлуатаційний ресурс і потребують негайної заміни.

1.3 Постановка задач кваліфікаційного проєкту

Необхідність модернізації системи електропостачання району, що живиться від ПС «Вищетарасівка», викликана низкою чинників: зміною конфігурації навантажень аграрного сектору, перспективним зростанням попиту на потужність, потребою оптимізації режимів роботи сусідніх підстанцій 35/10 кВ, а також руйнуваннями елементів мережі внаслідок воєнних дій.

У зв'язку із запланованою реконструкцією системи електропостачання необхідно:

- перерахувати навантаження існуючих споживчих ТП 10/0,4 кВ та фідерів напругою 10 кВ для оцінки надійного забезпечення споживачів якісною електричною енергією;
- виконати вибір перерізів проводів та перевірити втрати напруги на усіх ділянках ПЛ 10 кВ;
- виконати перевірочний розрахунок та вибір потужності силових трансформаторів підстанції напругою 35/10 кВ;
- розрахувати струми к.з. та струми навантаження на ділянках підстанції та в мережі 10 кВ району електропостачання;
- виконати вибір та заміну застарілого комутаційного обладнання підстанції та мереж 10 кВ;
- розрахувати параметри релейного захисту підстанції;
- розробити схему релейного захисту обладнання підстанції;
- розробити заходи із охорони праці;
- розрахувати техніко-економічні показники проєкту.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

2 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

2.1 Визначення навантажень споживчих трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ

Розрахунок навантажень споживчих трансформаторних підстанцій (далі ТП) напругою 10/0,4 кВ необхідно виконувати з урахуванням відповідних коефіцієнтів зростання навантаження. Це пояснюється тим, що з часом споживання електричної енергії із розвитком інфраструктури регіону буде в тій чи іншій мірі зростати, тому необхідно при реконструкції системи електропостачання передбачити можливість розширення її електричних мереж [1, 2-9].

Електричні мережі району електропостачання напругою 35 та 10 кВ наведені на аркуші 21ЕЕД.10950074.06.26.110000Э7 графічної частини кваліфікаційного проєкту.

Для розрахунку навантажень в мережі 10 кВ системи електропостачання району наводимо по-фідерні електричні розрахункові схеми напругою 10 кВ (рисунки 2.1-2.4). За вказаними схемами виконуємо розрахунок навантаження споживчих трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ та мережі 10 кВ в цілому.

Розрахункову потужність (активну) в денний і вечірній максимуми навантажень в мережі 10 кВ визначають за формулами [5, 6] :

$$P_{p.d.} = S_H \cdot K_3 \cdot K_p \cdot K_{y.d.} \cdot \cos \varphi_d, \quad (2.1)$$

$$P_{p.v.} = S_H \cdot K_3 \cdot K_p \cdot K_{y.v.} \cdot \cos \varphi_d, \quad (2.2)$$

де $P_{p.d.}$ – активна розрахункова потужність денного максимуму, кВт;

$P_{p.v.}$ – активна розрахункова потужність вечірнього максимуму, кВт;

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

S_n – номінальна потужність споживчої підстанції 10/0,4 кВ, кВА;

κ_3 – коефіцієнт завантаження споживчої підстанції [2-6];

$\kappa_{y\partial}$, $\kappa_{yв}$ – коефіцієнт участі навантаження, відповідно, в денному і вечірньому максимумі [5, 6, 12];

K_p – коефіцієнт зростання навантаження [6, 9];

$\cos \varphi_{\partial}$, $\cos \varphi_{в}$ – денний і вечірній коефіцієнти потужності [6, 9].

Розрахунок денного та вечірнього максимумів навантаження здійснюється на основі коефіцієнтів участі, які визначають частку споживаної потужності у відповідні розрахункові періоди (κ_{∂} і $\kappa_{в}$) [2-6].

Приймаємо наступні коефіцієнти участі [2-9] :

- для виробничих споживачів – $\kappa_{\partial} = 1$ і $\kappa_{в} = 0,6$;
- для побутових споживачів $\kappa_{\partial} = 0,3 \dots 0,4$, $\kappa_{в} = 1,0$;
- для змішаного навантаження на ТП $\kappa_{\partial} = \kappa_{в} = 1$.

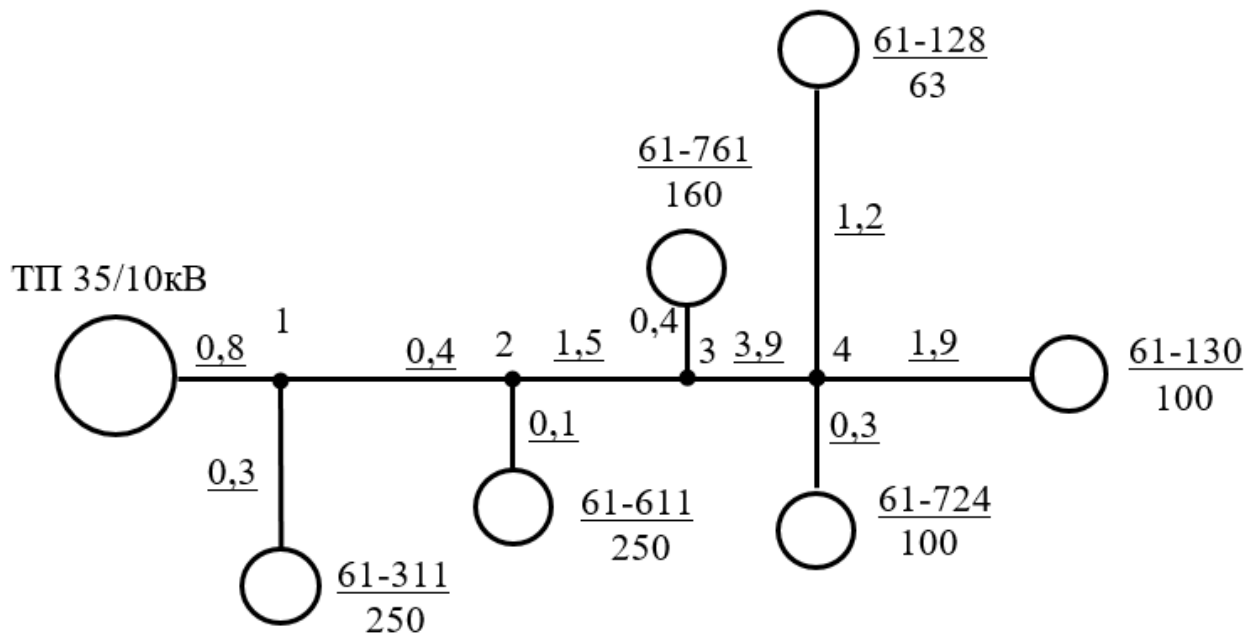


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема фідера 61

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

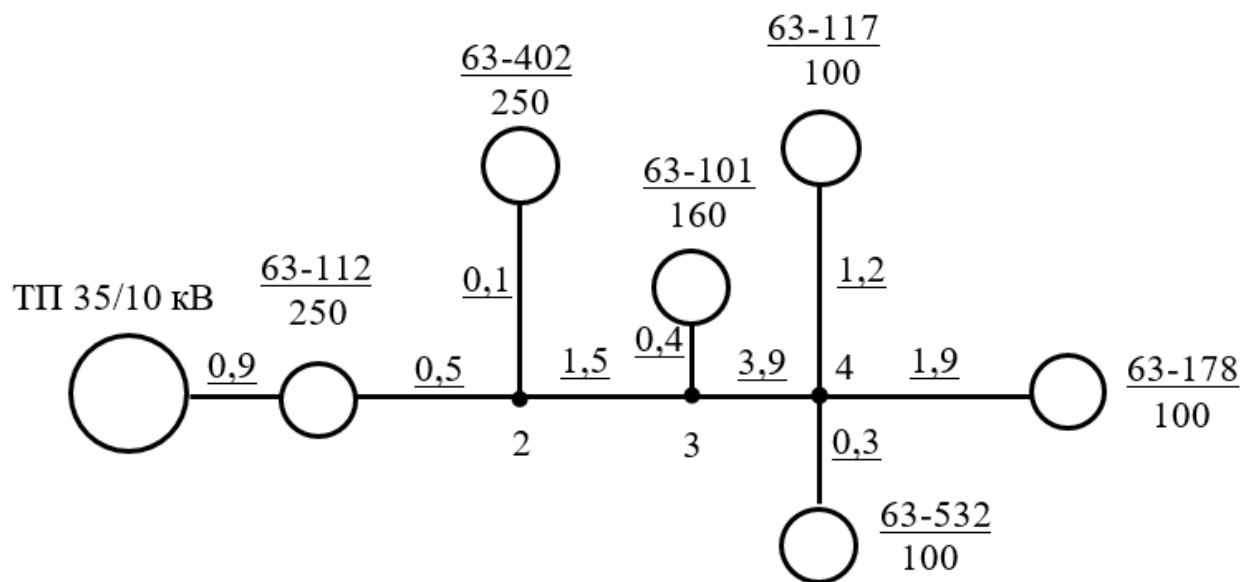


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема фідера 63

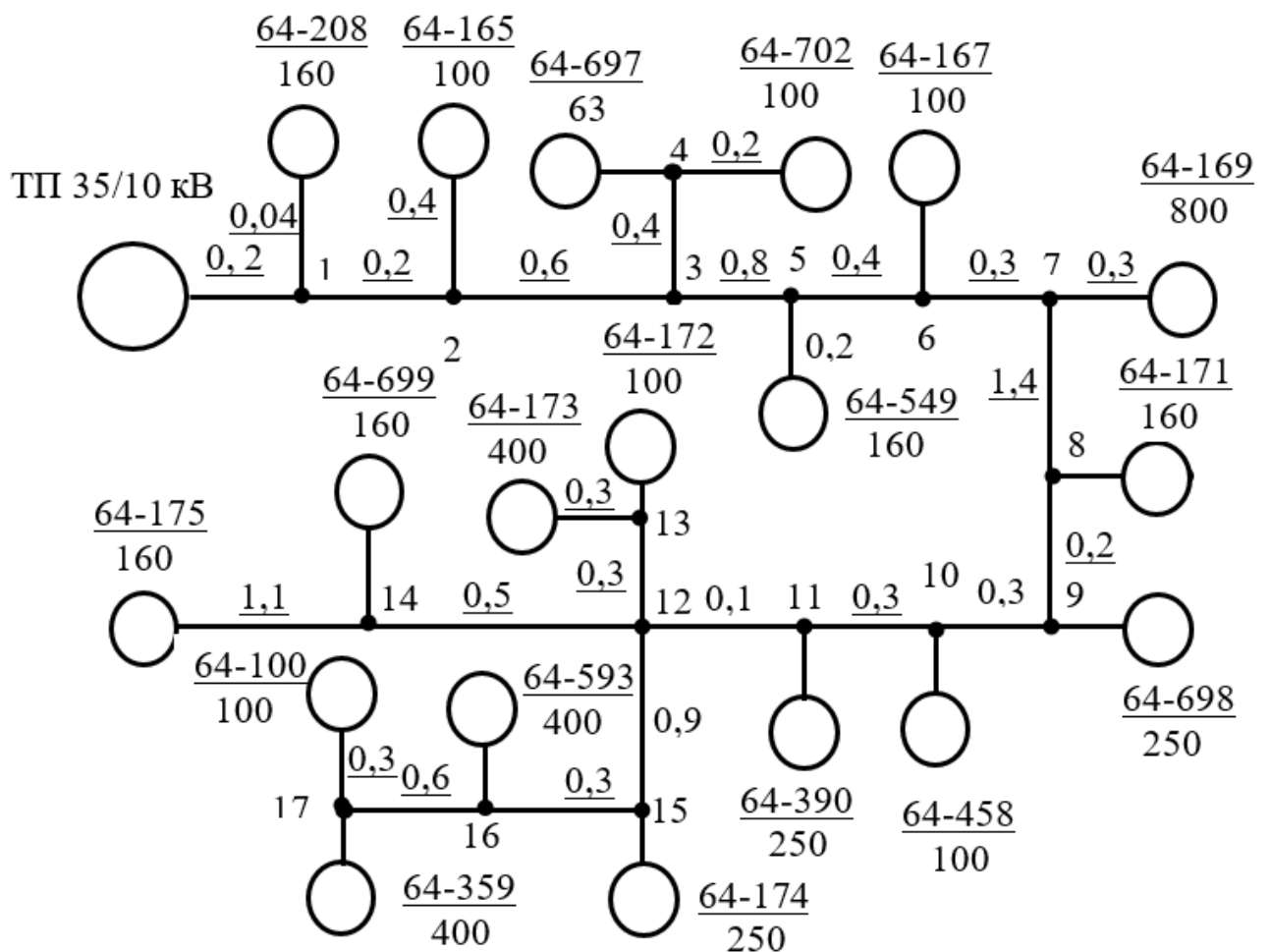


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема фідера 64

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

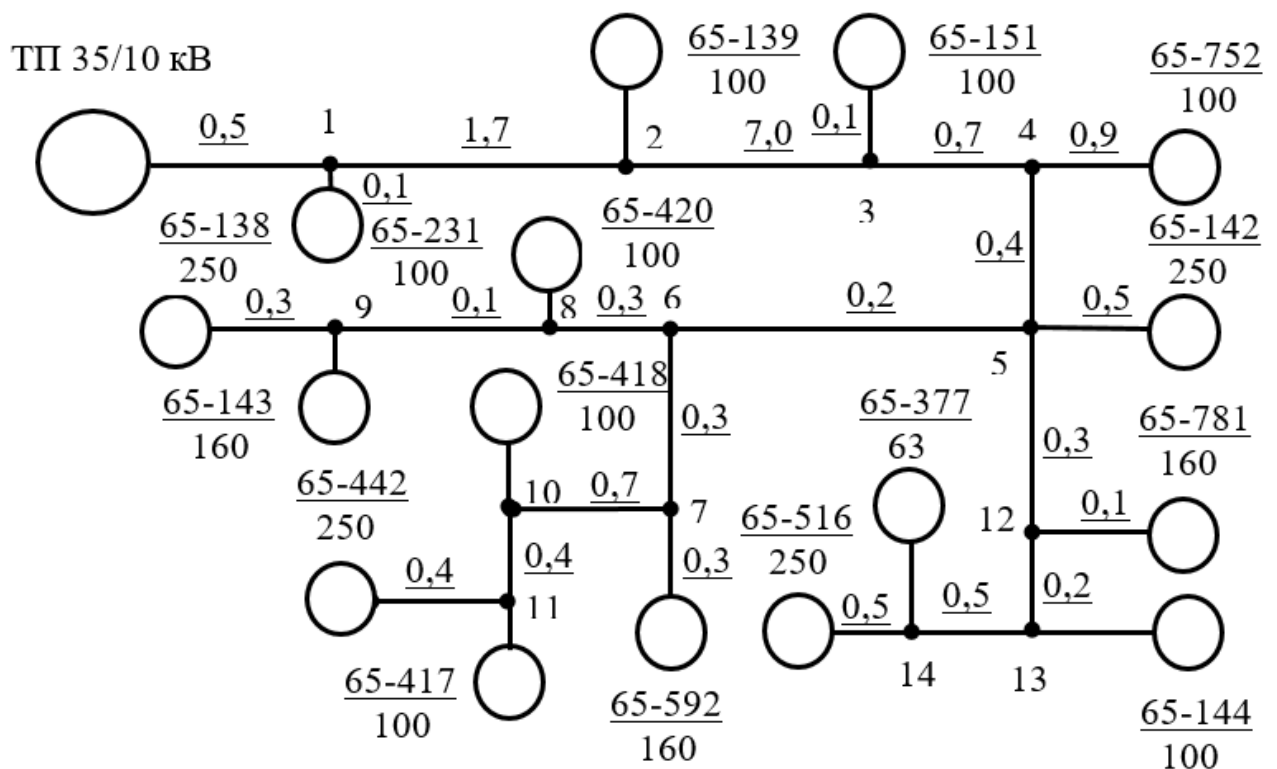


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема фідера 65

Для демонстрації алгоритму виконано обчислення активної розрахункової потужності споживчої ТП для періодів денного та вечірнього максимумів навантаження ТП 10/0,4 кВ № 311 (фідер 61) із номінальною (паспортною) потужністю 250 кВА.

$$P_{po} = 250 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,4 \cdot 0,85 = 71,4 \text{ кВт};$$

$$P_{pe} = 250 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 0,88 = 184,8 \text{ кВт}.$$

Подальші розрахунки навантажень підстанцій проводимо аналогічно, а їх результати зводимо в таблицю 2.1.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантажень споживчих ТП 10/0,4 кВ

№ ТП 10/0,4	Характер навантаження	S_H , кВА	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_e$	K_3	K_p	K_{y_d}	K_{y_e}	$P_{p.d.}$, кВт	$P_{p.e.}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фідер 61										
311	побутове	250,0	0,85	0,88	0,7	1,2	0,4	1,0	74,1	184,8
611	змішане	250,0	0,75	0,88	0,7	1,2	1,0	1,0	168,5	179,4
761	змішане	160,0	0,75	0,78	0,7	1,2	1,0	1,0	101,4	108,7
128	побутове	63,0	0,85	0,87	0,7	1,2	0,4	1,0	20,5	48,9
130	побутове	100,0	0,85	0,86	0,7	1,2	0,4	1,0	30,1	78,6
724	змішане	100,0	0,75	0,76	0,7	1,2	1,0	1,0	65,2	67,4
Фідер 63										
112	побутове	250,0	0,85	0,88	0,7	1,2	0,4	1,0	74,1	184,8
402	змішане	250,0	0,75	0,87	0,7	1,2	1,0	1,0	168,6	179,4
101	змішане	160,0	0,75	0,76	0,7	1,2	1,0	1,0	101,5	108,8
117	побутове	63,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	20,6	49,9
178	побутове	100,0	0,85	0,86	0,7	1,2	0,4	1,0	31,4	78,7
532	змішане	100,0	0,75	0,76	0,7	1,2	1,0	1,0	65,1	65,3
Фідер 64										
208	побутове	160,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	48,8	124,5
165	побутове	100,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	28,7	74,3
697	змішане	63,0	0,75	0,85	0,7	1,2	1,0	1,0	43,1	46,3
702	змішане	100,0	0,75	0,76	0,7	1,2	1,0	1,0	65,1	70,1
549	побутове	160,0	0,85	86	0,7	1,2	0,4	1,0	48,7	124,6
167	виробниче	100,0	0,75	0,77	0,7	1,2	1,0	0,6	63,1	39,8
169	побутове	800,0	0,85	0,86	0,7	1,2	0,4	1,0	232,3	608,5
171	змішане	160,0	0,75	0,76	0,7	1,2	1,0	1,0	101,4	111,7
698	змішане	250,0	0,75	0,86	0,7	1,2	1,0	1,0	168,4	180,5
458	побутове	100,0	0,85	0,88	0,7	1,2	0,4	1,0	30,3	76,8
390	змішане	250,0	0,75	0,78	0,7	1,2	1,0	1,0	157,5	170,5
172	побутове	100,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	30,5	75,4
173	виробниче	400,0	0,75	0,75	0,7	1,2	1,0	0,6	252,0	159,4
699	змішане	160,0	0,75	0,75	0,7	1,2	1,0	1,0	103,5	109,4
175	побутове	160,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	46,1	118,0

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ					Арк.
										19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
174	побутове	250,0	0,85	0,86	0,7	1,2	0,4	1,0	73,4	191,7
594	побутове	400,0	0,85	0,87	0,7	1,2	0,4	1,0	116,2	304,3
359	виробниче	400,0	0,75	0,77	0,7	1,2	1,0	0,6	252,0	159,5
100	побутове	100,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	30,4	76,5
Фідер 65										
231	виробниче	100,0	0,75	0,76	0,7	1,2	1,0	0,6	63,1	39,8
139	виробниче	100,0	0,67	0,76	0,7	1,2	1,0	0,6	58,7	39,4
151	побутове	100,0	0,85	0,87	0,7	1,2	0,4	1,0	30,3	78,5
752	побутове	100,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	30,1	75,4
142	побутове	250,0	0,85	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	75,5	191,6
420	побутове	160,0	0,86	0,85	0,7	1,2	0,4	1,0	46,1	120,2
143	побутове	160,0	0,84	0,9	0,7	1,2	0,4	1,0	47,7	124,6
138	змішане	250,0	0,76	0,76	0,7	1,2	1,0	1,0	162,7	171,1
592	побутове	160,0	0,85	0,87	0,7	1,2	0,4	1,0	47,4	119,7
418	виробниче	100,0	0,67	0,76	0,7	1,2	1,0	0,6	58,3	39,5
417	побутове	100,0	0,86	0,86	0,7	1,2	0,4	1,0	30,1	73,5
442	змішане	250,0	0,76	0,77	0,7	1,2	1,0	1,0	162,7	172,1
781	змішане	160,0	0,76	0,87	0,7	1,2	1,0	1,0	108,6	115,0
144	побутове	100,0	0,85	0,88	0,7	1,2	0,4	1,0	31,1	77,7
377	побутове	63,0	0,85	0,88	0,7	1,2	0,4	1,0	18,4	46,2
516	змішане	250,0	0,76	0,78	0,7	1,2	1,0	1,0	177,3	170,6

Далі для вибору силових трансформаторів трансформаторної підстанції «Вищетарасівка» 35/10 кВ далі визначаємо навантаження фідерів напругою 10 кВ.

2.2 Визначення електричних навантажень повітряних ліній напругою 10 кВ

Розрахункові навантаження на ділянках повітряних ліній 10 кВ визначаються як сума навантажень споживчих трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ. Подальші обчислення виконуються на основі

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ					Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

однолінійних схем мереж 10 кВ з урахуванням діючих та перспективних підстанцій (рисунки 2.1-2.4).

Через різнорідність та неспівмірність навантажень на окремих ділянках лінії 10 кВ, сумарний розрахунок виконується методом додавання з використанням табличних надбавок, де до більшої величини додається корегуюче значення від меншої – надбавка [2, 6, 9]:

$$P_{p.\partial.} = P_{\partial.\max} + \Delta P_{\partial.\min} \quad (2.3)$$

$$P_{p.\epsilon.} = P_{\epsilon.\max} + \Delta P_{\epsilon.\min} \quad (2.4)$$

де $P_{\max}$ – більше із навантажень, кВт;

$\Delta P_{\min}$ – надбавка відповідного меншого навантаження, кВт [2, 6, 9].

Розрахункова формула середньозваженого коефіцієнта потужності для ділянок лінії з неоднорідним навантаженням має вигляд [6, 9]:

$$\cos \varphi = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.5)$$

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

$\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності i -го споживача.

Значення повної розрахункової потужності знаходимо по формулі [6, 9]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}, \quad (2.6)$$

Як приклад виконуємо розрахунок електричного навантаження в мережі 10 кВ на ділянці між точками 4-3 фідера № 61 (рисунок 2.1).

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ділянка повітряної лінії 4-3.

$$P_{pd} = 65,2 + 18,1 + 12,5 = 95,8 \text{ кВТ};$$

$$P_{\text{вс}} = 78,6 + 40,0 + 28,5 = 147,1 \text{ кВт.}$$

$$\cos \varphi_{\rho} = 0,76.$$

$$\cos \varphi_{\beta} = 0,88.$$

$$S_{p\phi} = \frac{95,8}{0,76} = 126,1 \text{ кВА};$$

$$S_{ps} = \frac{147,1}{0,88} = 167,2 \text{ кВА.}$$

Розрахунок навантажень на інших ділянках ПЛ 10 кВ виконуємо аналогічно. Результати розрахунків навантажень повітряних ліній мережі напругою 10 кВ зводимо до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунок навантаження на ділянках мережі 10 кВ

Ділянка	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		$\Delta P_{\partial},$ кВт	$\Delta P_{\epsilon},$ кВт	Розрахункове навантаження		$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{p.\partial},$ кВА	$S_{p.\epsilon},$ кВА
	$P_{\partial},$ кВт	$P_{\epsilon},$ кВт	$P_{\partial},$ кВт	$P_{\epsilon},$ кВт			$P_{p.\partial},$ кВт	$P_{p.\epsilon},$ кВт				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Фідер 61												
4-130	20,5	48,9	-	-	-	-	20,5	48,9	0,85	0,88	24,1	55,6
4-724	30,1	78,6	-	-	-	-	30,1	78,6	0,75	0,76	40,1	103,4
4-128	65,2	67,4	-	-	-	-	65,2	67,4	0,85	0,88	76,7	76,6
			30,1	67,4	18,1	40,0						
3-4	65,2	78,6	20,5	48,9	12,5	28,8	95,8	147,1	0,76	0,88	126,1	167,2
3-761	101,4	108,7	-	-	-	-	101,4	108,7	0,76	0,88	133,4	123,5
2-3	101,4	147,1	95,8	108,7	54,8	66,5	155,6	213,6	0,76	0,88	204,7	242,7

					21ЕЕД.10950074.06.26.0000000ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2-611	168,5	179,4	-	-	-	-	168,5	179,4	0,76	0,88	221,7	203,9
1-2	168,5	213,6	155,6	179,4	97,7	108,5	266,2	322,1	0,76	0,88	350,3	366,0
1-311	74,1	184,8	-	-	-	-	74,1	184,8	0,76	0,88	97,5	210,0
0-1	266,2	322,1	74,1	184,8	43,5	109,3	309,7	431,8	0,76	0,88	407,5	490,7
Фідер 63												
4-178	20,5	48,9	-	-	-	-	20,5	48,9	0,85	0,88	41,6	104,0
4-117	30,1	78,6	-	-	-	-	30,1	78,6	0,75	0,76	104,0	104,0
4-532	65,2	67,4	-	-	-	-	65,2	67,4	0,85	0,88	26,2	65,5
			30,1	67,4	18,1	40,0						
3-4	65,2	78,6	20,5	48,9	12,5	28,8	95,8	147,1	0,76	0,88	126,1	167,2
3-101	101,4	108,7	-	-	-	-	101,4	108,7	0,76	0,88	133,4	123,5
2-3	101,4	147,1	95,8	108,7	54,8	66,5	155,6	213,6	0,76	0,88	204,7	242,7
2-402	168,5	179,4	-	-	-	-	168,5	179,4	0,76	0,88	221,7	203,9
1-2	168,5	213,6	155,6	179,4	97,7	108,5	266,2	322,1	0,76	0,88	350,3	366,0
1-112	74,1	184,8	-	-	-	-	74,1	184,8	0,76	0,88	97,5	210,0
0-1	266,2	322,1	74,1	184,8	43,5	109,3	309,7	431,8	0,76	0,88	407,5	490,7
Фідер 64												
17-100	30,4	76,5	-	-	-		30,4	76,5	0,76	0,88	30,4	76,5
16-17	252,0	159,5	30,4	76,5	18,0	40,0	270,0	199,5	0,76	0,88	270,0	199,5
16-593	116,2	304,3	-	-	-	-	116,2	304,3	0,76	0,88	116,2	304,3
15-16	270,0	304,3	116,2	199,5	66,0	120,0	336,0	424,3	0,76	0,88	336,0	424,3
12-15	336,0	424,3	73,4	191,7	42,0	118,0	378,0	542,3	0,76	0,88	378,0	542,3
14-175	46,1	118,0	-	-	-	-	46,1	118,0	0,76	0,88	46,1	118,0
12-14	378,0	542,3	46,1	118,0	25,0	66,0	403,0	608,3	0,76	0,88	403,0	608,3
13-173	252,0	159,4	-	-	-	-	252,0	159,4	0,76	0,88	252,0	159,4
12-13	252,0	159,4	30,5	75,4	18,0	43,0	270,0	202,4	0,76	0,88	270,0	202,4
11-12	403,0	608,3	270,0	202,4	160,0	120,0	563,0	728,3	0,76	0,88	563,0	728,3
11-390	157,5	170,5	-	-	-	-	157,5	170,5	0,76	0,88	157,5	170,5
10-11	563,0	728,3	157,5	170,5	100,0	105,0	663,0	833,3	0,76	0,88	663,0	833,3
9-10	663,0	833,3	30,3	76,8	18,0	47,0	681,0	880,0	0,76	0,88	681,0	880,0
9-698	168,4	180,5	-	-	-	-	168,4	180,5	0,76	0,88	168,4	180,5
8-9	681,0	880,0	168,4	180,5	102,0	108,0	783,0	988,0	0,76	0,88	783,0	988,0
7-8	783,0	988,0	101,4	111,7	60,0	66,0	843,0	1054,0	0,76	0,88	843,0	1054,0

					21ЕЕД.10950074.06.26.0000000ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7-169	232,3	608,5	-	-	-	-	232,3	608,5	0,76	0,88	305,7	691,5
6-7	843,0	1054,0	232,3	608,5	126,0	360,0	969,0	1414,0	0,76	0,88	1275,0	1606,8
5-6	969,0	1414,0	63,1	39,8	37,0	24,0	1006,0	1451,0	0,76	0,88	1323,7	1648,9
5-549	48,7	124,6	-	-	-	-	48,7	124,6	0,76	0,88	64,1	141,6
3-5	1006,0	1451,0	48,7	124,6	30,0	73,0	1036,0	1524,0	0,76	0,88	1363,2	1731,8
4-702	65,1	70,1	-	-	-	-	65,1	70,1	0,76	0,88	85,7	79,7
3-4	65,1	70,1	43,1	46,3	25,0	26,0	90,0	96,1	0,76	0,88	118,4	109,2
2-3	1036,0	1524,0	90,0	96,1	54,0	60,0	1090,0	1578,0	0,76	0,88	1434,2	1793,2
2-165	28,7	74,3	-	-	-	-	28,7	74,3	0,76	0,88	37,8	84,4
1-2	1090,0	1578,0	28,7	74,3	18,0	42,0	1108,0	1626,0	0,76	0,88	1457,9	1847,7
1-208	48,8	124,5	-	-	-	-	48,8	124,5	0,76	0,88	64,2	141,5
0-1	1108,0	1626,0	48,8	124,5	30,0	72,0	1138,0	1698,0	0,76	0,88	1497,4	1929,5
Фідер 65												
14-516	177,3	170,6	-	-	-	-	177,3	170,6	0,76	0,88	233,3	193,9
13-14	177,3	170,6	18,4	46,2	11,0	25,0	188,3	195,6	0,76	0,88	247,8	222,3
12-13	188,3	195,6	31,1	77,7	18,0	48,0	206,3	243,6	0,76	0,88	271,4	276,8
12-781	108,6	115,0	-	-	-	-	108,6	115,0	0,76	0,88	142,9	130,7
5-12	206,3	243,6	108,6	115,0	65,0	66,0	271,3	309,0	0,76	0,88	357,0	351,1
9-138	162,7	171,1	-	-	-	-	162,7	171,1	0,76	0,88	214,1	194,4
8-9	162,7	171,1	47,7	124,6	30,0	72,0	192,7	243,1	0,76	0,88	253,6	276,3
6-8	192,7	243,1	46,1	120,2	25,0	72,0	117,7	315,1	0,76	0,88	154,9	358,1
11-442	162,7	172,1	-	-	-	-	162,7	172,1	0,76	0,88	214,1	195,6
10-11	162,7	172,1	30,1	73,5	18,0	42,0	180,7	214,1	0,76	0,88	237,8	243,3
7-10	180,7	214,1	58,3	39,5	36,0	25,0	216,7	250,1	0,76	0,88	285,1	284,2
7-592	47,4	119,7	-	-	-	-	47,4	119,7	0,76	0,88	62,4	136,0
6-7	216,7	250,1	47,4	119,7	30,0	72,0	246,7	322,1	0,76	0,88	324,6	366,0
5-6	246,7	322,1	117,7	315,1	72,0	180,0	318,7	502,1	0,76	0,88	419,3	570,6
5-142	75,5	191,6	-	-	-	-	75,5	191,6	0,76	0,88	99,3	217,7
			75,5	191,6	48,0	120,0						
4-5	318,7	502,1	271,3	309,0	160,0	180,0	536,7	802,1	0,76	0,88	706,2	911,5
4-752	30,1	75,4	-	-	-	-	30,1	75,4	0,76	0,88	39,6	85,7
3-4	536,7	802,1	30,1	75,4	18,0	45,0	554,7	847,1	0,76	0,88	729,9	962,6
3-151	30,3	78,5	-	-	-	-	30,3	78,5	0,76	0,88	39,9	89,2
2-3	554,7	847,1	30,3	78,5	18,0	48,0	572,7	895,1	0,76	0,88	753,6	1017,2

					21ЕЕД.10950074.06.26.0000000ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1-2	572,7	895,1	58,7	39,4	36,0	24,0	608,7	919,1	0,76	0,88	800,9	1044,4
1-231	63,1	39,8	-	-	-	-	63,1	39,8	0,76	0,88	83,0	45,2
0-1	608,7	919,1	63,1	39,8	37,0	24,0	645,7	933,1	0,76	0,88	849,6	1060,3

Отримані навантаження на ділянках ПЛ 10 кВ далі будуть використані для вибору перерізів проводів, вибору потужності трансформаторів підстанції, вибору обладнання та для розрахунку параметрів релейного захисту.

2.3 Розрахунок потужності і вибір силових трансформаторів підстанції

Для забезпечення споживачів (побутових та виробничих) електричною енергією південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області виконуємо вибір потужності трансформаторів трансформаторної підстанції за формулою:

$$S_p = \kappa_o \cdot \sum S_{pi} , \quad (2.7)$$

де κ_o – коефіцієнт одночасності [6, 9];

S_{pi} – повна розрахункова потужність i -х ліній 10 кВ, кВА.

$$S_p = 1,0 \cdot (490,7 + 590,0 + 1929,0 + 1060,0) = 4169,7 \text{ кВА.}$$

Потужність трансформатора визначають за критерієм економічних інтервалів із забезпеченням умов його нормальної роботи, після чого приймають найближче стандартне номінальне значення за довідковою літературою [6, 7, 9]:

$$S_{EK. \min} \leq \frac{S_{P \text{ нід.}}}{n} \leq S_{EK. \max} , \quad (2.8)$$

де n – кількість трансформаторів, $n = 2$ шт.;

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$S_{ек. \min}$, $S_{ек. \max}$ – відповідно мінімальна і максимальна границі економічного інтервалу навантаження трансформаторів [6, 9], кВА.

$$2300 < \frac{4169,7}{2} < 2960.$$

Приймаємо до встановлення силові маслонаповнені трансформатори марки ТМН (із РПН) з номінальною потужністю 2500 кВА.

Для забезпечення нормального режиму експлуатації проектованої підстанції в конкретному кліматичному районі, номінальну потужність трансформатора перевіряють за виразом:

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

де S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА;

K_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження, який залежить від робочого навантаження та номінальної потужності трансформатора, для приведеної середньодобової температури в даному районі.

$$K_c = K_{cm} - \alpha(t_{\epsilon} - t_{\epsilon m}), \quad (2.9)$$

де K_{cm} – табличне значення коефіцієнту допустимого систематичного навантаження, $K_{cm} = 1,5$ [6, 9];

α – розрахунковий температурний градієнт, $\alpha = 0,73 \cdot 10^{-2} \text{ }^{\circ}\text{C}$ [6, 9];

t_{ϵ} – середньодобова температура повітря розрахункового періоду, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{\epsilon m}$ – розрахункова таблична температура, $t_{\epsilon m} = -10^{\circ}\text{C}$ [6, 9].

Середньодобову температуру повітря в районі розташування трансформатора приймають за офіційними даними метеорологічних служб. Для Нікопольського району вона становить $t_b = 23^{\circ}\text{C}$.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_c = 1,5 - 0,73 \cdot 10^{-2} (23 + 10) = 1,26.$$

$$\frac{4169,7}{(2500 + 2500)} = 0,84 < 1,26.$$

Умова (2.9) виконується, тобто трансформатор даної потужності може тривало працювати у даній кліматичній зоні, при заданому середньодобовому навантаженні.

Для забезпечення максимально ефективного використання обладнання та резервування електропостачання до встановлення приймаємо рпопередньо два силові трансформатори ТМН потужністю $S_n = 2500$ кВА.

Якщо в аварійному або післяаварійному режимі неможливо задіяти резерв або відключити частину споживачів, потужність двотрансформаторної підстанції обирають із розрахунку, що один трансформатор, який залишився в роботі, повністю забезпечить усе навантаження об'єкта, тоді виконується додаткова перевірка за виразом:

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

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

$$k_{ав} = k_{cm} - \alpha \cdot (t_{нов} - t_{нов.м.}), \quad (2.11)$$

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

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

$$\frac{4169,7}{2500} = 1,67 > 1,64.$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова (2.10) не виконується. Отже обраний раніше трансформатор номінальною потужністю 2500 кВА, відповідно, не забезпечить роботи із повним навантаженням підстанції в аварійному режимі.

Виходячи із цього необхідно вибрати до встановлення трансформатори більшої потужності. Остаточо приймаємо до встановлення на трансформаторній підстанції «Вищетарасівка» два силових трансформатори потужністю 4000 кВА кожен. Трансформатори ТМН-4000 обладнані пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН).

2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району

Згідно із ПУЕ та державними стандартами нормальне, тривале відхилення напруги у споживачів електроенергії допускається в межах $\pm 10\%$. [1, 10].

Відхилення напруги у споживачів в значній мірі залежить від втрат напруги в елементах електричних мереж. Мінімальне навантаження в електричних мережах, які живлять багатьох споживачів, становить не менш як 25% максимального, тобто: $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$. У зв'язку із цим виконуємо розрахунок мережі для двох основних (критичних) режимів: для навантаження 100% і для навантаження 25% [2, 6, 9].

Втрата напруги в мережі дорівнює різниці між відхиленням напруги на початку і відхиленням напруги в кінці лінії. Максимальна втрата напруги в лінії буде при максимальному навантаженні. Мінімальна, відповідно, при 25 % завантаженні.

Для обчислення допустимих втрат напруги в електричній мережі району формується її розрахункова схема (рисунок 2.5).

Визначення допустимої втрати напруги в мережах системи електропостачання виконуємо в табличній формі (таблиця 2.3). В таблиці наводимо усі елементи системи електропостачання і відхилення (втрати) напруги в кожній ланці електричної мережі від центру живлення до будь-якої контрольної точки електричної мережі.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

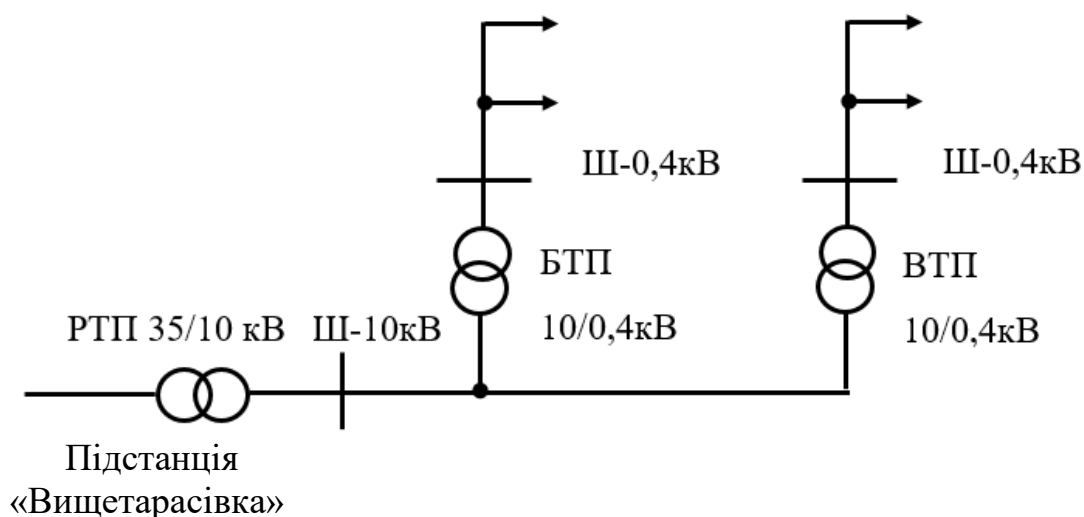


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема електричної мережі району

Таблиця 2.3 – Відхилення втрат напруги на елементах мережі

Параметр елементу системи	ВТП		БТП	
	Рівень навантаження			
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 35 кВ	+4,0	0	+4,0	0
Втрати напруги в лінії 35 кВ	-4,0	-1,0	-4,0	-1,0
Трансформатор 35/10 кВ				
постійна надбавка	+5,0	+5,0	+5,0	+5,0
регулятор	+3,0	-3,0	+3,0	-3,0
втрати	-5,0	-1,25	-5,0	-1,25
Втрати напруги в лініях 10 кВ	-7,0	0	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ				
постійна надбавка	+5,0	+5,0	+5,0	+5,0
перемінна надбавка	+2,5	+2,5	-5,0	-5,0
втрати	-5,0	-1,25	-5,0	-1,25
Втрати напруги в лініях 0,4 кВ	-8,5	0,0	-12,0	0,0
Відхилення у споживача	-10,0	+6,0	-10,0	-1,5

Контрольними точками визначено найбільш та найменш віддалених електроспоживачів підстанції для режимів максимального (100%) та мінімального (25%) навантаження.

Згідно до попередніх розрахунків (підрозділ 2.3) на підстанції «Вищетарасівка» встановлено трансформатори марки ТМН потужністю 4000 кВА. Номінальна напруга нижчої сторони 10,5 кВ. Отже постійна надбавка трансформатора дорівнює +5% [6].

Силовий трансформатор ТМН-4000 обладнаний регулятором напруги під навантаженням, регулювання напруги здійснюється автоматично, в реальному часі. Керування пристроєм РПН здійснюється від реле напруги.

Загальні втрати напруги в електричній мережі (в лініях напругою 35 і 10 кВ) визначаємо за виразом [5, 6, 9]:

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

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

$\sum U_{\text{пост}}$ – 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, %.

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = +4 + (+5 + 3 + 2,5 + 5) - (5 + 5) - (-10) = 19,5\%,$$

Сумарні втрати розподіляємо по лініях наступним чином:

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

$$\Delta U_{10}^{100} = 7\%.$$

$$\Delta U_{0,4}^{100} = 8,5\%.$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо відхилення напруги у споживачів для віддаленої трансформаторної підстанції:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +10\% , \quad (2.13)$$

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} = 0 + 5 - 3 + 5 + 2,5 - 1,25 - 1,25 - 1 = +6,0\%.$$

Для ближчої трансформаторної підстанції:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = +4 + (+5 + 3 + 5 - 5) - (5 + 5) - (-10) = 12,0\%.$$

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} = 0 + 5 - 3 + 5 - 5 - 1,25 - 1,25 - 1 = -1,5\%.$$

Відповідно до існуючих державних стандартів та з виконаними розрахунками заповнюємо стандартну таблицю відхилень напруги на елементах мережі (таблиця 2.3).

В подальшому за втратою напруги в мережі 10 кВ, що дорівнює $\Delta U_{10}^{100} = 7\%$, виконуємо перевірку обраних до встановлення проводів для ПЛ 10 кВ.

2.5 Вибір перерізу та марки проводів повітряних ліній напругою 10 кВ

Одним із основних завдань при розрахунках електричних мереж системи електропостачання є визначення марки та перерізу проводів за найменшими приведеними витратами на спорудження та експлуатацію ПЛ напругою 10 кВ [2, 6, 9].

Для визначення перерізу проводів використовуємо метод приведених витрат з наступною перевіркою обраних проводів за допустимою втратою напруги до кожної точки електричної мережі [2, 6, 9].

Вибір перерізу проводів виконуємо за $S_{\text{екв.}}$ а перевірка обраного перерізу проводів за втратою напруги ведеться за $S_{\text{розр.}}$.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електричний розрахунок проводиться для режиму найбільшого навантаження головних ділянок мережі. Втрата напруги в кінці будь-якої лінії 10 кВ має залишатися в межах заданої допустимої втрати $\Delta U_{10}^{100} = 7\%$.

Кожному значенню площі поперечного перерізу проводу відповідає інтервал навантажень, при якому витрати напруги будуть мінімальні. Тому переріз проводу вибираємо за еквівалентною потужністю, яку знаходимо за виразом [5, 6, 9]:

$$S_{екв} = S_{розр.} \cdot \kappa_{\phi}, \quad (2.14)$$

де $S_{розр.}$ – розрахункове навантаження на ділянці лінії, кВА;

κ_{ϕ} – коефіцієнт динаміки зростання навантажень, $\kappa_{\phi} = 0,8$ [5, 6, 9].

Втрату напруги на розрахункових ділянках визначаємо за виразом [5, 6]:

$$\Delta U = \Delta U_{пит.} \cdot S_{розр.} \cdot L_{дйл. ПЛ}, \quad (2.15)$$

де $\Delta U_{пит.}$ – питома втрата напруги, %/кВА·км [5, 6];

$L_{дйл. ПЛ}$ – довжина розрахункової ділянки повітряної лінії, км.

Для прикладу виконуємо вибір перерізу проводу для фідера напругою 10 кВ № 61 (ділянка 0-1):

$$S_{екв} = 490 \cdot 0,8 = 392,0 \text{ кВА.}$$

За економічними інтервалами для III району за ожеледдю вибираємо сталевалюмінієвий провід перерізом 50 мм² [5, 6, 9].

Вибір перерізу проводів на інших ділянках мережі напругою 10 кВ виконуємо аналогічно. Результати вибору та перевірки проводів ПЛ 10 кВ наведено в таблиці 2.4.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 – Вибір перерізу та марки проводів ПЛ 10 кВ

Ділянка, лінія.	$S_{розр.}$, кВА	K_0	$S_{екв.}$, кВА	$L_{дл. пл.}$, км	$F_{осн.}$, мм ²	Витрата напруги, %		
						$U_{пит}, \%$ кВА·км·10 ⁻³	на ділянці	від РТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фідер 61								
4-130	104,0	0,80	44,48	1,90	АС-50	0,74	0,08	1,22
4-724	104,0	0,80	82,72	0,32	АС-50	0,74	0,02	1,16
4-128	65,5	0,80	61,28	1,12	АС-50	0,74	0,06	1,2
3-4	231,0	0,80	133,76	3,93	АС-50	0,74	0,49	1,14
3-761	170,1	0,80	98,8	0,40	АС-50	0,74	0,04	0,69
2-3	347,7	0,80	194,16	1,41	АС-50	0,74	0,25	0,65
2-611	260,0	0,80	163,12	0,12	АС-50	0,74	0,02	0,42
1-2	523,6	0,80	292,8	0,40	АС-50	0,74	0,11	0,4
1-311	260,0	0,80	168	0,30	АС-50	0,74	0,05	0,34
0-1	490,0	0,80	392,56	0,80	АС-50	0,74	0,29	0,29
Фідер 63								
4-178	104,0	0,80	44,48	1,90	АС-50	0,74	0,08	1,22
4-117	104,0	0,80	82,72	0,32	АС-50	0,74	0,02	1,16
4-532	65,5	0,80	61,28	1,12	АС-50	0,74	0,06	1,2
3-4	231,0	0,80	133,76	3,93	АС-50	0,74	0,49	1,14
3-101	170,1	0,80	98,8	0,40	АС-50	0,74	0,04	0,69
2-3	347,7	0,80	194,16	1,41	АС-50	0,74	0,25	0,65
2-402	260,0	0,80	163,12	0,12	АС-50	0,74	0,02	0,42
1-2	523,6	0,80	292,8	0,40	АС-50	0,74	0,11	0,4
0-112	260,0	0,80	168	0,30	АС-50	0,74	0,05	0,34
Фідер 64								
17-100	76,5	0,80	61,2	0,33	АС-50	0,74	0,02	3,75
16-17	199,5	0,80	159,6	0,63	АС-50	0,74	0,09	3,73
16-594	304,3	0,80	243,44	0,14	АС-50	0,74	0,03	3,67
15-16	424,3	0,80	339,44	0,31	АС-50	0,74	0,10	3,64
12-15	542,3	0,80	433,84	0,94	АС-50	0,74	0,38	3,54
14-175	118	0,80	94,4	1,12	АС-50	0,74	0,10	3,27
12-14	608,3	0,80	486,64	0,46	АС-50	0,74	0,21	3,17

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ			Арк.
								33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13-173	159,4	0,80	127,52	0,25	AC-50	0,74	0,03	2,99
12-13	202,4	0,80	161,92	0,25	AC-50	0,74	0,04	2,96
11-12	728,3	0,80	582,64	0,04	AC-95	0,45	0,01	2,92
11-390	170,5	0,80	136,4	0,27	AC-50	0,74	0,03	2,94
10-11	833,3	0,80	666,64	0,29	AC-95	0,45	0,11	2,91
9-10	880	0,80	704	0,34	AC-95	0,45	0,22	2,80
9-698	180,5	0,80	144,4	0,48	AC-50	0,74	0,06	2,64
8-9	988	0,80	790,4	0,21	AC-95	0,45	0,09	2,58
7-8	1054	0,80	843,2	1,35	AC-95	0,45	0,64	2,49
7-169	691,5	0,80	553,2	0,31	AC-50	0,74	0,16	2,01
6-7	1606,8	0,80	1285,4	0,26	AC-95	0,45	0,19	1,85
5-6	1648,9	0,80	1319,1	0,35	AC-95	0,45	0,26	1,66
5-549	141,6	0,80	113,28	0,02	AC-50	0,74	0,01	1,41
3-5	1731,8	0,80	1385,4	0,85	AC-95	0,45	0,66	1,40
4-702	79,7	0,80	63,76	0,21	AC-50	0,74	0,01	0,75
3-4	109,2	0,80	87,36	0,43	AC-50	0,74	0,03	0,74
2-3	1793,2	0,80	1434,6	0,58	AC-95	0,45	0,47	0,71
2-165	84,4	0,80	67,52	0,40	AC-50	0,74	0,02	0,26
1-2	1847,7	0,80	1478,2	0,09	AC-95	0,45	0,07	0,24
1-208	141,5	0,80	113,2	0,04	AC-50	0,74	0,01	0,18
0-1	1929,5	0,80	1543,6	0,2	AC-95	0,45	0,17	0,17
Фідер 65								
14-516	193,9	0,80	155,12	0,3	AC-50	0,74	0,04	2,30
13-14	222,3	0,80	177,84	0,8	AC-50	0,74	0,13	2,26
12-13	276,8	0,80	221,44	0,2	AC-50	0,74	0,04	2,13
12-781	130,7	0,80	104,56	0,1	AC-50	0,74	0,01	2,10
5-12	351,1	0,80	280,88	0,3	AC-50	0,74	0,08	2,09
9-138	194,4	0,80	155,52	0,3	AC-50	0,74	0,04	2,12
8-9	276,3	0,80	221,04	0,1	AC-50	0,74	0,02	2,08
6-8	358,1	0,80	286,48	0,1	AC-50	0,74	0,03	2,06
11-442	195,6	0,80	156,48	0,4	AC-50	0,74	0,06	2,21
10-11	243,3	0,80	194,64	0,2	AC-95	0,45	0,02	2,15
7-10	284,2	0,80	227,36	0,7	AC-95	0,45	0,09	2,13

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ			Арк.
								34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7-592	136	0,80	108,8	0,05	АС-50	0,74	0,01	2,05
6-7	366	0,80	292,8	0,04	АС-50	0,74	0,01	2,04
5-6	570,6	0,80	456,48	0,1	АС-95	0,45	0,02	2,03
5-142	217,7	0,80	174,16	0,4	АС-50	0,74	0,16	2,17
4-5	911,5	0,80	729,2	0,32	АС-95	0,45	0,02	2,01
4-752	85,7	0,80	68,56	0,90	АС-50	0,74	0,39	2,38
3-4	962,6	0,80	770,08	0,7	АС-95	0,45	0,05	1,99
3-151	89,2	0,80	71,36	0,1	АС-50	0,74	0,05	1,99
2-3	1017,2	0,80	813,76	4,0	АС-95	0,45	1,88	1,94
1-2	1044,4	0,80	835,52	1,6	АС-95	0,45	0,05	0,06
1-231	45,2	0,80	36,16	0,2	АС-50	0,74	0,10	0,11
0-1	1060,3	0,80	848,24	0,4	АС-95	0,45	0,01	0,01

За проведеними вище розрахунком для повітряних ліній напругою 10 кВ до встановлення прийняті сталевалюмінієві проводи марки АС перерізом 50 та 95 мм².

Також виконана перевірка обраних проводів на допустиму втрату напруги. Втрати напруги в кожній лінії 10 кВ, що відходить від підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка», не перевищують допустимих значень. ($\Delta U_{10}^{100} = 7\%$), а це в свою чергу означає що будь-який споживач буде забезпечений електричною енергією заданої якості – відхилення напруги буде знаходитися в допустимому інтервалі, тобто $\pm 10\%$ від номінального згідно із діючими стандартами і ДСТУ [10].

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі системи електропостачання

2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі

Коротке замикання – це не передбачене нормальними умовами роботи з'єднання фазних струмопровідних частин між собою, з нульовим проводом

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

або землею, що призводить до різкого (у десятки разів) зростання струму в мережі. [2-9, 12].

Під час короткого замикання (КЗ) загальний опір системи електропостачання суттєво зменшується (залежно від віддаленості точки пошкодження), що викликає різке зростання струму порівняно з нормальним режимом. Водночас аварійний процес спричиняє глибоке зниження напруги в мережі, найвідчутніше — поблизу місця замикання.

У мережах із ізольованою, а також із скомпенсованою нейтраллю (6...35 кВ) при частих замиканнях однієї фази на землю не виникає потреби в негайному вимиканні пошкодженої ділянки. Мережа з таким режимом нейтралі здатна функціонувати із заземленою фазою протягом кількох годин, що дає час для вимкнення споживача або його переведення на резервне живлення. [6, 9, 12].

З метою підвищення надійності системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району, що живиться від підстанції «Вищетарасівка», при проектуванні і в процесі експлуатації електроустановок виконують ряд розрахунків, які при мінімальних затратах забезпечують оптимальні параметри як у нормальному, такі в аварійному режимі. Серед них важливу роль відіграють розрахунки струмів короткого замикання, за якими здійснюється вибір і перевірка обладнання [5, 6, 9].

У кваліфікаційному проекті розрахунок струмів КЗ виконується для вибору й перевірки апаратури та струмопровідних частин підстанції на термічну і динамічну стійкість. Крім того, його результати використовуються для проектування й налаштування параметрів релейного захисту обладнання підстанції та ліній 10 кВ. [5, 6, 9].

За розрахункову модель для обчислення параметрів КЗ приймається стандартна схема функціонування електрообладнання. Будь-які короткочасні видозміни конфігурації мережі під час комутацій та перемикачів не розглядаються через їхній низький вплив на загальну стійкість системи.

Конфігурація та основні елементи розрахункової схеми для визначення параметрів КЗ у досліджуваних вузлах мережі підстанції «Вищетарасівка» ілюструється на рисунку 2.5.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

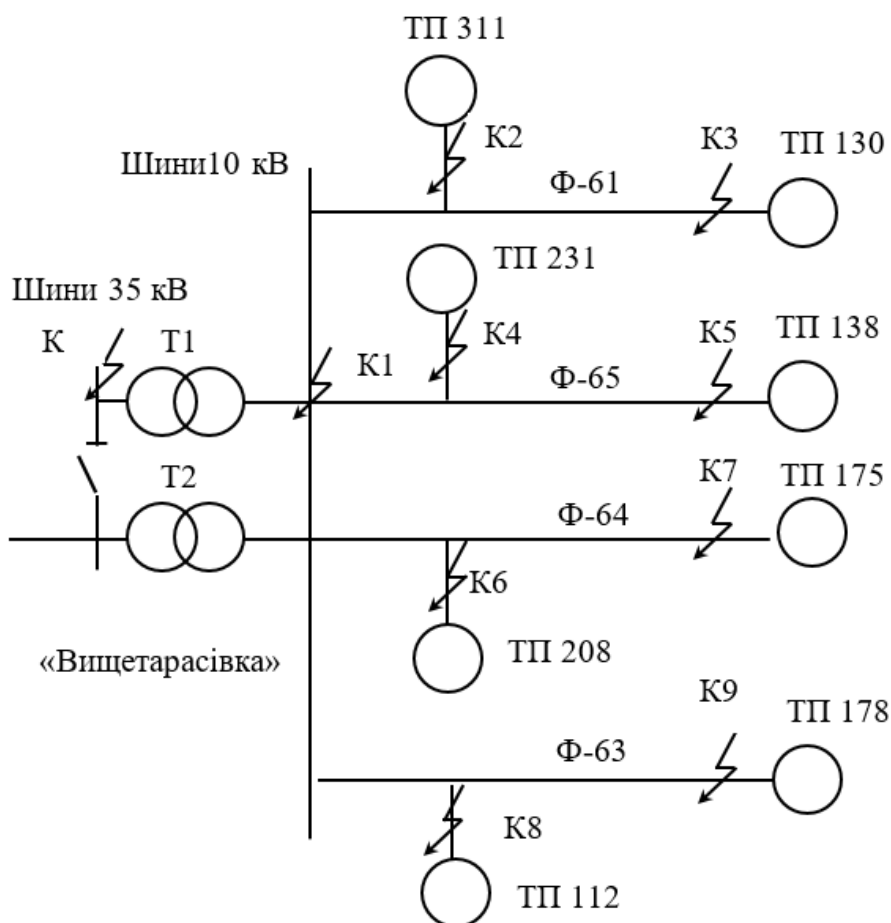


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема електричної мережі.

Для районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Вищитарасівка» та її електричних мереж 35 та 10 кВ розрахунковими точками к.з. є: шини вищої напруги 35 кВ і шини нижчої напруги 10 кВ, а також найбільш наближені та найбільш віддалені точки електричної мережі 10 кВ системи [6, 9].

Напруга в усіх вузлах мережі вважається стабільною і приймається такою, що відповідає середній номінальній напрузі ступеня, для якого розраховуються параметри КЗ. Одночасно на розрахункову схему наносяться проектні точки короткого замикання. (рисунок 2.5).

2.6.2 Схема заміщення електричної мережі і визначення параметрів схеми

За розрахунковою схемою мережі підстанції «Вищитарасівка» (рисунок 2.5), складаємо схему заміщення. На схемі заміщення всі елементи позначаємо опорами.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Усі магнітозв'язані кола за схемою заміщення замінюють колами, що зв'язані електрично, тому всі опори зводять до одного ступеня напруги (здебільшого ступеня, на якому розміщена точка к.з.). При відомих опорах усіх елементів схеми можна визначити струми і потужності к.з. в окремих точках електричної мережі системи електропостачання.

Для моделювання електроустановок напругою понад 1000 В у схемі заміщення враховуються індуктивні опори силового трансформаторного обладнання та повітряних ліній [5, 6, 9]. Еквівалентна схема заміщення мережі системи електропостачання зображена на рисунку 2.6.

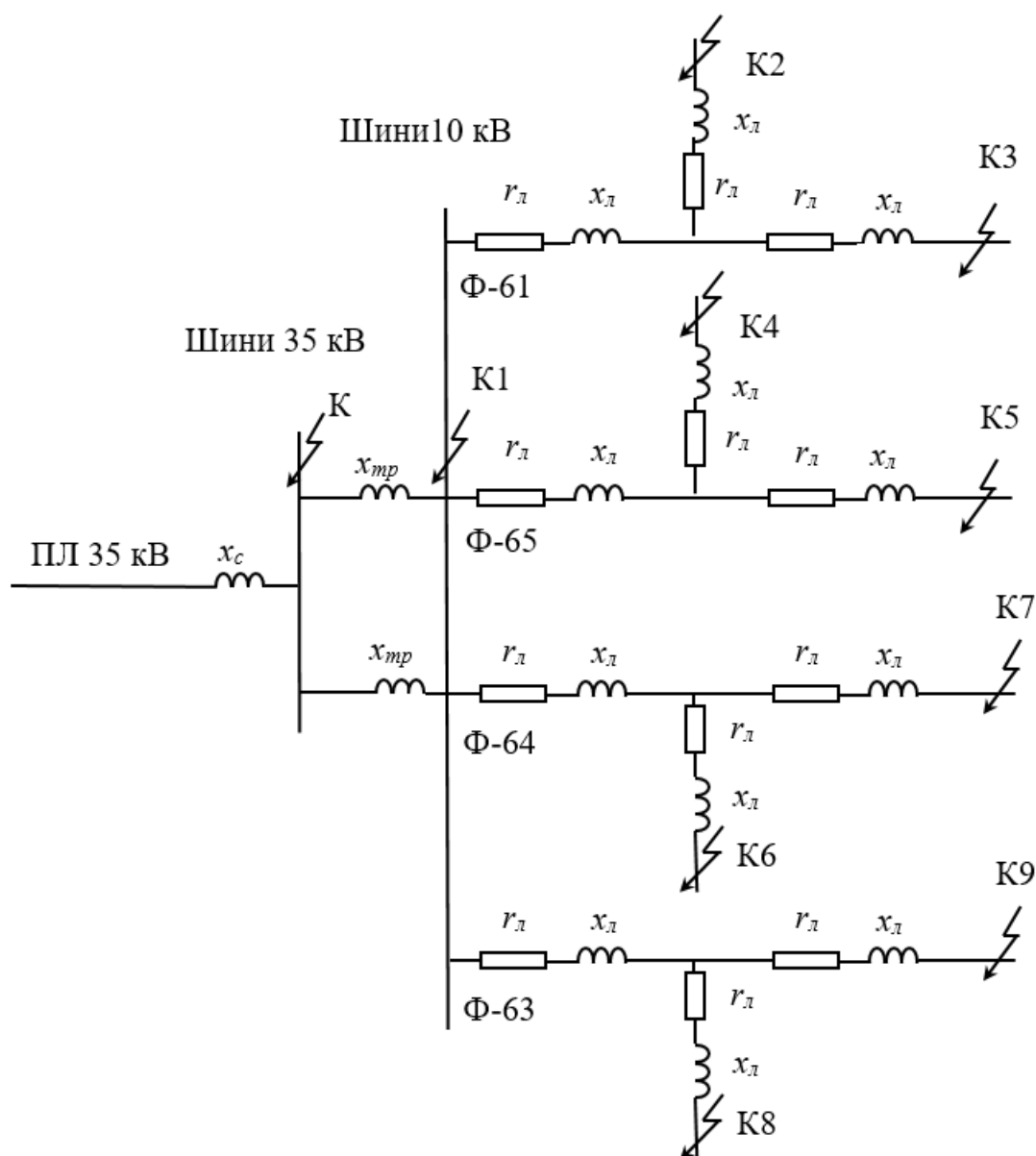


Рисунок 2.6 – Еквівалентна схема заміщення електричної мережі

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Спочатку приводимо до базисної напруги опори схеми заміщення.

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

де U_n – номінальна напруга мережі, кВА.

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

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

Визначаємо базисний струм на ступенях 35 кВ і 10 кВ короткого замикання, відповідно:

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

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

На стороні 35 кВ:

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

На стороні 10 кВ:

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

Струм короткого замикання системи (струм к.з. на шинах 35 кВ трансформатора із РПН) залежить від положення перемикача РПН і, згідно даних Нікопольського РЕМ, складає:

$$I_{\text{к.з. сист. max}}^{(3)} = 4,3 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к.з. сист. min}}^{(3)} = 3,9 \text{ кА}.$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір системи визначаємо із виразу:

$$X_c = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} I_{\kappa.з. сист. \max(\min)}^{(3)} \cdot U_{\bar{o}}} \quad (2.18)$$

де $S_{\bar{o}}$ – базисна потужність, приймаємо $S_{\bar{o}} = 100$ МВА;

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

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

$$X_{c \max} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,9 \cdot 37} = 0,41.$$

Опір трансформатора знаходимо за формулою:

$$x_m = \frac{u_{\kappa\%} \cdot S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_n}, \quad (2.19)$$

де $u_{\kappa\%}$ – напруга короткого замикання, $u_{\kappa\%} = 7,5\%$ [5, 6, 9].

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

Опір трансформатора із РПН залежить від положення перемикача і змінюється для трансформаторів 35/10 кВ від $x_{m \min}$ до $x_{m \max}$, [9]

$$x_{m \min} = 0,67 x_m. \quad (2.20)$$

$$x_{m \max} = 1,5 x_m. \quad (2.21)$$

$$x_{m \min} = 0,67 \cdot 1,9 = 1,3.$$

$$x_{m \max} = 1,5 \cdot 1,9 = 2,9.$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір ділянки до точки к.з. К1:

$$x_{\min \kappa 1} = x_{c \min} + x_{m \min}, \quad (2.22)$$

$$x_{\max \kappa 1} = x_{c \max} + x_{m \max}, \quad (2.23)$$

$$x_{\min \kappa 1} = 0,37 + 1,3 = 1,67,$$

$$x_{\max \kappa 1} = 0,41 + 2,9 = 3,31.$$

Активний і індуктивний опір ліній визначається за формулами:

$$r_l = r_o \cdot L_{\text{пл}} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.24)$$

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

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

$$x_l = x_o \cdot L_{\text{пл}} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.25)$$

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

Повний результуючий опір до точки короткого замикання визначається з виразу:

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{(\sum x_i)^2 + (\sum r_i)^2}, \quad (2.26)$$

де $\sum x_i$ і $\sum r_i$ – сумарний, відповідно, індуктивний і активний опори до точки к.з.

Повний результуючий опір мережі до точок короткого замикання розраховуємо відповідно і результати розрахунків зводимо в таблицю 2.5.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5 – Значення опору елементів мережі до точок короткого замикання

№ точки к.з.	Опір лінії		Результуючий опір до точки к.з.	
	$r_{кз}$	$x_{кз}$	$Z_{к. max}$	$Z_{к. min}$
К	-	-	0,41	0,37
К1	-	-	3,31	1,67
К2	0,59	0,19	3,99	2,35
К3	4,90	1,99	8,88	7,24
К4	0,10	0,05	3,42	1,78
К5	2,80	1,50	6,49	4,85
К6	0,25	0,14	3,60	1,96
К7	5,20	3,20	9,42	7,78
К8	0,64	0,24	3,99	2,35
К9	5,20	2,00	8,88	7,24

2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі

Струм трифазного короткого замикання визначаємо за виразом [6, 9]:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}}, \quad (2.27)$$

де I_{δ} – базисний струм, кА.

Струм трифазного к.з. в точці К:

$$I_{кк max}^{(3)} = \frac{1,56}{0,37} = 4,19 \text{ кА};$$

$$I_{кк min}^{(3)} = \frac{1,56}{0,41} = 3,79 \text{ кА}.$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм трифазного к.з. в точці К1:

$$I_{\kappa\kappa1\max}^{(3)} = \frac{5,49}{1,67} = 3,3 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa\kappa1\min}^{(3)} = \frac{5,49}{3,31} = 1,66 \text{ кА}.$$

Ударний струм трифазного к.з. знаходимо за формулою:

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

де K_y – ударний коефіцієнт [5, 6, 9].

$$i_{y\kappa1\max}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 3,3 = 7,0 \text{ кА};$$

$$i_{y\kappa1\min}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 1,66 = 3,5 \text{ кА}.$$

Діюче значення усталеного струму к.з.

$$I_y = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (2.29)$$

$$I_{y\kappa1\max} = 3,3 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 4,04 \text{ кА};$$

$$I_{y\kappa1\min} = 1,66 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 2,04 \text{ кА}.$$

Величину струму короткого замикання при двофазному короткому замиканні можемо знайти за формулою:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (2.30)$$

$$I_{\kappa\kappa1\max}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,3 = 2,87 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa\kappa1\min}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,66 = 1,44 \text{ кА}.$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність короткого замикання визначаємо за формулою:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (2.31)$$

$$S_{\kappa\kappa1max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,3 = 59,9 \text{ МВА};$$

$$S_{\kappa\kappa1min}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,66 = 30,15 \text{ МВА}.$$

Результати подальших розрахунків струмів к.з. в інших точках мережі, виконуємо аналогічно та зводимо результати в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Значення струмів к.з. в розрахункових точках мережі

Величина	К	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9
$I_{\kappa max}^{(3)}$, кА	4,19	3,30	2,11	0,89	2,38	0,83	2,51	1,11	2,12	0,88
$I_{\kappa min}^{(3)}$, кА	3,79	1,66	1,01	0,44	1,15	0,39	1,19	0,59	1,01	0,51
$i_{y max}^{(3)}$, кА	8,90	7,00	2,99	1,88	5,01	1,69	5,19	2,61	4,50	1,88
$i_{y min}^{(3)}$, кА	8,11	3,5	1,39	0,91	2,51	0,88	2,58	1,29	2,21	0,88
$I_{y max}$, кА	5,21	4,04	2,09	0,88	2,40	0,79	2,52	1,18	2,09	0,87
$I_{y min}$, кА	4,68	2,04	1,01	0,44	1,21	0,39	1,19	0,59	1,01	0,51
$I_{\kappa max}^{(2)}$, кА	3,68	2,87	1,79	0,80	2,04	0,68	2,20	1,11	1,91	0,81
$I_{\kappa min}^{(2)}$, кА	3,29	1,44	0,88	0,41	0,99	0,41	1,10	0,61	0,88	0,42
$S_{\kappa max}^{(3)}$, МВА	158,0	59,90	39,11	16,29	43,10	15,07	44,98	21,91	37,92	15,91
$S_{\kappa min}^{(3)}$, МВА	141,0	30,15	19,81	8,09	20,98	7,66	21,92	10,99	19,09	7,98

2.6.4 Визначення струмів навантаження елементів мережі

Оскільки параметри електрообладнання та струмопровідних елементів підстанції обираються з умов тривалого протікання робочого струму (за

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

фактором допустимого нагрівання), виникає потреба в обчисленні відповідних струмових навантажень на окремих сегментах енергосистеми.

Номінальний струм силового трансформатора [5, 6, 9]:

$$I_{нтр} = \frac{S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.32)$$

де $S_{нтр}$ – номінальна потужність трансформатора (паспортна), кВА;

U_n – номінальна напруга відповідної сторони трансформатора, кВ.

Струм силового трансформатора із врахуванням перевантаження:

$$I_{тр.перев.} = \frac{S_{нтр} \cdot \kappa_{перев.}}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U)}, \quad (2.33)$$

де $S_{нтр}$ – номінальна потужність трансформатора (паспортна), кВА;

$\kappa_{перев.}$ – коефіцієнт перевантаження;

ΔU – зміна напруги на РПН.

Розрахунковий струм повітряної лінії 10 кВ:

$$I_{розр.ПЛ} = \frac{S_{розр.ПЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.34)$$

де $S_{розр.ПЛ}$ – розрахункова потужність на головній ділянці ПЛ, кВА.

Розрахунковий струм секції шин на стороні 10 кВ:

$$I_{розр.ш.} = \sum I_{розр.ПЛ i}, \quad (2.35)$$

$I_{розр.ПЛ i}$ – розрахунковий струм i -ї повітряної лінії 10 кВ, А.

Розрахунок струмів навантаження елементів електричної мережі виконуємо в табличній формі (таблиця 2.7).

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.7 – Розрахункові струми мережі підстанції

Елемент мережі	Розрахункова формула	Розрахункові значення
Трансформатор 35/10 кВ: $U_n = 35 \text{ кВ};$ $U_n = 10 \text{ кВ}.$	$I_{n \text{ тр}} = \frac{S_{n \text{ тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{n \text{ тр.} 35} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66,1 \text{ А}.$ $I_{n \text{ тр.} 10} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220,2 \text{ А}.$
Трансформатор 35/10кВ з урахуванням перевантаження і РПН	$I_{\text{тр.перев.}} = \frac{S_{n \text{ тр}} \cdot \kappa_{\text{перев.}}}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U)} \cdot$	$I_{\text{тр.перев.}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35(1 - 0,08)} = 100,5 \text{ А}.$
Фідер 61	$I_{\text{розр.ПЛ}} = \frac{S_{\text{розр.ПЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{\text{розр.}\Phi-61} = \frac{490,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 29,1 \text{ А}.$
Фідер 63		$I_{\text{розр.}\Phi-63} = \frac{492,1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 29,7 \text{ А}.$
Фідер 64		$I_{\text{розр.}\Phi-64} = \frac{1929,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 108,0 \text{ А}.$
Фідер 65		$I_{\text{розр.}\Phi-65} = \frac{1060,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 68,4 \text{ А}.$
Навантаження секцій: секція I секція II	$I_{\text{розр.ш. Ic}} = I_{\text{розр.}\Phi-61} + I_{\text{розр.}\Phi-64};$ $I_{\text{розр.ш. Iic}} = I_{\text{розр.}\Phi-63} + I_{\text{розр.}\Phi-65} \cdot$	$I_{\text{розр.ш. Ic}} = 29,1 + 108,0 = 137,1 \text{ А};$ $I_{\text{розр.ш. Iic}} = 29,7 + 68,4 = 98,1 \text{ А}.$

Струми короткого замикання та струми навантаження елементів мережі системи електропостачання, що розраховані вище, в подальшому будуть використані для вибору електрообладнання підстанції та електричної мережі 10 кВ системи електропостачання.

3 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ «ВИЩЕТАРАСІВКА»

Як відмічалось в розділі 1 кваліфікаційного проєкту, електрообладнання трансформаторній підстанції 35/10 кВ «Вищета́расівка» є застарілим, як морально, так і фізично, що може викликати аварійні ситуації на підстанції та в системі електропостачання району в цілому. Силове електрообладнання підстанції потребує заміни. Необхідно виконати вибір комутаційного обладнання напругою 35 та 10 кВ, трансформаторів струму та напруги, а також трансформаторів власних потреб підстанції.

Під час вибору нового електрообладнання підстанції слід звернути увагу на сучасні зразки, які у більшості випадків мають значно кращі технічні характеристики, вищу надійність, більший термін експлуатації та низькі експлуатаційні витрати.

З метою підвищення надійності системи електропостачання частини Нікопольського району, що живиться від підстанції «Вищета́расівка» пропонується використати вакуумні вимикачі, як на стороні 35 кВ, так і на стороні 10 кВ, що спеціально спроектовані для заміни раніш встановлених на підстанції високовольтних вимикачів.

Но́мінальна на́пруга та робо́чий стру́м є основними параметрами, що впливають на здатність електричного обладнання тривало і коректно виконувати свої функції. Важливими характеристиками, що враховуються при виборі обладнання, є його кліматичне виконання та категорія розміщення – закрите або відкрите.

Коректність вибору комутаційних та вимірювальних апаратів підстанції підтверджується відповідністю їхніх номінальних характеристик фактичним робочим і аварійним режимам роботи мережі. З метою оптимізації сприйняття даних процедуру порівняння оформлено в табличному форматі [6, 6, 9].

Но́мінальний стру́м, на́пругу, ціну апарату можна дізнатися з каталогів та прайс-листів на офіційних сайтах виробників або дистриб'юторів [13, 14].

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основні умови вибору електрообладнання.

1. Вибір комутаційних апаратів за напругою.

Номінальна напруга апарату $U_{н. апар.}$, що зазначена в паспорті або в каталозі, повинна бути більшою або дорівнювати напрузі установки (мережі) $U_{н. мер.}$, для якої його вибирають :

$$U_{н. апар.} \geq U_{н. мер.} . \quad (3.1)$$

2. Вибір комутаційних апаратів за струмом.

Вибір обладнання за струмом забезпечує відсутність небезпечних перегрівів його частин при тривалій роботі у нормальному режимі. При цьому необхідно, щоб виконувалася умова:

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

де $I_{н. апар.}$ – номінальний струм комутаційного апарата, А;

$I_{роб. max}$ – максимальний робочий струм (струм навантаження) відповідної ділянки (лінії, станції або підстанції), А.

3. Перевірка комутаційних апаратів на електродинамічну стійкість.

При коротких замиканнях в результаті виникнення найбільшого ударного струму к.з. в електричних апаратах виникають електродинамічні зусилля, які створюють момент, що викликає механічне напруження і може призвести до механічного пошкодження елементів апарату.

Перевірка комутаційних апаратів на електродинамічну стійкість полягає у виконанні умови:

$$i_{max} \geq i_y^{(3)} , \quad (3.3)$$

$$I_{max} \geq I_y^{(3)} , \quad (3.4)$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $i_{\max}$ – амплітудне значення максимального допустимого струму (струм електродинамічної стійкості обладнання, каталожні дані), кА;

$i_y^{(3)}$ – розрахункове амплітудне значення ударного струму к.з. у місці встановлення апарату, кА;

$I_{\max}$ – діюче значення максимального допустимого струму (діюче значення струму електродинамічної стійкості обладнання, каталожні дані), кА;

$I_y^{(3)}$ – діюче значення ударного струму к.з. у місці встановлення апарату, кА.

У літературних джерелах також зустрічається і інша назва струму $i_{\max}$ – граничний наскрізний струм $i_{\text{гр.наскр.}}$.

4. Перевірка комутаційних апаратів на термічну стійкість.

Критерієм термічної стійкості комутаційних апаратів є температура їхнього нагрівання при проходженні через них струму к.з., яку вони можуть витримати без шкоди, тобто:

$$I_t^2 \cdot t \geq [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{np}, \quad (3.5)$$

де I_t – струм термічної стійкості, °С;

t – тривалість проходження струму термічної стійкості, с;

$I_{\infty}^{(3)}$ – розрахункове значення усталеного струму короткого замикання, кА;

t – дійсний час протікання (дії) струму короткого замикання, с.

Дійсний час, протягом якого протікає струм к.з. визначається тривалістю дії захисту і тривалістю дії комутаційних апаратів (вимикачів):

$$t = t_{\text{зах.}} + t_{\text{вим.}}, \quad (3.6)$$

де $t_{\text{зах.}}$ – тривалість дії захисту (релейного захисту), с;

$t_{\text{вим.}}$ – тривалість дії комутаційних апаратів (вимикачів), с.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1 Вибір комутаційних апаратів підстанції напругою 35 кВ

У кваліфікаційному проєкті передбачено встановлення вакуумних вимикачів та роз'єднувачів на стороні 35 кВ. Цей комплекс комутаційних апаратів забезпечує знеструмлення підстанції для безпечного проведення ремонтних і профілактичних робіт. Для захисту оперативного персоналу від наведеної напруги та помилкового подання живлення конструкція роз'єднувачів містить вбудовані заземлювальні ножі [6, 9, 13, 14].

Підбір електричних апаратів здійснюється шляхом зіставлення їхніх паспортних технічних характеристик із попередньо розрахованими параметрами струмів та напруг проєктованої електроустановки. Вибір апаратів на стороні 35 кВ виконуємо у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір апаратів ТП напругою 35 кВ

Апарат, тип	Розрахункові дані		Параметри апарату		Умови вибору	
	найменує.	Значення	найменує.	Значення	умова	порівняння
Вимикач ВР-35-20/1600 У1	$U_{н.мер.}$	35,0 кВ	$U_{н. апар.}$	35,0 кВ	$U_{н. апар.} \geq U_{н.мер.}$	35,0 = 35,0
	$I_{роб. max}$	100,5 А	$I_{н. апар.}$	1600 А	$I_{н. апар.} \geq I_{роб. max}$	1600 > 100,5
	$I_k^{(3)}$	4,19 кА	$I_{відкл. ном}$	20,0 кА	$I_{відкл. ном} \geq I_k^{(3)}$	20,0 > 4,19
	$i_y^{(3)}$	8,90 кА	i_{max}	60,0 кА	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	60,0 > 8,90
	$\left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	26,1 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1200 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq \left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	1200,0 > 26,1
Роз'єднувач РДЗ-2-35/1000	$U_{н.мер.}$	35,0 кВ	$U_{н. апар.}$	35,0 кВ	$U_{н. апар.} \geq U_{н.мер.}$	35,0 = 35,0
	$I_{роб. max}$	100,5 А	$I_{н. апар.}$	1000 А	$I_{н. апар.} \geq I_{роб. max}$	1000 > 100,5
	$i_y^{(3)}$	8,90 кА	i_{max}	63,0 кА	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	63,0 > 8,90
	$\left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	26,1 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	2500 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq \left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	2500,0 > 25,0

Приймаємо до встановлення зі сторони 35 кВ на підстанції «Вищетарасівка» високовольтні вакуумні вимикачі типу ВР-35-20/1600 У1 та роз'єднувачі із ножами заземлення РДЗ-2-35/1000 із ручним приводом.

3.2.1 Вибір комутаційних апаратів підстанції напругою 10 кВ

Шафу комплектного розподільного пристрою напругою 10 кВ (КРП 10) обираємо КРУ-10ЕП номінальна наруга – 10 кВ, максимальна робоча наруга 12 кВ, струм головних кіл 1000А, струм термічної стійкості 40 кА. Шафа КРП-10ЕП для внутрішнього встановлення із двостороннім обслуговуванням Шафи комплектуються вакуумними високовольтними вимикачами ВВ / TEL-10 («Таврида-Електрик») або вакуумними вимикачами VD4 (виробництва «ABB»). Умови вибору і сам вибір апаратів КРП-10 виконуємо в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір комутаційних апаратів напругою 10 кВ

Апарат, тип	Розрахункові дані		Параметри апарату		Умови вибору	
	Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення	Умова	Порівняння
	Шафа вводу 10 кВ					
Роз'єднувач РВЗ-10/400 ІУЗ	$U_{н.мер.}$	10,0 кВ	$U_{н.апар.}$	10,0 кВ	$U_{н.апар.} \geq U_{н.мер.}$	10,0 = 10,0
	$I_{роб.мах}$	220,2А	$I_{н.апар.}$	400,0 А	$I_{н.апар.} \geq I_{роб.мах}$	400,0 > 220,2
	$i_y^{(3)}$	7,0 кА	$i_{мах}$	41,0 кА	$i_{мах} \geq i_y^{(3)}$	41,0 > 7,0
	$[I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{пр}$	22,9 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1024 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{пр}$	1024 > 22,9
Вимикач ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{н.мер.}$	10,0 кВ	$U_{н.апар.}$	10,0 кВ	$U_{н.апар.} \geq U_{н.мер.}$	10,0 = 10,0
	$I_{роб.мах}$	220,2 А	$I_{н.апар.}$	1000 А	$I_{н.апар.} \geq I_{роб.мах}$	1000 > 220,2
	$I_{\kappa}^{(3)}$	3,3 кА	$I_{відкл.ном}$	20,0 кА	$I_{відкл.ном} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	20,0 > 3,3

	$i_y^{(3)}$	7,0 кА	$i_{\max}$	52,0 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	52,0 > 7,0
	$\left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	22,9 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1600 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq \left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	1600,0 > 22,9

Продовження таблиці 3.2.

Апарат, тип	Розрахункові дані		Параметри апарату		Умови вибору	
	Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення	Умова	Порівняння
	Шафа секційного вимикача 10 кВ					
Роз'єднувач РВЗ-10/400 ІУЗ	$U_{н.мер.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.} \geq U_{н.мер.}$	10,0 = 10,0
	$I_{роб. max}$	137,1 А	$I_{н. апар.}$	400,0 А	$I_{н. апар.} \geq I_{роб. max}$	400,0 > 137,1
	$i_y^{(3)}$	7,0 кА	$i_{\max}$	41,0 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	41,0 > 7,0
	$\left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	22,9 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1024 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq \left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	1024 > 22,9
Вимикач, ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{н.мер.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.} \geq U_{н.мер.}$	10,0 = 10,0
	$I_{роб. max}$	137,1 А	$I_{н. апар.}$	1000 А	$I_{н. апар.} \geq I_{роб. max}$	1000 > 137,1
	$I_{\kappa}^{(3)}$	3,3 кА	$I_{відкл. ном}$	20,0 кА	$I_{відкл. ном} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	20,0 > 3,3
	$i_y^{(3)}$	7,0 кА	$i_{\max}$	52,0 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	52,0 > 7,0
	$\left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	22,9 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1600 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq \left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	1600,0 > 22,9
	Шафа повітряної лінії 10 кВ					
Роз'єднувач РВЗ-10/400 ІУЗ	$U_{н.мер.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.} \geq U_{н.мер.}$	10,0 = 10,0
	$I_{роб. max}$	108,0 А	$I_{н. апар.}$	400,0 А	$I_{н. апар.} \geq I_{роб. max}$	400,0 > 108,0
	$i_y^{(3)}$	7,0 кА	$i_{\max}$	41,0 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	41,0 > 7,0
	$\left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	22,9 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1024 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq \left[I_{\infty}^{(3)} \right]^2 \cdot t_{np}$	1024 > 22,9
Вимикач ВВ/TEL-	$U_{н.мер.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.}$	10,0 кВ	$U_{н. апар.} \geq U_{н.мер.}$	10,0 = 10,0
	$I_{роб. max}$	108,0 А	$I_{н. апар.}$	1000 А	$I_{н. апар.} \geq I_{роб. max}$	1000 > 108,0

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

	$I_{\kappa}^{(3)}$	3,3 кА	$I_{\text{відкл.ном}}$	20,0 кА	$I_{\text{відкл.ном}} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	$20,0 > 3,3$
	$i_y^{(3)}$	7,0 кА	i_{max}	52,0 кА	$i_{\text{max}} \geq i_y^{(3)}$	$52,0 > 7,0$
	$[I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\text{np}}$	22,9 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1600 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\text{np}}$	$1600,0 > 22,9$

3.3 Вибір трансформаторів струму

Вимірювальні трансформатори струму підстанції вибирають за номінальними параметрами (напругою, струмом) і перевіряють на термічну і динамічну стійкість у режимі короткого замикання [5, 6, 9, 13, 14].

До комплекту шаф КРУ-10 ЕП напругою 10 кВ входять трансформатори струму типу ТОЛ-10. На стороні 35 кВ приймаємо до встановлення трансформатори струму типу ТВТ-35, які вмонтовані у вводи силових трансформаторів.

Окрім вибору за напругою та струмом вибір вимірювальних трансформаторів струму підстанції (далі ТС), що призначені для роботи з певним класом точності, зводиться до виконання умови [9]:

$$S_{n2} \geq S_{\text{розра.2}}, \quad (3.7)$$

де S_{n2} – номінальна потужність трансформатора струму, ВА;

$S_{\text{розра.2}}$ – розрахункова потужність вторинного кола ТС, ВА.

$$S_{\text{розра.2}} = I_{n2}^2 \cdot Z_{n2}, \quad (3.8)$$

де I_{n2} – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А.

Z_{n2} – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$$Z_{n2} = \sum Z_{\text{прил.}} + R_{\text{пров.}} + R_{\text{конт.}} \quad (3.9)$$

де $\sum Z_{\text{прил.}}$ – сумарний опір послідовно включених обмоток приладів і реле, Ом;

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$R_{\text{пров}}$ – опір з’єднувальних проводів, Ом;

$R_{\text{конт}}$ – перехідний опір контактів, приймаємо рівним 0,05 Ом [9] .

Для розрахунку параметрів та підбору вимірювальних трансформаторів струму вибираємо найбільш завантажене приєднання – ввід силового трансформатора на стороні 10 кВ.

Параметри вимірювальних приладів, які підключаються до трансформатора струму, який встановлюється на вводі 10 кВ, наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Дані вимірювальних приладів підстанції

Найменування приладу	Тип приладу	Опір котушок струму, Ом
1. Амперметр	E8032M	0,075
2. Лічильник активної та реактивної енергії	EMS112.41.4	0,05
Разом($\sum Z_{\text{прил}}$, Ом)		0,0125

З виразу (3.8) визначаємо:

$$Z_{\text{н2}} = \frac{S_{\text{н2}}}{I_{\text{н2}}^2}, \quad (3.10)$$

Номінальне вторинне навантаження на трансформатор струму ТОЛ-10 150/5 в класі точності 0,5 дорівнює 30 ВА. Струм в оперативних колах трансформаторної підстанції «Вищетарасівка» приймаємо змінний і рівний 5 А.

$$Z_{\text{н2}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір з’єднувальних проводів за формулою:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{н2}} - I_{\text{н2}}^2 \cdot (\sum Z_{\text{прил}} + R_{\text{контр}})}{I_{\text{н2}}^2}, \quad (3.11)$$

$$R_{\text{пров}} = \frac{30 - 5^2 \cdot (0,125 + 0,05)}{5^2} = 1,03 \text{ Ом.}$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Розрахунковий переріз з'єднувальних проводів:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\ell_{\text{розр}}}{\gamma \cdot R_{\text{пров}}}, \quad (3.12)$$

де γ – питома провідність провідника, м/Ом·мм²;

$\ell_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, м.

Приймаємо при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку:

$$\ell_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \ell, \quad (3.13)$$

де ℓ – відстань від трансформаторів струму до вимірювальних приладів, яка дорівнює 10 м.

$$q_{\text{пров}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10}{32 \cdot 1,03} = 0,53 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності для алюмінієвих жил приймаємо мінімально допустимий переріз 2,5 мм² [1, 9].

Розрахункові дані і каталожні характеристики трансформатора струму, що встановлений на вводі напругою 10 кВ, та умови вибору наведені в таблиці 3.4.

Вибір інших трансформаторів струму виконуємо аналогічно. Параметри вибраних трансформаторів струму підстанції 35/10 кВ «Вищитарасівка» наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.4 – Вибір трансформатора струму вводу 10 кВ

Розрахункові дані		Каталожні дані ТОЛ-10 300/5		Умови вибору	
Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення
$U_{\text{н.мер.}}$	10,0 кВ	$U_{\text{н.апар.}}$	10,0 кВ	$U_{\text{н ап}} \geq U_{\text{н мер}}$	10,0 = 10,0
$I_{\text{роб. max}}$	220,2 А	$I_{\text{н. апар.}}$	300,0 А	$I_{\text{н ап}} \geq I_{\text{р max}}$	300,0 > 220,2
$I_{\text{н2[1]}}$	5,0 А	$I_{\text{н2}}$	5,0 А	$I_{\text{н2[1]}} = I_{\text{н2}}$	5,0 = 5,0

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

Клас точності	0,5	Клас точності	0,5	Клас точності	0,5
$S_{розр.2}$	2,0 ВА	$S_{н2}$	30,0 ВА	$S_{н2} > S_{розр.2}$	$30,0 > 2,0$
$i_y^{(3)}$	7,0 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{дин}$	101,5 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{дин} \geq i_{уд}^{(3)}$	$101,5 > 7,0$
$[I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{пр}$	22,9 кА ² ·с	$t_t \cdot (I_{ном} \cdot K_m)^2$	829,4 кА ² ·с	$t_t \cdot (I_{ном} \cdot K_m)^2 \geq B_k$	$829,4 > 22,9$

Таблиця 3.5 – Параметри трансформаторів струму підстанції «Вищетарасівка»

Місце встановлення	Клас точності	$I_{раб.мах},$ А	$I_{ном},$ А	$K_{ТС}$	Тип трансформатора
Ввід 35 кВ	0,5/Р	100,5	200,0	200/5	ТВТ-35-І-200/5-О4
Ввід 10 кВ	0,5/Р	220,2	300,0	300/5	ТОЛ-10 300/5
Вимикач секційний 10 кВ	0,5/Р	108,8	150,0	150/5	ТОЛ-10 150/5
Шафа лінії 10 кВ:					
фідер 61	0,5/Р	29,1	50,0	50/5	ТОЛ-10 50/5
фідер 63	0,5/Р	29,7	50,0	50/5	ТОЛ-10 50/5
фідер 64	0,5/Р	108,0	150,0	150/5	ТОЛ-10 150/5
фідер 64	0,5/Р	68,1	100,0	100/5	ТОЛ-10 100/5

Система комерційного та технічного обліку підстанції комплектується необхідними вимірювальними апаратами. Специфікація розміщення приладів на знижувальній підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка» міститься в таблиці 3.6, а технічні параметри контрольно-вимірювального обладнання – в таблиці 3.7

Таблиця 3.6 – Схема встановлення вимірювальних приладів підстанції

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Об'єкт схеми	Місце установки приборів	Амперметр	Вольтметр	Ватметр	Лічильн. активної енергії	Лічильн. реактивної енергії	Варметр	Контроль ізоляції
Понижуючий трансформатор	ВН НН	- х	- -	- х	- х	- х	- х	- -
Збірні шини 10, 35 кВ	на секції	х	х	-	-	-	-	х
Лінія 10 кВ, 35 кВ, ТВП	- НН	х х	- -	- -	х -	х -	- -	- -

Таблиця 3.7 – Характеристика контрольно-вимірювальних апаратів

П р и л а д	Тип	Клас точності	Споживана потужність котушки, ВА		Виконання
			струму	напруги	
1. Лічильник активної/реактивної енергії	EMS112.41.4	1,0	0,5	1,0	пилозахисне, вібростійке
3. Амперметр	E8032M	1,5	0,1	-	пилозахисне
4. Вольтметр	E8030	1,5	-	2,0	пилозахисне
5. Ватметр	Ц-301	1,5	0,5	1,5	пилозахисне
6. Варметр	Ц-301	1,5	0,5	1,5	пилозахисне

3.4 Вибір трансформаторів напруги підстанції

Трансформатори напруги для проектованої підстанції обираються за номінальною напругою первинної обмотки, заданим класом точності, конструкцією та способом установлення. Додатково виконується перевірка за фактичним навантаженням вторинних кіл

На шинах 10 кВ для додаткового контролю стану ізоляції приймаємо трифазні триобмоткові маслонаповнені трансформатори напруги типу НТМІ-І-10У3 [14].

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На стороні вищої напруги підстанції 35 кВ обираємо до встановлення два комплекти із трьох однофазних триобмоткових маслонаповнених трансформаторів напруги типу ЗНОМ-35-65У1.

Сумарне навантаження приладів, що мають обмотку напруги, визначаємо без урахування схеми включення приладів за формулою:

$$S = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2}, \quad (3.14)$$

де P, Σ – активна та реактивна потужності.

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

Таблиця 3.8 – Розрахунок потужності вимірювальних приладів

Прилад	Тип	Потрібна потужність котушки	Число котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кількість приладів	Загальна потужність	
							$P, \text{Вт}$	$Q, \text{Вар}$
Лічильник активної/реактив. енергії	EMS 112.41.4	1,5 Вт	3,0	0,6	0,8	4,0	18,0	22,5
Варметр	Ц-301	2,0 Вт	2,0	0,4	0,92	1,0	4,0	4,4
Вольтметр	E8030	2,0 Вт	1,0	1,0	0,0	5,0	10,0	-
Разом:							32,0	27,0

$$S = \sqrt{32^2 + 27^2} = 42 \text{ ВА.}$$

Для вибраних до встановлення на підстанції трансформаторів напруги НТМІ-10УЗ вторинна потужність по класу точності 0,5 складає 100 ВА.

3.5 Вибір трансформатора власних потреб підстанції

Як відомо, трансформація і розподілення електричної енергії на трансформаторних підстанціях (підвищувальних, знижувальних) пов'язана з втратами і витратами на власні потреби.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрати електричної енергії на власні потреби підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка» пов'язані з наявністю електроприладів для допоміжних механізмів і пристроїв, з освітленням території та приміщень підстанції. До власних потреб також відноситься електрична енергія, яка необхідна для роботи кіл керування, автоматики, релейного захисту, сигналізації та обігріву (для масляних високовольтних вимикачів) [13, 14].

Для живлення споживачів власних потреб передбачено встановлення трансформатора у комірці КРП-10 кВ із захистом високовольтними запобіжниками типу ПКТ-10. Потужність апарата визначена за умовою покриття максимального розрахункового тривалого навантаження.

$$S_{ВП} = \frac{K_{одн} \cdot \sum K_3 \cdot P_n}{\eta_{ов} \cdot \cos \varphi} + P_{осв} + P_{об}, \quad (3.15)$$

де $K_{одн}$ – коефіцієнт одночасності;

K_3 – коефіцієнт завантаження;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

$\eta_{ов}$ – коефіцієнт корисної дії електродвигуна;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна;

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

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

Для спрощення розрахунків використовуємо наступний вираз:

$$S_{ВП} = (0,01 - 0,02) \cdot S_{нтр}, \quad (3.16)$$

$$S_{ВП} = 0,01 \cdot 4000 = 40,0 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор власних потреб типу ТМ-40/10, який підключається до шин 10 кВ через роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВЗ-10/400 із ручним приводом ПР-10 [9, 13, 14].

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$I_{\text{пл. вст.}} = (1,5 - 2) I_{\text{ВП}}, \quad (3.17)$$

$$I_{\text{ВП}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.18)$$

$$I_{\text{ВП}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{пл. вст.}} = 1,5 \cdot 1,5 = 2,25 \text{ А.}$$

Приймаємо стандартну плавку вставку $I_{\text{пл. вст.}} = 3,2 \text{ А}$ [9, 13, 14].

На районних понижуючих трансформаторних підстанціях 35/10 кВ для живлення кіл оперативного струму релейного захисту і систем автоматики зазвичай приймають змінний струм. В якості джерел змінного струму використовують трансформатори струму, трансформатори напруги і трансформатори власних потреб електроустановок.

На районних знижувальних трансформаторних підстанціях 35/10 кВ для живлення кіл оперативного струму релейного захисту та автоматики (РЗА) зазвичай застосовують змінний струм. Основними джерелами його постачання слугують вимірювальні трансформатори струму, трансформатори напруги, а також трансформатори власних потреб.

Оперативні кола релейного захисту, що ліквідують аварійні режими без значного падіння напруги в системі електропостачання, доцільно жити від трансформаторів напруги та власних потреб.

Вибране електричне обладнання і схема первинних комутацій трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Вищитарасівка» наведені на аркуші 21ЕЕД.10950074.06.26.310000ЭЗ графічної частини кваліфікаційного проєкту.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

Специфіка системи електропостачання як єдиного виробничого комплексу полягає у високій динаміці електромагнітних процесів і ризику аварійних ситуацій. Найбільш небезпечними серед таких пошкоджень в електричних установках є короткі замикання.

Гарантувати надійність та економічну доцільність роботи сучасних систем електропостачання дозволяє їхня масштабна автоматизація. Для цього впроваджують комплекс автоматичних пристроїв, який поєднує релейний захист, засоби автоматичного керування та регулювання [15-18].

Серед вказаних пристроїв та систем першорядне значення мають системи та пристрої релейного захисту, що діють при пошкодженні елементів електричних установок.

Найбільш небезпечні і часті пошкодження – короткі замикання між фазами електричної установки і короткі замикання фаз на землю в мережах з глухо заземленою нейтраллю.

Можливі також й більш складніші пошкодження, що супроводжуються к. з. і обривом фазних проводів ліній електропередачі або щин розподільних пристроїв. Небезпеку представляє також термічна і динамічна дія струму к. з., як у місці пошкодження, так і при проходженні його по непошкодженному обладнанню [15-18].

Для попередження розвитку аварії та обмеження зони пошкоджень при КЗ пошкоджений елемент мережі повинен бути оперативно виявлений і відімкнений. Нормативний час ліквідації таких пошкоджень зазвичай обмежений кількома секундами, а інколи — сотими частками секунди.

Пристрої релейного захисту ідентифікують пошкоджену ділянку мережі та подають імпульс на вимкнення відповідних комутаційних апаратів. Базовим функціональним вузлом такої автоматики є спеціальний орган — реле. У сучасній інженерній практиці захисні та комутаційні функції дедалі частіше інтегрують в єдиний моноблочний комплекс.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При однофазних замиканнях на землю в мережах 10 (35) кВ із ізолюваною або заземленою через ДГР нейтраллю струмизамикання є малими (до кількох десятків ампер). Робота системи електропостачання не переривається, оскільки міжфазні напруги зберігають свої значення. Однак тривала робота в такому режимі є недопустимою: трикратне підвищення напруги здорових фаз відносно землі може спричинити міжфазне КЗ. З огляду на це, захист від замикань на землю традиційно виконується з дією на сигнал, що дозволяє персоналу вчасно виявити та ліквідувати дефект [5, 9, 17].

Під час експлуатації в мережі можуть виникати аномальні режими, зумовлені навантаженням понад норму або зовнішніми короткими замиканнями на суміжних ділянках. За таких умов через справне обладнання протікають значні струми, що спричиняє прискорене термічне старіння ізоляції та передчасне зношування устаткування.

Вплив струмів зовнішніх КЗ припиняється в результаті локалізації аварії власним захистом дефектного вузла. У свою чергу, захист від навантаження понад норму традиційно працює в сигнальному режимі. Проте на необслуговуваних підстанціях зафіксоване перевантаження має ініціювати команди на автоматичне розвантаження або превентивне відімкнення елемент.

Більшість аварійних ситуацій на повітряних лініях мають перехідний характер і самоусуваються в безструмову паузу після дії захисту. Завдяки цьому повторно ввімкнена лінія залишається в експлуатації без переривання технологічного процесу. Реалізація цього принципу покладається на автоматику повторного ввімкнення [15-18].

4.1 Аналіз пошкоджень обладнання підстанції та мереж

До основного високовольтного обладнання підстанції «Вищетарасівка» відносяться силові трансформатори ТМН 4000 (із пристроєм РПН) напругою 35/10 кВ, секційний вимикач 10 кВ, вимикач вводу та повітряні лінії напругою 10 кВ, що приєднані до двох секцій шин також напругою 10 кВ.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При експлуатації обладнання можуть виникати аварійні режими, що веде до пошкоджень. З метою виконання ефективного захисту обладнання підстанції від аварійних режимів роботи необхідно проаналізувати пошкодження елементів підстанції і для кожного із них спроектувати захист.

Багаторічний досвід експлуатації силових трансформаторів в мережах напругою 35 кВ Нікопольського РЕМ вказує на відносно велику імовірність відмови (пошкодження) силових трансформаторів в порівнянні з іншими елементами мережі (шинами, повітряними та кабельними лініями).

До основних видів пошкодження силових трансформаторів напругою 35/10 та 35/6 кВ відносяться [6, 7, 12, 13]:

- трифазні к. з. між обмотками усередині бака (корпусу) трансформатора або між зовнішніми виводами обмоток, розташованими на кришці бака;
- двофазні к. з. між обмотками усередині бака трансформатора або між зовнішніми виводами обмоток, розташованими на кришці бака;
- однофазні замикання обмотки або її зовнішнього виводу на корпус (на землю). Окрім цього, у трансформаторах, які функціонують у мережах із глухозаземленою нейтраллю, можливі двофазні КЗ на землю. Для мереж з ізолюваною нейтраллю характерними є подвійні замикання на землю у двох різних точках, за умови, що одне з них виникає всередині трансформатора або на його зовнішньому виводі;
- замикання між витками однієї фази обмотки – «виткові» замиканнями.

Аналіз пошкоджень трансформаторів в процесі їх експлуатації говорить про те, що найбільше число відмов відбувається із-за пошкоджень на зовнішніх виводах, із-за порушень виткової ізоляції обмоток і із-за ненадійної роботи перемикачів відгалужень обмоток (РПН).

Причинами коротких замикань на високовольтних вводах трансформатора можуть бути пробій внутрішньої ізоляції внаслідок зволоження трансформаторної оливи, а також перекриття зовнішньої поверхні вводу через забруднення порцелянової ізоляції, потрапляння сторонніх предметів або тварин та вплив атмосферних перенапруг [5, 6, 9, 17].

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дво- та трифазні КЗ є найбільш деструктивними режимами як для силового трансформатора, так і для прилеглої мережі. Значні аварійні струми, що виникають при цьому, суттєво перевищують номінальні параметри обладнання та призводять до глибокого падіння напруги в енергосистемі.

Подібні аварійні режими вимагають негайного відключення трансформатора від мережі для локалізації руйнувань та попередження пожежі. Швидкодія пристроїв РЗА при ліквідації КЗ мінімізує негативний вплив на прилеглу енергосистему, забезпечуючи безперебійну роботу інших приєднань. Саме тому надійний захист силового трансформатора покладається на спеціалізовані автоматичні пристрої [17].

Між фазні к. з. (дво- та трифазні) найбільш вірогідні на зовнішніх виводах обмоток трансформатора. Двофазне, а особливо трифазне к. з. усередині бака трансформатора вважається маловірогідним із-за великої міцності міжфазної ізоляції.

У мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю (6-35 кВ) замикання на землю супроводжуються малими струмами (не більше 30 А).

Величина струмів при виткових замиканнях безпосередньо залежить від кількості пошкоджених витків обмотки. Зі зменшенням зони замикання пропорційно знижується аварійний струм, який надходить від джерела живлення. У випадках, коли частка замкнених витків є незначною відносно їхньої загальної кількості в обмотці, струм пошкодження в підвідних лініях може виявитися навіть меншим за номінальний струм трансформатор.

Зокрема, при витковому КЗ одного витка первинний струм з боку енергосистеми коливається в межах 0,4-0,7 від номінального струму трансформатора. Такий низький рівень аварійного струму суттєво ускладнює своєчасну фіксацію та локалізацію дефекту.

Серед усіх чинних стандартних захистів силових трансформаторів саме газовий захист має унікальну здатність реагувати на виткові замикання. Це зумовлено тим, що такі пошкодження зазвичай супроводжуються горінням електричної дуги або локальним перегрівом, які спричиняють термічне розкладання трансформаторної оливи й твердої ізоляції з виділенням летючих

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

газів. Газоподібні продукти розпаду, піднімаючись до розширювача, витісняють оливу з корпусу реле і викликають спрацювання захисту.

Наразі тривають розробки нових систем захисту підвищеної чутливості, здатних ефективно фіксувати виткові замикання в обмотках силових трансформаторів. Передумовою виникнення таких пошкоджень часто стають регулярні міжфазні КЗ у мережі (зовнішні замикання). Під час протікання цих надструмів значні електродинамічні зусилля спричиняють деформацію обмоток і механічне руйнування виткової ізоляції [5, 9, 17].

Для повітряних ліній електропередачі напругою 10 кВ найбільш небезпечними і частими пошкодженнями є короткі замикання між фазами електричної установки (двофазні та трифазні) і замикання фаз на землю (для мережі із глухо заземленою нейтраллю).

В електричних мережах напругою 10 кВ та 35 кВ із ізолюваною нейтраллю 60...70 % становлять двофазні короткі замикання, і лише до 30 % – трифазні короткі замикання [5, 9, 17].

Небезпеку представляє також термічна і динамічна дія струму к. з., як у місці пошкодження, так і при проходженні його по непошкодженному обладнанні.

4.2 Мікроелектронне реле струму РСТ-80АВ

Призначення та технічні характеристики реле

Реле РСТ-80АВ призначене для застосування в колах змінного струму релейного захисту та проти аварійної автоматики в якості органа, що реагує на підвищення струму в колі, що контролюється і спрацьовує із витримкою часу, що залежить від кратності сигналу на вході відносно струму спрацювання. Реле призначене для використання в комплектних пристроях, від яких вимагається підвищена стійкість до механічних впливів. Реле не потребує живлення від кіл оперативного струму [18].

Параметри реле струму типу РСТ-80АВ наведені в таблиці 4.1.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Параметри мікроелектронного реле РСТ-80-AB

Тип	з'єднання обмоток	Уставка МСЗ, А		Уставка СВ, А		Номіналь- ний струм
		діапазон	дискретність	діапазон	дискретність	
РСТ- 80AB - 0,2	послід.	0,5-1,12	0,02	1-8,75	0,25	1
	парал.	1-2,24	0,04	2-17,5	0,5	2
РСТ- 80AB - 0,6	послід.	1,5-3,36	0,06	3-26,25	0,75	3
	парал.	3-6,72	0,12	6-52,5	1,5	6
РСТ- 80AB - 10	послід.	2,5-5,6	0,1	5-43,75	1,25	5
	парал.	5-11,2	0,2	10-87,5	2,5	10
РСТ- 80AB - 20	послід.	5-11,2	0,2	10-87,75	2,5	10
	парал.	10-22,4	0,4	20-175	5,0	16

Реле призначене для роботи в закритих приміщеннях із умовами:

- висота над рівнем моря не більше 2000 м;
- допустима температура оточуючого середовища від +55⁰С до –40⁰С;
- допустима відносна вологість повітря – не більше 85% [18].

Діапазон зміни уставок за коефіцієнтом k_t від 0,05 до 1,575, дискретність 0,025.

Час спрацювання органу струмової відсічки не більше 0,05 с при струмі 1,2 I_{cp} та не більше 0,03 с при струмі 3 I_{cp} .

Час спрацювання органу залежної витримки часу при виведених перемикачах уставок коефіцієнта часу не більше 0,1 с при струмі 1,2 I_{cp} та не більше 0,04 с при струмі 3 I_{cp} .

Коефіцієнт повернення органу залежної витримки часу – 0,9; коефіцієнт повернення органу відсічки – 0,8.

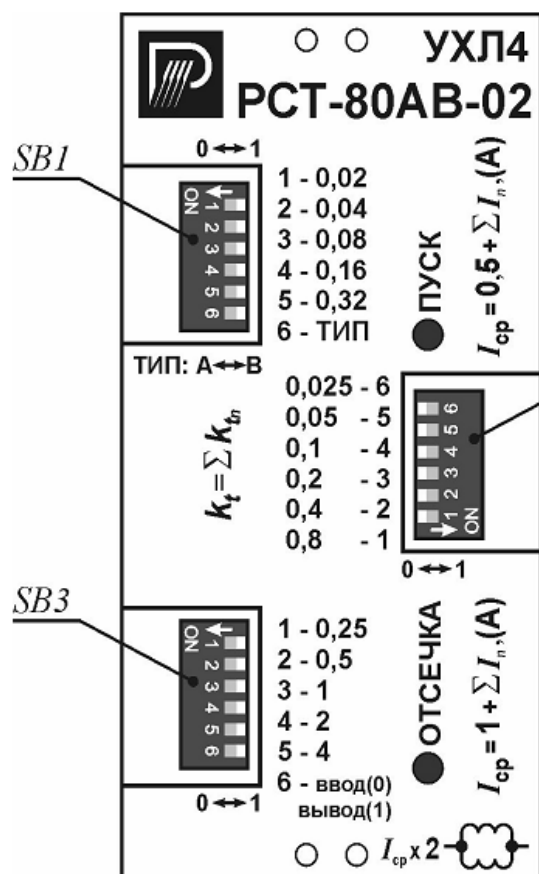
Зміна уставок за струмом спрацювання органу залежної витримки часу і органу відсічки в межах одного діапазону виконується дискретно перемикачами SB1.1-SB1.5 та SB3.1-SB3.5 відповідно (рисунок 4.1).

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перемикання діапазону здійснюється послідовним або паралельним включенням секцій первинної обмотки трансформатора $T\Delta I$.

Ввід та вивід із дії органу відсічки здійснюється перемикачем $SB3.6$.

Зміна уставок за коефіцієнтом часу виконується дискретно перемикачем $SB2$. Вибір типу характеристики здійснюється за допомогою перемикача $SB1.6$.



$SB1$: 1–5 – перемикачі уставок за струмом органа залежної витримки часу;

6 – перемикач типу струмо-часової характеристики;

$SB2$ – перемикачі уставок за коефіцієнтом часу k_t ;

$SB3$: 1–5 – перемикачі уставок за струмом органа відсічки;

6 – перемикач вводу-виводу органа відсічки.

Рисунок 4.1 – Передня панель реле PCT-80AB

Основні переваги реле PCT-80AB [18]:

– реле не потребує оперативного живлення – реле живиться від вхідного струму, внаслідок чого воно володіє високою перешкодостійкістю, та може застосовуватися взамін реле РТ-80, РТ-90, при цьому потужність, що споживається на мінімальній уставці діапазону становить не більше 1,5 ВА;

– в одному реле скомбіновано два функціональних елементи – вимірювальний орган струму із стандартними залежними характеристиками спрацювання і швидкодіючий орган відсічки;

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

- застосування різних залежних характеристик дозволяє оптимально погодити захист із характеристиками об'єктів, що захищаються та із сучасними мікропроцесорними пристроями захистів;
- реле виконано на мікроелектронній елементній базі, тому на відмінність від електромеханічних реле має високу вібростійкість та стійкість до ударів;
- комутаційна здатність контактів реле дозволяє діяти безпосередньо на котушку відключення електромагніту вимикача.

4.3 Релейний захист силових трансформаторів

4.3.1 Струмова відсічка трансформатора

Струмова відсічка захищає трансформатор від струмів короткого замикання та спрацьовує миттєво.

Струм спрацювання відсічки вибирається за наступними умовами [17]:

- відстроювання від максимального струму к.з. за трансформатором:

$$I_{с.в.тр.} = k_n \cdot I_{к.мах.зовн.}^{(3)} \quad (4.1)$$

де $I_{к.мах.зовн.}^{(3)}$ – струм трифазного к.з, який приведений до сторони живлення, А.

$$I_{к.мах.зовн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}, \quad (4.2)$$

$$I_{с.в.тр.} = 1,3 \cdot 3300 \frac{10,5}{35} = 1287,0 \quad \text{А.}$$

- із умов відстроювання від кидків струму намагнічування трансформатору:

$$I_{с.в.тр.} = (3...5) \cdot I_{н.тр.} \quad (4.3)$$

де $I_{н.тр.}$ – номінальний струм трансформатора, А.

$$I_{с.в.тр.} = 5 \cdot 66,1 = 330,5 \text{ А.}$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання реле відсічки розраховується за більшим зі значень (4.1) або (4.3) [17] за виразом:

$$I_{\text{спр.с.в.тр.}} = \frac{I_{\text{с.в.тр.}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}}{K_{\text{мс}}}, \quad (4.4)$$

де $K_{\text{сх}}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми;

$K_{\text{мс}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$I_{\text{спр.с.в.тр.}} = \frac{1287,0 \cdot 1}{200 / 5} = 32,2 \text{ А.}$$

Приймаємо реле РСТ-80АВ – 20 із уставкою СВ $I_{\text{у.с.в.тр.}} = 35,0 \text{ А.}$

Уточнена величина струму спрацювання захисту:

$$I'_{\text{с.в.тр.}} = \frac{I_{\text{у.с.в.тр.}} \cdot K_{\text{мс}}}{K_{\text{сх}}}. \quad (4.5)$$

$$I'_{\text{с.в.тр.}} = \frac{35 \cdot 200 / 5}{1} = 1400 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки визначається за струмом мінімального к.з. у місці установки пристрою захисту за формулою:

$$K_{\text{ч.с.в.тр.}} = \frac{I_{\text{к.з.мін.}}^{(2)}}{I_{\text{у.с.в.тр.}} \cdot K_{\text{мс}}} \quad (4.6)$$

де $I_{\text{к.з.мін.}}^{(2)}$ – мінімальне значення струму к.з. в місці встановлення захисту, А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{3310}{35 \cdot 40} = 2,3.$$

Згідно із [1, 9, 17] $K_{\text{ч}} \geq 2,0$, умова виконується: $2,3 > 2,0$.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3.2 Максимальний струмовий захист трансформатора

Резервування основних захистів силового трансформатора здійснюється за допомогою максимального струмового захисту. Шляхом підключення струмових реле до трансформаторів струму з боку ВН забезпечується введення всього трансформаторного обладнання до зони чутливості МСЗ

Зазвичай МСЗ трансформаторів виконують двоступеневим. Відповідно, з меншою витримкою часу він спрацьовує на вимикач на шинах нижчої напруги, а з більшою витримкою – відключає вимикачем вищої напруги сам трансформатор (на випадок внутрішнього к.з.) [17].

МЗС трансформатора на стороні живлення вибираємо за умовою [17]:

$$I_{с.мсз.тр.} = \frac{K_{н.}}{K_{нов}} \cdot K_{с.з}^{(3)} \cdot I_{раб.мах.} \quad (4.7)$$

де $K_{н.}$ – коефіцієнт відстроювання, що враховує неточність розрахунків, та можливу затримку в роботі реле, $K_{н.} = 1,1 \dots 1,2$ [5, 9, 17];

$K_{с.з.}$ – коефіцієнт самозапуску, $K_{с.з.} = 1,2 \dots 1,3$ [5, 9, 17];

$I_{раб.мах.}$ – максимальний робочий струм трансформатора на стороні вищої напруги, $I_{раб.мах.} = 100,5$ А (таблиця 2.7).

$$I_{с.мсз.тр.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,3 \cdot 10,5 = 196,0 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле МСЗ вибираємо за формулою (4.4):

$$I_{с.р.МСЗ.тр.} = \frac{196,0 \cdot 1}{40} = 49 \text{ А.}$$

Приймаємо струм уставки МСЗ $I_{у.р.МСЗ.тр.} = 50,0$ А.

Уточнене значення струму спрацювання МСЗ трансформатора (4.5):

$$I'_{с.мсз.тр.} = \frac{50 \cdot 200 / 5}{1} = 200 \text{ А.}$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт чутливості МСЗ визначається за формулою (4.6):

$$K_q = \frac{I_{к.з. \min.}}{I_{у.р. МСЗ.тр} \cdot K_{мс}}$$

де $I_{к.з. \min.}^{(2)}$ – мінімальний струм к.з. за трансформатором, А.

$$K_q = \frac{2870}{50,0 \cdot 40} = 1,5,$$

Згідно з [1, 17] $K_q \geq 1,5$, умова виконується: $1,5 = 1,5$.

4.3.3 Захист трансформатора від перевантаження

Пристрій захисту від перевантаження трансформатора монтується на стороні живлення. У цьому випадку моніторинг симетричного струмового навантаження реалізовано шляхом вимірювання параметрів фази В.

Струм спрацювання захисту від перевантаження:

$$I_{с.з.перев.} = \frac{K_n}{K_{пов}} \cdot I_{н.тр.} \quad (4.8)$$

де $I_{н.тр.}$ - номінальний струм трансформатора.

$$I_{с.з.перев.} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 66,1 = 86,8 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле захисту від перевантаження:

$$I_{с.р.перев.} = \frac{86,8 \cdot 1}{40} = 2,17 \text{ А.}$$

Приймаємо струм уставки захисту $I_{у.р.з.перев.} = 2,22 \text{ А.}$

4.3.4 Газовий захист трансформатора

Для локалізації внутрішніх дефектів у баку трансформатора застосовують газовий захист. Він спрацьовує при газовиділенні, падінні рівня

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

оливи в реле або стрімкому перетіканні рідкого діелектрика до розширювача. Правильна робота пристрою гарантується встановленням корпусу трансформатора з ухилом 1,5-2% у бік розширювача [17].

Основним виконавчим органом захисту виступає газове реле, що реагує на неелектричні параметри та встановлюється на патрубку до розширювального бака. Завдяки такому принципу роботи ГЗ характеризується абсолютною селективністю і повністю ігнорує зовнішні КЗ у прилеглий мережі.

Газовий захист зазвичай виконується двоступінчатим:

- перший ступінь ГЗ фіксує незначне газовиділення або початкове падіння рівня оливи в корпусі реле і з заданою витримкою часу спрацьовує на сигнал;
- другий ступінь ГЗ активується при інтенсивному газовиділенні, критичному падінні рівня оливи або стрімкому її перетіканні з бака до розширювача, і діє на відімкнення трансформатора від усіх джерел живлення без витримки часу.

Організація змінного оперативного струму для кіл ГЗ базується на використанні ТН. Водночас для силових трансформаторів значної потужності, де газовий захист є головним швидкодіючим елементом РЗА, енергопостачання оперативних кіл рекомендується реалізовувати від систем постійного струму.

Для захисту трансформаторів та РПН трансформаторів обираємо реле типу URF 25/10 12-44-11. Перший ступінь якого спрацьовує при швидкості руху масла 0,6 м/с, другий ступінь – при 0,9 м/с.

4.4 Релейний захист повітряних ліній напругою 10 кВ

4.4.1 Максимальний струмовий захист ліній 10 кВ

Схема виконання МСЗ: двофазна, однорелейна із застосуванням сучасного пристрою захисту РСТ-40.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання МСЗ необхідно вибирати за робочим струмом лінії з урахуванням кидків струму двигунів, що виникають при їх самозапуску [17]:

$$I_{с.мсз.ПЛ} = \frac{\kappa_n}{\kappa_n} \cdot \kappa_{с.зап.} \cdot I_{роб.мах} \quad (4.9)$$

де κ_n – коефіцієнт надійності (для пристрою РСТ-40 $\kappa_n = 1,2$) [17];

$\kappa_{с.зап.}$ – коефіцієнт самозапуску (для лінії сільськогосподарського призначення може бути прийнятий 1,2...1,3) [17];

κ_n – коефіцієнт повернення реле ($\kappa_n = 0,8...0,85$) [17].

Для фідера 61:

$$I_{с.мсз.ПЛ} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,3 \cdot 29,1 = 57,7 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{с.р.мсз.ПЛ} = \frac{\kappa_{с.з.} \cdot I_{с.мсз.ПЛ}}{\kappa_{т.с.}}, \quad (4.10)$$

де $I_{с.мсз.ПЛ}$ – значення струму спрацювання захисту, А;

$\kappa_{т.с.}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$\kappa_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму.

$$I_{с.р.мсз.ПЛ} = \frac{57,7 \cdot 1}{50 / 5} = 5,7 \text{ А.}$$

Значення $I_{с.р.мсз.ПЛ}$ округляється до струму уставки ($I_{у.р.мсз.ПЛ}$) обраного типу реле, за умови, що:

$$I_{у.р.мсз.ПЛ} \geq I_{с.р.мсз.ПЛ} \quad (4.11)$$

$$I_{у.р.мсз.ПЛ} = 5,8 \text{ А.}$$

Чутливість захисту визначається за формулою:

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_q = \frac{I_{\kappa.\min} \cdot \kappa_{cx}^{(3)}}{I_{y.p.\text{мсз.ПЛ}} \cdot \kappa_{т.с.}} \geq 1,5, \quad (4.12)$$

де $I_{\kappa.\min}$ – струм двофазного к.з. у кінці ділянки, що захищається, А;

$\kappa_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму (для найпростішої схеми на різницю струмів двох фаз $\kappa_{cx}^{(3)}=1$) [17].

$$K_q = \frac{380 \cdot 1}{5,8 \cdot 50 / 5} = 6,5.$$

Для основного захисту K_q повинен бути більш ніж 1,5.

$K_q = 6,0 > 1,5$ – умова (4.12) виконується.

Приймаємо уставку витримки часу МСЗ ПЛ 10 кВ рівною $t_y = 0,6$ с.

Розрахунок параметрів МСЗ для інших повітряних ліній 10 кВ виконуємо аналогічно. Результати розрахунків наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Параметри максимального струмового захисту ПЛ 10 кВ

Розрахункові формули	Розрахункові дані			
№ фідера	Фідер 61	Фідер 63	Фідер 64	Фідер 65
$I_{роб.\max}, \text{ А}$	29,1	29,7	108,0	68,4
$I_{с.мсз.ПЛ} = \frac{\kappa_n}{\kappa_n} \cdot \kappa_{с.зап.} \cdot I_{роб.\max}, \text{ А}$	56,7	57,9	210,6	133,4
$I_{с.р.мсз.ПЛ} = \frac{\kappa_{с.з.} \cdot I_{с.мсз.ПЛ}}{\kappa_{т.с.}}, \text{ А}$	5,7	5,8	7,0	6,7
$\kappa_{т.с.}$	50/5	50/5	150/5	100/5
$I_{y.p.\text{мсз.ПЛ}}, \text{ А}$	5,8	5,8	7,0	6,8
$I'_{с.з} = \frac{I_y K_{мс}}{K_{cx}^{(3)}}, \text{ А}$	58,0	58,0	210,6	136,0
$K_q = \frac{I_{\kappa.\min}^{(2)}}{I'_{с.з}} \geq 1,5$	6,5	4,3	3,0	3,2
Тип пристрою РЗ	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

Із розрахованих значень коефіцієнта чутливості можна зробити висновок про те, що МСЗ усіх повітряних ліній 10 кВ проходить за чутливістю.

4.4.2 Струмова відсічка ПЛ 10 кВ

Розрахуємо струмову відсічку ліній за наступною методикою.

Струм спрацьовування відсічки вибирається з таких умов:

З умови відстроювання від максимального струму к.з. наприкінці ділянки, що захищається:

$$I_{с.св. ПЛ} = \kappa_n \cdot I_{к.з.мах}^{(3)} \quad (4.13)$$

де $I_{к.з.мах}^{(3)}$ – максимальний струм к.з., трифазного у місці підключення до лінії найближчого трансформатора напругою 10/0,4 кВ, А;

κ_n – коефіцієнт надійності ($\kappa_n = 1,2 \dots 1,3$) [17].

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

$$I_{с.св.ПЛ} \geq \frac{(4 \dots 5) \cdot \Sigma S_{н..тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (4.14)$$

де $\Sigma S_{н..тр}$ – сума номінальних потужностей усіх ТП 10/0,4 кВ, що підключені до лінії 10 кВ, яку необхідно захищати, кВА;

U_n – номінальна напруга лінії, що захищається, кВ.

Для подальших розрахунків приймається більше з отриманих за формулами (4.13) і (4.14) значень.

Струм спрацювання реле відсічки визначається за виразом:

$$I_{с.р.св.ПЛ} = \frac{I_{с.св.ПЛ} \cdot \kappa_{сх}^{(3)}}{\kappa_{мс}}; \quad (4.15)$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Уточнена величина струму спрацювання захисту:

$$I'_{с.р.св.ПЛ} = \frac{I_{у.р.св.ПЛ} \cdot K_{мс}}{K_{сх}}.$$

Чутливість відсічки [17]:

$$K_{ч.св.ПЛ} = \frac{I_{к.з.}^{(3)}}{I_{с.св.ПЛ}}, \quad (4.16)$$

де $I_{к.з.}^{(3)}$ – струм к.з. у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі (триполюсне к.з.), кА.

Для струмових відсічок без витримки часу, що встановлюється на повітряних лініях і виконують функції додаткового захисту, повинна виконуватися умова [17]:

$$K_{ч.св.ПЛ} \geq 1,2. \quad (4.17)$$

Для фідера 61:

$$I_{с.св.ПЛ} = 1,2 \cdot 2100 = 2530 \text{ А};$$

$$I_{с.св.ПЛ} \geq \frac{5 \cdot 2200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 630 \text{ А};$$

$$I_{с.р.св.ПЛ} = \frac{2520 \cdot 1}{50 / 5} = 252,0 \text{ А};$$

$$I_{у.р.св.ПЛ} = 117 \text{ А};$$

$$I'_{с.св.ПЛ} = \frac{252 \cdot 50 / 5}{1} = 2520 \text{ А}.$$

$$K_{ч.св.ПЛ} = \frac{2600}{2520} = 1,1 \approx 1,2 - \text{умова (4.17) виконується}.$$

Результати розрахунку параметрів спрацювання струмової відсічки для інших ліній 10 кВ систематизовано й наведено в таблиці 4.3.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.3 – Розрахунок струмової відсічки ПЛ 10 кВ

Розрахункові формули	Розрахункові дані			
	Ф – 61	Ф – 61	Ф – 64	Ф – 65
$I_{с.св. ПЛ} = \kappa_n \cdot I_{\kappa.з.мах}^{(3)} \text{ А}$	2530	2610	2981	2829
$I_{с.св. ПЛ} \geq \frac{(4...5) \cdot \Sigma S_{н.,тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А}$	644,0	670,0	890	809,0
$I_{с.р.св. ПЛ} = \frac{I_{с.св. ПЛ} \cdot \kappa_{сх}^{(3)}}{\kappa_{мс}}, \text{ А}$	253,0	261,0	74,4	70,8
$\kappa_{м.с.}$	50/5	50/5	200/5	200/5
$I_{у.р.св. ПЛ}, \text{ А}$	253,0	262,0	75,0	71,0
$I'_{с.р.св. ПЛ} = \frac{I_{у.р.св. ПЛ} \cdot \kappa_{мс}}{\kappa_{сх}}, \text{ А}$	2530	2620	3000	2840
$\kappa_{ч.св. ПЛ} = \frac{I_{\kappa.з.}^{(3)}}{I_{с.св. ПЛ}}, \text{ А}$	1,1	1,5	0,9	1,0
Тип пристрою РЗ	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40

4.5 Максимальний струмовий захист секційного вимикача 10 кВ

Схема виконання захисту секційного вимикача 10 кВ двофазна дворелейна із використанням реле типу РСТ-80АВ.

Визначимо струм спрацювання захисту із умови відстроювання його від максимального струму навантаження [9, 17]:

$$I_{с.мсз.СВ} = \frac{\kappa_n}{\kappa_{пов}} \kappa_{с.зап.} I_{роб.мах}, \quad (4.18)$$

де $\kappa_{пов.}$ – коефіцієнт повернення, $\kappa_{пов.} = 0,9$;

$I_{роб.мах.}$ – максимальний робочий струм на шинах, А.

$$I_{с.мсз.СВ} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 1,3 \cdot 227,1 = 393,6 \text{ А.}$$

Із умови узгодження із попереднім захистом за чутливістю:

$$I_{с.мсз.СВ} = \kappa_{нс} (I_{с.мсз} + \Sigma I'_{роб.мах.}) \quad (4.19)$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де K_{nc} – коефіцієнт надійності узгодження сумісних захистів, $K_{nc}=1,2$; [9];
 $I_{с.з}$ – струм спрацьованого попереднього захисту, А;
 $\Sigma I'_{роб.макс.}$ – сумарний струм відхідних ліній без врахування лінії, що має найбільший струм спрацювання захисту, А.

$$I_{с.з(св)} = 1,2(188,0 + 261,9) = 449,9 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле РСТ-80АВ:

$$I_{сн.р.СВ} = \frac{449,9}{300 / 5} = 7,49.$$

Приймаємо $I_y = 7,6$ і реле типу РСТ-80АВ-10.

Уточнена величина струму опрацювання захисту:

$$I'_{сн.СВ} = \frac{7,6 \cdot 300 / 5}{1} = 456,0 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту у основній зоні:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з}}^{(2)}}{I'_{сн.СВ}} \geq 1,5 \quad (4.20)$$

де $I_{\text{к.з. min}}^{(2)}$ – струм двофазного к.з на шинах у мінімальному режимі, А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1440}{456,0} = 3,1$$

Захист у основній зоні за умовою чутливості проходить, так як $3,1 \geq 1,5$.
 Так як при максимальному струмі короткого замикання обидва захисти працюють у незалежній частині характеристики, то час спрацювання МСЗ секційного вимикача знаходяться, як:

$$t_{с.з.СВ} = t_{с.МСЗ.ПЛ.} + \Delta t, \quad (4.21)$$

де Δt – ступінь часу, $\Delta t = 0,5$ с.

$$t_{с.з(св.)} = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Порядок допуску працівників до електромонтажних робіт

За ступенем небезпеки ураження електричним струмом трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Вищетарасівка», розподільні мережі 10 кВ та споживчі підстанції 10/0,4 кВ відповідно до вимог ПУЕ належать до категорії приміщень (електроустановок) з особливою небезпекою [1, 19-22].

Залежно від організаційних умов, роботи в електроустановках систем електропостачання поділяються на такі, що виконуються: за нарядом-допуском, за розпорядженням, а також в порядку поточної експлуатації:

- за нарядом-допуском (далі нарядом);
- за розпорядженням;
- в порядку поточної експлуатації.

Організаційні заходи безпеки чергового персоналу підстанції [19, 20]:

- затвердження переліку робіт, які проводяться за нарядами-допусками, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації, є обов'язковим організаційним заходом для гарантування безпеки в електроустановках підстанції;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- допуск до робіт здійснюється шляхом їх оформлення за нарядами-допусками, розпорядженнями або відповідно до затвердженого переліку робіт у порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі та її закінчення.

Процедура допуску до виконання робіт за нарядами-допусками та розпорядженнями здійснюється безпосередньо на підготовленому робочому місці.

Процедуру допуску персоналу виконують лише після верифікації всіх технічних заходів, спрямованих на підготовку робочого місця, при цьому той, що допускає має:

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

– перед початком робіт особа, яка здійснює допуск, зобов'язана перевірити відповідність складу бригади запису в наряді або розпорядженні, а також пересвідчитися в наявності у членів бригади іменних посвідчень про перевірку знань;

– проведення цільового інструктажу, під час якого бригаду ознайомлюють із текстом наряду-допуску або розпорядження. Той, що допускає, чітко визначає межі робочої зони, безпечні підходи до неї, а також демонструє персоналу обладнання, що підлягає ремонту. Крім того, вказують на суміжне устаткування і струмопровідні частини приєднань, до яких суворо заборонено наближатися незалежно від їхнього поточного стану (під напругою чи ні);

– довести бригаді відсутність напруги. Це реалізується демонстрацією встановлених заземлень, а якщо їх не видно безпосередньо з робочого місця – шляхом перевірки відсутності напруги показником. В електроустановках напругою 35 кВ і нижче, де це дозволяє конструктивне виконання апаратів, після інструментальної перевірки відсутності напруги допускається додаткове підтвердження безпеки шляхом дотику рукою до струмопровідних частин.

Слідом за цільовим інструктажем від допускача, керівник робіт зобов'язаний проінструктувати членів бригади з питань безпечного ведення робіт, а також особливостей безпечного застосування спеціального інструменту, пристосувань, засобів механізації та вантажопідіймальних машин.

Без проведення інструктажу допуск до роботи бригади забороняється.

Факт проведення цільового інструктажу та здійснення допуску бригади оформлюється підписами допускача і керівника робіт у відповідній таблиці наряду-допуску із обов'язковим зазначенням дати й точного часу.

Оформлення допуску здійснюється в обох примірниках наряду-допуску, один з яких видається керівнику робіт (наглядачу), а другий залишається у того, що допускає.

Якщо керівник робіт одночасно виконує функції допускача, запис про допуск бригади до виконання технологічних операцій заноситься лише до одного екземпляра наряду.

У разі виконання робіт за розпорядженням точний час допуску бригади підлягає обов'язковій реєстрації в журналі обліку робіт за нарядами-допусками та розпорядженнями.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2 Захист обладнання підстанції від прямих ударів блискавки

Актуальність захисту підстанційного устаткування від блискавки та перенапруг зумовлена масовою інтеграцією в мережі пристроїв, що критично реагують на імпульсні сплески й електромагнітні перешкоди. Надійність блискавкозахисту досягається шляхом глибокого технічного опрацювання та системної реалізації захисних заходів [5, 9].

Відповідно до вимог ПУЕ, розподільні пристрої підстанцій напругою 10 та 35 кВ, до яких приєднані повітряні лінії, мають бути захищені обмежувачами перенапруг нелінійними (ОПН), встановленими на збірних шинках або безпосередньо на вводах силових трансформаторів. Захист ВРП 35 кВ від прямих ударів блискавки реалізують за допомогою стрижневих блискавковідводів, змонтованих на його будівельних конструкціях. При цьому імпульсний опір заземлювального пристрою підстанції не повинен перевищувати 4 Ом [1, 5, 9].

З метою надійного захисту обладнання підстанції від прямих ударів блискавки необхідно виконати розрахунок геометричних параметрів зони захисту блискавковідводів, а також оцінити ймовірність можливого прориву блискавки до об'єктів у межах цієї зони [9].

Підстанція «Вищетарасівка» обладнана чотирма блискавковідводами.

Число грозових годин у Дніпропетровській області складає 40 год/рік [1, 5].

1. Вибір висоти блискавковідводів.

За даними Нікопольського РЕМ розподільчий пристрій підстанції напругою 35 кВ має наступні габаритні розміри: висота найбільш високого об'єкту h_x становить 5,5 м (обмежувач перенапруги та силові трансформатори), ширина об'єкта $b = 32$ м, довжина об'єкта $a = 38,5$ м. Відстань між ближніми блискавковідводами $l_1 = 20$ м, між віддаленими – $l_2 = 27,8$ м.

Оптимальна відстань між блискавковідводами:

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

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$L = \sqrt{20^2 + 27,8^2} = 34 \text{ м.}$$

Згідно ПУЕ для блискавковідводів висотою $h \leq 30 \text{ м}$ умова захисту всієї площі зони захисту має вигляд:

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

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

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

$$h_a = \frac{34}{8} = 4 \text{ м.}$$

Повна висота типового блискавковідводу:

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

$$h = 5,5 + 5,5 = 11 \text{ м.}$$

Ефективність захисту забезпечується за умови:

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

$$L = 34 \text{ м} < 8h_a = 8 \cdot 5,5 = 44 \text{ м.}$$

Дані блискавковідводи повинні забезпечити захист всієї площі підстанції і обладнання, що на ній розташоване від прямих ударів блискавки.

2. Визначення робочих меж зони грозозахисту підстанції.

Просторова зона захисту багатострижневих блискавковідводів формується шляхом розрахунку зон для попарно взятих суміжних стрижнів [5, 9].

Висота вершини уявного конуса стрижньового блискавковідводу h_0 і радіуси захисту на відповідному рівні землі r_0 на висоті r_x об'єкту, що захищається, визначається як для одного стрижньового блискавковідводу [5, 9]:

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$h_0 = 0,92h . \quad (5.6)$$

$$h_0 = 0,92 \cdot 11 = 10,12 \text{ м.}$$

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

$$r_x = 1,5\left(11 - \frac{5,5}{0,92}\right) = 7,53 \text{ м.}$$

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

$$r_0 = 1,5 \cdot 11 = 16,5 \text{ м.}$$

Висота середньої частини попарно узятих блискавковідводів:

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

$$h_{\min 1} = h_{c1} = 10,12 - 0,14(20 - 11) = 9,63 \text{ м.}$$

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

$$h_{\min 2} = h_{c2} = 10,12 - 0,14(27,75 - 11) = 8,54 \text{ м.}$$

Ширина середньої частини зони попарно узятих блискавковідводів на рівні землі становить:

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

$$r_c = 1,5 \cdot 11 = 16,5 \text{ м.}$$

На рівні висоти об'єкту, що захищається, ширина середньої частини зони попарно узятих блискавковідводів:

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

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_{cx1} = 16,5 \frac{9,63 - 5,5}{9,63} = 7,08 \text{ м.}$$

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

$$r_{cx2} = 16,5 \frac{8,54 - 5,5}{8,54} = 5,88 \text{ м}$$

Розраховані параметри зон грозозахисту нанесені на графічний план підстанції (рисунок 5.1), який підтверджує, що все проектоване устаткування повністю перебуває в захищеній зоні. Спроектований комплекс із чотирьох стрижневих блискавковододів висотою $h = 11 \text{ м}$ гарантує надійний захист обладнання підстанції «Вищетарасівка» від прямих ударів блискавки.

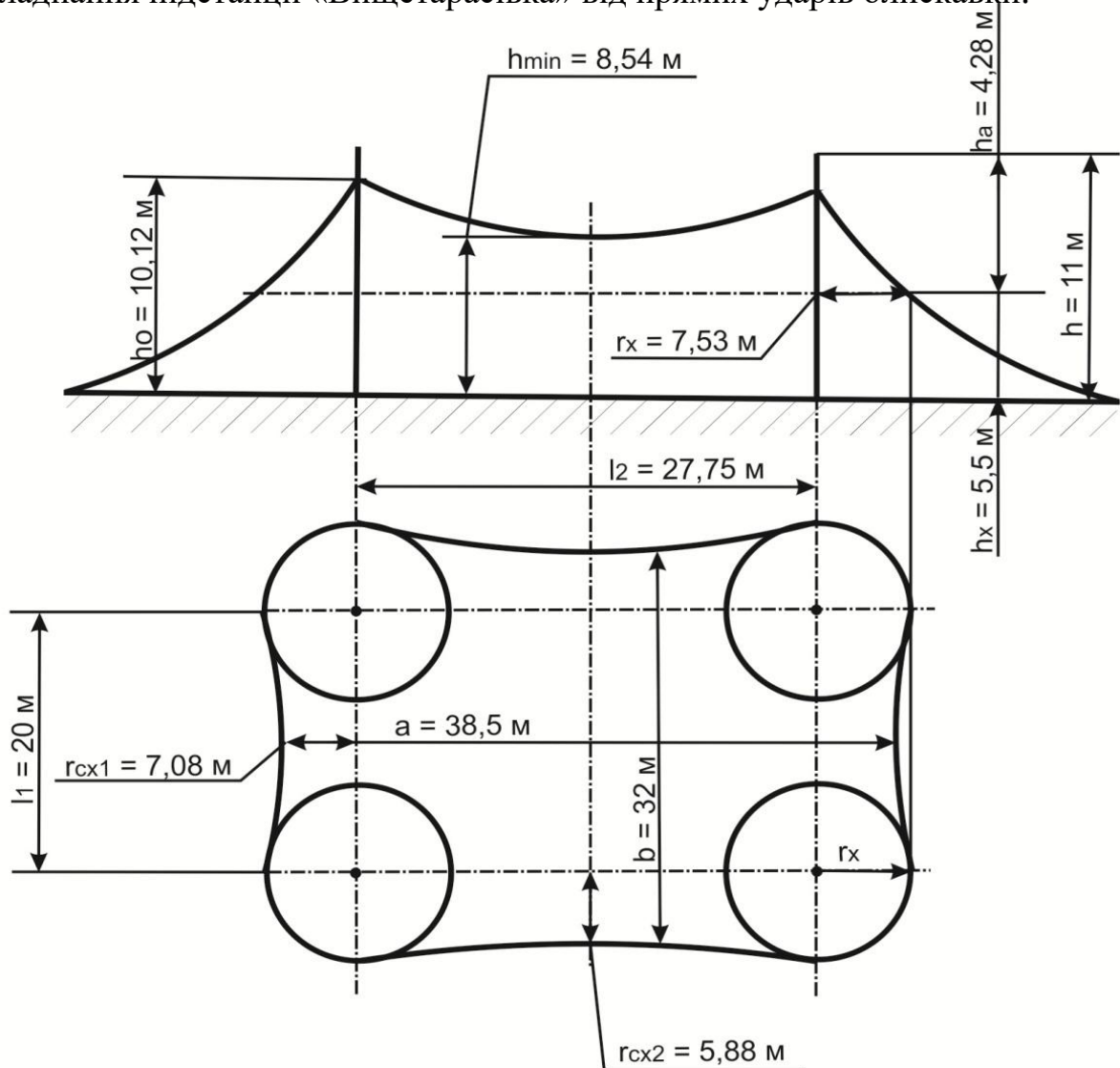


Рисунок 5.1 – Зона блискавкозахисту підстанції «Вищетарасівка»

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

3. Визначення надійності роботи грозозахисту підстанції.

Число ударів блискавки в підстанцію за рік визначається за виразом [9]:

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

$$N = 0,06 \cdot 50(38,5 + 10 \cdot 11)(32 + 10 \cdot 11)10^{-6} = 0,063 \text{ рази.}$$

Число ймовірних відключень підстанції визначається за співвідношенням:

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

де Ψ_n, Ψ_i, Ψ_g – ймовірність проривів блискавки.

$$Y = 0,063 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,70 = 0,3 \cdot 10^{-4} \text{ шт.}$$

Показник грозостійкості підстанції:

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

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

Розрахунок підтверджує, що спроектована зона блискавкозахисту підстанції «Вищитарасівка» є повністю ефективною. Графічне відображення зон захисту від прямих ударів блискавки та план розташування грозозахисного обладнання наведено на аркуші графічної частини проекту 21ЕЕД.10950074.06.26.510000ВО.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ

Оцінювання економічної ефективності запропонованих у кваліфікаційному проєкті технічних рішень здійснюється за критерієм мінімуму приведених витрат. Цей показник обчислюється як сума річних експлуатаційних витрат (собівартості) та капіталовкладень, зведених до єдиної розмірності за допомогою нормативного коефіцієнта ефективності [6, 9, 23, 24].

Розрахунок зведених (приведених) витрат виконується за виразом:

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

де B_i – експлуатаційні витрати, тис. грн;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $E_n = 0,12 \dots 0,12$ [6, 9];

K – капітальні вкладення на реконструкцію системи електропостачання, тис. грн.

Структура річних експлуатаційних витрат містить такі основні складові: фонд оплати праці виробничого персоналу РЕМ, вартість технологічних витрат електроенергії в елементах мережі, витрати на пально-мастильні матеріали для автотранспорту, амортизаційні відрахування, витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування, а також інші прямі операційні витрати

Економічну ефективність визначаємо за наступними показниками [6, 9]:

1) собівартість передачі електричної енергії мережами системи електропостачання району:

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

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

2) прибуток підприємства (РЕМ, обленерго):

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

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $C_{e.e.}$ – вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії; за даними Нікопольського РЕМ середня ціна електричної енергії за 2025 рік $C_{e.e.} = 7,2$ грн. (побутове та виробниче навантаження);

C – вартість електричної енергії для оператора ринку електроенергії;

3) строк (термін) окупності:

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

Загальна кількість капітальних вкладень:

$$K = K_{35/10} + K_{10/0,4} + K_{\text{ЛЛ} 10} + K_{P3} + K_{C.O.}, \quad (6.5)$$

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 напругою 10 кВ, тис. грн;

$K_{P.3.}$ – капітальні вкладення в релейний захист підстанції та мереж, 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. [9];

n_i – кількість умовних одиниць обладнання.

У таблиці 6.1 представлено порівняльний аналіз інфраструктурних елементів районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка» та її розподільних мереж 10 кВ у стані до і після проведення реконструкції системи електропостачання.

Основні капітальні вкладення на реконструкцію системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району та підстанції «Вищетарасівка» наведені в таблиці 6.2.

Розрахунок умовних одиниць на обслуговування обладнання підстанції до та після реконструкції виконуємо в таблиці 6.3 та 6.4 відповідно.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.1 – Порівнювання інфраструктури системи електропостачання

Найменування елементів системи електропостачання	Кількість	
	До реконструкції	Після реконструкції
Трансформатор потужністю 2500 (1800) кВА	2	–
Трансформатор потужністю 4000 кВА	–	2
ПЛ 10 кВ на ж/б опорах з проводом, км:		
АС-25	10,0	-
А-35	21,0	–
АС-50	49,0	58,0
АС-70	–	11,5
АС-95	–	12,5
Трансформаторні підстанції 10/0,4кВ :		
800 кВА	1	1
630 кВА	–	2
250 кВА	6	3
160 кВА	5	10
100 кВА	19	21
63 кВА	8	5
25 кВА	6	–
Релейний захист	10	10

Таблиця 6.2 – Капітальні вкладення в реконструкцію системи електропостачання частини Нікопольського району

Найменування робіт або витрат	Одиниці	Кіл-ть	Вартість, тис/грн	
			На одиницю	Загальна
Трансформатор 35/10кВ 4000 кВА	шт.	2,0	2140,0	4280,0
Вакуумні вимикачі ВР-35-20/1600 У1	шт.	3,0	670,0	2010,0
Вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-20/1000 У1	шт.	10,0	100,0	1000,0
Роз'єднувач РДЗ-35/630	шт.	6,0	50,0	300,0
Обмежувач перенапруги ОПН-ВР/TEL-35	шт.	6,0	12,0	72,0
Обмежувач перенапруги ОПН-РТ/TEL-10	шт.	12,0	5,9	71,0
Трансформатор струму ТПЛ-10М-0,5/Р	шт.	18,0	4,0	72,0
Пристрій релейного захисту РСТ-80	шт.	3,0	5,0	15,0
Пристрій релейного захисту РСТ-40	шт.	10,0	2,5	25,0
Реконструкція ПЛ проводом АС 95	км	11,5	80,0	920,0
Реконструкція ПЛ проводом АС 70	км	20,5	50,0	1025,0
Реконструкція ПЛ проводом АС 50	км	30,0	40,0	1200,0
Разом капітальних вкладень				10990,0

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

Таблиця 6.3 – Розрахунок умовних одиниць обладнання системи електропостачання частини Нікопольського району до реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вимикачі напругою 35 кВ	32,2	3,0	96,6
Силовий трансформатор	19,5	2,0	39,0
Вимикачі напругою 10 кВ	16,3	9,0	146,7
ПЛ 10 кВ на ж/б опорах	2,7	79,0	213,3
Шафи 10 кВ	2,4	9,0	20,8
Разом:			517,4

$$B_{\text{експл.1}} = 250 \cdot 517,4 = 129350 = 129,35 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 6.4 – Розрахунок умовних одиниць обладнання системи електропостачання частини Нікопольського району після реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вакуумний вимикач 35 кВ	19,3	3,0	57,9
Силовий трансформатор	19,5	2,0	39,0
Вакуумний вимикач 10 кВ	6,4	9,0	57,6
ПЛ-10 кВ	2,7	79,0	213,3
Шафи 10 кВ	2,4	9,0	21,6
Разом:			370,4

$$B_{\text{експл.2}} = 250 \cdot 370,4 = 92600,0 = 92,6 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в силових трансформаторах:

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

де S_p – розрахункова потужність ТП-35/10 кВ, кВА; $S_p = 5134,9$ кВА;
 S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА; $S_n = 2 \times 4000$ кВА;
 ΔP_k – номінальні втрати в обмотках трансформаторів, $\Delta P_k = 25,5$ (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_g – час роботи трансформатора на рік, $T_g = 8760$ год;
 $C_{\text{е.е.}}$ – середня вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії, $B = 7,2$ грн
[за даними Нікопольського РЕМ на 01.01.2026], переважно побутове навантаження.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах 35/10 кВ.

До реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТТ1}} = \left(\left(\frac{5090}{1800 + 2500} \right)^2 \cdot 25,5 \cdot 2000 + 4,7 \cdot 8760 \right) \cdot 7,2 \cdot 10^{-3} = 665,0 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТТ2}} = \left(\left(\frac{5134,9}{4000 + 4000} \right)^2 \cdot 33,5 \cdot 1500 + 6,2 \cdot 8760 \right) \cdot 7,2 \cdot 10^{-3} = 540,1 \text{ тис. грн.}$$

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.

Дані для розрахунку втрат електричної енергії в повітряних лініях системи 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
До реконструкції				
АС-25	10,0	0,95	1900	1201,0
АС-35	21,0	0,95	1900	1201,0
АС-35	49,0	0,95	1900	1606,1
АС-50	10,0	0,67	1900	1003,2
АС-70	9,0	0,56	1900	1350,7
Після реконструкції				
АС-50	58,0	0,56	1700	1261,3
АС-50	11,5	0,56	1700	1706,3
АС-50	12,5	0,56	1700	1103,7
АС-95	9,0	0,35	1700	1510,1

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ до реконструкції:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.е.е.ЛЛ 1}} &= \left(\frac{1201,0}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,95 \cdot 3,0 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1606,1}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,95 \cdot 8,6 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1003,2}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,67 \cdot 11,5 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1350,7}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,56 \cdot 9,0 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} = 5542,0 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ після реконструкції:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.е.е.ЛЛ 2}} &= \left(\frac{1261,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,56 \cdot 3,0 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1706,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,56 \cdot 8,6 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1103,7}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,56 \cdot 11,5 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1510,1}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,35 \cdot 9,0 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} = 3893,5 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Розрахуємо розмір амортизаційних відрахувань:

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

де H_a – норма амортизаційних відрахувань $H_a = 6,0\%$ [5, 6, 9];

K – розмір капіталовкладень, тис. грн.

Першочерговим етапом техніко-економічного аналізу є визначення базових капітальних вкладень в інфраструктуру системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району до початку її реконструкції. За даними Нікопольського РЕМ ці капіталовкладення становлять 7100 тис. грн.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо суму амортизаційних відрахувань до реконструкції:

$$B_{a1} = \frac{6,0}{100} \cdot 7100 = 426,0 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо суму амортизаційних відрахувань після реконструкції:

$$B_{a2} = \frac{6,0}{100} \cdot 10990,0 = 659,4 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо експлуатаційні витрати за рік:

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

До реконструкції:

$$\sum B_1 = 426,0 + 129,4 + (677,0 + 5542,0) = 6774,4 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$\sum B_2 = 659,4 + 92,6 + (540,1 + 3892,0) = 5184,1 \text{ тис. грн.}$$

Обсяги електроенергії, що реалізуються споживачам частини Нікопольського району [5, 6, 9]:

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

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:

$$W_{\text{пов}} = 5090 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2400 = 4789,0 \text{ тис. кВт год.}$$

Після реконструкції:

$$W_{\text{пов}} = 5134,9 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2400 \cdot 10^{-3} = 5310,0 \text{ тис. кВт год.}$$

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

До реконструкції:

$$C_{пер.1} = \frac{6774,4}{4789,0} = 1,4 \text{ грн.}$$

Після реконструкції:

$$C_{пер.2} = \frac{5184,0}{5435,0} = 0,95 \text{ грн.}$$

Чистий прибуток енергетичного підприємства обчислюється як різниця між виручкою від реалізації електричної енергії та її повною собівартістю:

$$\Pi_{до рек.} = (7,2 - 2,0 - 1,4) \cdot 4788,7 = 18197,1 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_{після рек.} = (7,2 - 2,0 - 0,95) \cdot 5310,0 = 22567,5 \text{ тис. грн.}$$

Додатковий прибуток (чистий економічний ефект), отриманий внаслідок збільшення обсягів відпуску корисної електроенергії та зниження собівартості її розподілу, визначається як різниця між прибутками підприємства після та до проведення реконструкції:

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

$$E = 22567,0 - 18197,1 = 4369,9 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо строк окупності капіталовкладень:

$$T_{ок.} = \frac{10990,0}{4369,9} = 2,5 \text{ роки.}$$

Приведені витрати до реконструкції:

$$З_{пр.1} = 6774,4 + 0,12 \cdot 7100 = 7626,4 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати після реконструкції:

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{np.2} = 5184,1 + 0,12 \cdot 10990,0 = 6502,9 \text{ тис. грн.}$$

Зменшення приведених витрат за другим варіантом обумовлене мінімізацією технологічних втрат електроенергії в розподільній мережі та зниженням операційних витрат на обслуговування модернізованого устаткування. Результати проведених техніко-економічних розрахунків комплексного проєкту реконструювання системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області повністю підтверджують його високу технічну доцільність та фінансову ефективність.

Техніко-економічні показники базового та проєктованого варіанта системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району зводимо в таблицю 6.6.

Таблиця 6.6 – Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту

Показники	До реконструкції	Після реконструкції
Додаткові капітальні вкладення, тис. грн.	–	10990,0
Річні експлуатаційні витрати, тис. грн	6774,4	5184,1
Кількість відпущеної корисної електроенергії за рік, тис. кВт·год	4789,0	5310,0
Питомі витрати на передачу і розподіл 1кВт·год електроенергії, грн.	1,4	1,0
Прибуток підприємства від транспортування електроенергії, тис. грн	18197,1	22567,5
Економічний ефект, тис. грн.	–	4369,9
Приведені витрати, тис. грн.	7626,4	6502,9
Строк окупності капітальних вкладень, рік	–	2,5

Згідно з результатами техніко-економічного аналізу, модернізація системи електропостачання району забезпечила збільшення обсягів корисного відпуску електричної енергії від підстанції «Вищетарасівка» та одночасне скорочення її технологічних втрат у розподільних мережах 10 кВ. Зазначені чинники зумовили отримання сумарного річного економічного ефекту в розмірі 4369,9 тис. грн. При цьому термін окупності додаткових капітальних інвестицій у реконструкцію, що становлять 10990,0 тис. грн, складає 2,5 роки. Показники техніко-економічних розрахунків наведені на аркуші 21ЕЕД.10950074.06.26.610000ТБ).

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційному проєкті вирішені питання реконструкції системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області.

На основі проведених у проєкті розрахунків розроблені заходи і технічні рішення, що дозволить підвищити надійність роботи розподільних електричних мереж частини району напругою 10 кВ. Це в свою чергу приведе до підвищення надійності системи електропостачання району а також до зниження втрат електричної енергії в елементах мережі (лініях і трансформаторах) і зменшення кількості тривалості перерв в електропостачанні.

Реконструкція системи електропостачання частини району шляхом заміни силових трансформаторів підстанції, її комутаційного обладнання та збільшення перерізу проводів повітряних ліній електропередавання дозволить в перспективі збільшити кількість відпущеної електроенергії від підстанції та зменшити витрати на втрати електроенергії.

Модернізація систем релейного захисту підстанції із застосуванням сучасних мікроелектронних пристроїв захисту дозволить зменшити кількість відмов обладнання та зменшити кількість хибних спрацьовувань захисту, що також значно підвищить надійність системи релейного захисту і дозволить скоротити число перерв в електропостачанні.

Термін окупності додаткових капітальних вкладень на реконструкцію системи електропостачання південно-східної частини Нікопольського району Дніпропетровської області становить 2,5 роки.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Харків : ФОРТ, 2017. 760 с.
2. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : Компрінт, 2021. 497с.
3. Сегеда, М. С. Електричні мережі та системи : підручник. 3-тє вид., доповнене та перероблене. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2015. 540 с.
4. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2011. 204 с.
5. 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.
6. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи електропостачання : навчальний посібник. Запоріжжя : Олді+, 2025. 238 с.
7. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. / Іноземцев Г. Б. та ін. Київ : ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. 526 с.
8. Козирський В. В., Каплун В.В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу. Київ : Аграрна освіта, 2011. 448с.
9. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посібн. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568 с.
10. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT) [Чинний від 08.12.2023]. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106226. (дата звернення : 25.05.2026).
11. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу 2019 р.). Харків : Індустрія, 2019. 592с. URL : https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=86234 (дата звернення : 25.05.2026).

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. / М. М. Черемісін та ін. Харків: ТОВ «В справі», 2016. 260 с.

13. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тепля В. В. Проектування електричної частини електричних станцій : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2009. 194 с.

14. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посібн. / А.Ю. Орлович та ін. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. 272 с.

15. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.

16. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах : навч. посіб. Київ : Вища школа, 2006. 367с.

17. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем : навчально-методичний посібник. Запоріжжя : ЗДІА, 2017. 165 с.

18. Ковальов В.М. Релейний захист і автоматика : конспект лекцій. Харків : ХНАМГ, 2008. 108 с.

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

20. Манідіна Є.А., Рижков В. Г., Манідін В. С. Електробезпека : навчально-методичний посібник. Запоріжжя: ЗДІА, 2015. 86 с.

21. Гандзюк М. П., Желібо Є. П., Халімовський М. О. Основи охорони праці: підручник, 3-є видання. Київ : Каравела, 2006. 392 с.

22. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2018. 120 с.

23. Проскурня О. М., Ганус О. І. Економіка в енергетиці : навч. посіб. Харків : НТУ «ХП», 2012. 272 с.

24. Ткаченко Н. М., Кулініченко В. Р. Економіка підприємств енергетичного комплексу : підручник. Київ : Алерта, 2017. 336 с.

					21ЕЕД.10950074.06.26.000000ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		