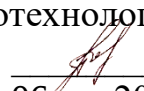


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій
к.т.н., доц.  Юлія Постол
« 12 » 06 2025 року

Пояснювальна записка

до кваліфікаційного проєкту
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

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

21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ

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


(підпис)

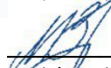
Д. С. Тараненко

Керівник, к.т.н, доцент


(підпис)

О. І. Коваленко

Консультант, к.т.н., доцент


(підпис)

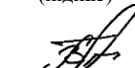
М. В. Зоря

Консультант, к.е.н., доцент


(підпис)

С.Л. Плотніченко

Нормоконтролер, к.т.н., доц.


(підпис)

В. Б. Гулевський

Рецензент


(підпис)

В. С. Маришкін

Запоріжжя, 2025 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 2024 року

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

Тараненку Денису Сергійовичу

1. Тема проєкту: Реконструкція електропостачання південної частини Павлоградського району Дніпропетровської області.

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

затверджені наказом ректора університету від 30 вересня 2024 року № 451-С.

2. Строк подання здобувачем проєкту: 12 червня 2025 року.

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

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

Вступ.

1. Аналіз стану системи електропостачання району.

2. Розрахунок електричної мережі району.

3. Вибір обладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

4. Релейний захист повітряних ліній 10 кВ.

5. Розробка пристрою контролю утворення ожеледі на проводах ПЛ 10 кВ.

6. Охорона праці.

7. Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту.

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

1. Мережі району електричні напругою 35 та 10 кВ. Схема електрична розташунок.
2. Підстанція 35/10 кВ «Троїцька». Кола первинної комутації. Схема електрична принципова.
3. Захист релейний повітряної лінії 10 кВ. Схема електрична принципова.
4. Пристрій контролю утворення ожеледі. Схема електрична функційна.
5. Трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Троїцька». 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
6	Зоря М. В., к.т.н., доцент	27.12.24	27.12.24
7	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	27.12.24	27.12.24

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2024 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

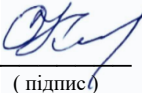
Назва етапів кваліфікаційного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1. Аналіз стану системи електропостачання району.	24.01.2025 р.	
2. Розрахунок електричної мережі району.	24.02.2025 р.	
3. Вибір обладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ.	15.03.2025 р.	
4. Релейний захист повітряних ліній 10 кВ.	01.04.2025 р.	
5. Розробка пристрою контролю утворення ожеледі на проводах ПЛ 10 кВ.	15.04.2025 р.	
6. Охорона праці.	30.04.2025 р.	
7. Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту.	05.06.2025 р.	
8. Підпис керівником проєкту.	11.06.2025 р.	
9. Підпис завідувачем кафедри.	12.06.2025 р.	

Здобувач вищої освіти


(підпис)

Д. С. Тараненко

Керівник проєкту, к.т.н., доцент


(підпис)

О. І. Коваленко

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД. 9685337.06.25.000000ПЗ			Реконструкція електропостачання			
2					південної частини			
3					Павлоградського району			
4					Дніпропетровської області.			
5					Пояснювальна записка.	90	–	
6	A1	21ЕЕД. 9685337.06.25.110000Э7			Мережі району електричні			
7					напругою 35 та 10 кВ. Схема			
8					електрична розташунок.	1	–	
9	A1	21ЕЕД. 9685337.06.25.310000Э3			Підстанція 35/10 кВ			
10					«Троїцька». Кола			
11					первинної комутації. Схема			
12					електрична принципова.	1	–	
13	A1	21ЕЕД. 9685337.06.25.410000Э3			Захист релейний повітряної			
14					лінії 10 кВ. Схема електрична			
15					принципова.	1	–	
16	A1	21ЕЕД. 9685337.06.25.510000Э2			Пристрій контролю			
17					утворення ожеледі. Схема			
18					електрична функційна.	1	–	
19	A1	21ЕЕД. 9685337.06.25.610000ВО			Підстанція 35/10 кВ			
20					«Троїцька». Грозозахист			
21					підстанції. Кресленик			
22					загального виду.	1	–	
23	A1	21ЕЕД. 9685337.02.25.710000ТБ			Показники техніко-	1	–	
24					економічні. Таблиця.			
25								
					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ			
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	Відомість технічного проєкту			
Розроб.		Тараненко Д.С.		10.02.25				
Перев.		Коваленко О.І.		11.02.25				
Н.контр.		Гулевський В.Б.		11.02.25				
Затв.		Постол Ю.О.		12.02.25				
						Літ.	Аркуш	Аркушів
							1	2
						ТДАТУ, 2025		

РЕФЕРАТ

Тараненко Д. С. Реконструкція електропостачання південної частини Павлоградського району Дніпропетровської області : кваліфікаційний проєкт. Запоріжжя : ТДАТУ, 2025. 90 с.

Обсяг кваліфікаційного проєкту – 90 аркуші, кількість рисунків – 9, кількість таблиць – 25.

У кваліфікаційному проєкті вирішені питання реконструкції системи електропостачання південної частини Павлоградського району Дніпропетровської області. Проведено аналіз стану обладнання електричних мереж напругою 10 кВ та підстанції 35/10 кВ. Вибрано схему електропостачання району та підстанції 35/10 кВ. Розраховано навантаження споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ та розподільної мережі 10 кВ, вибрано 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 мережі. За значеннями струмів к.з. та струмів навантаження вибрано обладнання та комутаційні апарати підстанції.

Розглянуті питання захисту розподільної мережі 10 кВ від аварійних режимів. Розраховано параметри релейного захисту ліній напругою 10 кВ, що відходять від підстанції. Розроблено принципову схему релейного захисту.

Розроблено систему сигналізації про утворення ожеледі на проводах розподільної мережі напругою 10 кВ.

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

Доцільність прийнятих технічних рішень підтверджено техніко-економічними розрахунками проєкту. Термін окупності капіталовкладень на реконструкцію системи електропостачання південної частини Павлоградського району становить близько двох років.

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 АНАЛІЗ СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ	10
1.1 Географо-економічний опис району електропостачання	10
1.2 Аналіз системи електропостачання району	11
1.3 Постановка задач кваліфікаційного проєкту	13
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ	14
2.1 Визначення навантаження споживачів електричної енергії	14
2.2 Визначення навантажень повітряних ліній 10 кВ	16
2.3 Розрахунок потужності силових трансформаторів підстанції	22
2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району	25
2.5 Вибір перерізу проводів ПЛ 10 кВ	28
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі	32
2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі.....	32
2.6.2 Схема заміщення мережі і визначення параметрів схеми мережі.....	34
2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі	38
2.6.4 Визначення струмів навантаження мережі району.....	40
3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	42
3.1 Вибір комутаційних апаратів напругою 35 кВ	43
3.2 Вибір комутаційних апаратів напругою 10 кВ	44
3.4 Вибір трансформаторів струму	46
3.5 Вибір трансформаторів напруги	47
3.6 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції	48
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ	50
4.1 Максимальний струмовий захист ліній 10 кВ	50
4.2 Струмова відсічка ліній 10 кВ	54

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

5 РОЗРОБКА ПРИСТРОЮ КОНТРОЛЮ УТВОРЕННЯ ОЖЕЛЕДІ НА ПРОВОДАХ ПЛ 10 кВ.....	58
5.1 Аналіз ожеледяної ситуації в районі електропостачання	58
5.2 Аналіз інформаційного забезпечення попередження ожеледяних аварій	61
5.3 Аналіз засобів сигналізації про утворення ожеледі на проводах ПЛ ..	63
5.4 Функційна схема пристрою контролю утворення ожеледі	66
6 ОХОРОНА ПРАЦІ	68
6.1 Аналіз стану охорони праці та електробезпеки на підприємстві..	68
6.2 Порядок допуску працівників до електромонтажних робіт	72
6.3 Захист обладнання підстанції від прямих ударів блискавки	74
7 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ	79
ВИСНОВКИ.....	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	89

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Електрифікація у всіх галузях народного господарства і побуту населення – один з важливих чинників технічного прогресу. Електропостачання виробничих підприємств і населених пунктів в сільській місцевості має свої особливості в порівнянні з електропостачанням промисловості і міст. Головна з них – необхідність підводити електричну енергію до значного числа малопотужних об'єктів, що розташовані на значній території.

Сказане вище показує, яке велике значення має вирішення проблеми якісного електропостачання сільського господарства та сільських районів. Від її раціонального рішення в значній мірі залежить економічна ефективність застосування електроенергії в сільському господарстві і побуті сільського населення.

Повітряними лініями електропередачі охоплені майже всі сільські населені пункти. Однак це не означає припинення робіт з їхнього спорудження і модернізації. Електричне навантаження в сільському господарстві безупинно зростають (інколи знижується), з'являється необхідність у розширенні ліній. Нове їхнє будівництво на селі усе більше замінюється систематичною реконструкцією. При цьому частина повітряних ліній замінюється підземними кабельними. У перспективі масштаби перекладу сільських ліній під землю будуть залежати від того, у якій кількості буде поставляти електропромисловість полегшений підземний кабель для цієї мети. Перспективним напрямком також є застосування для повітряних ліній електропередавання напругою 0,38, 6 та 10 кВ ізолюваних самоутримних проводів.

Найважливіший показник системи електропостачання – надійність подачі електроенергії у зв'язку із зростанням електрифікації сільськогосподарського виробництва, особливо із створенням в сільському господарстві підприємств промислового типу – підприємств

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

агропромислового комплексу (АПК). Всяке відключення (планове або не планове) завдає величезних збитків споживачам, особливо виробничим, і самій енергетичній системі в цілому.

На даний час необхідно застосовувати ефективні і економічно доцільні заходи по забезпеченню високої надійності системи електропостачання сільського господарства. Також необхідно максимально запобігти виникненню аварій в мережах визнаних різними чинниками, у тому числі і відкладеннями ожеледі на проводах повітряних ліній електропередавання.

Метою кваліфікаційного проекту є реконструкція існуючої системи електропостачання південної частини Павлоградського району Дніпропетровської області. При виконанні реконструкції системи електропостачання необхідно здійснити вибір рівня напруг в мережах району, визначити електричні навантаження окремих споживачів і споживчих підстанцій, вибрати оптимальне число і потужність трансформаторних підстанцій, вибрати конфігурацію електричних мереж та їх обладнання, спроектувати захист обладнання від аварійних режимів, спроектувати сигналізацію утворення ожеледі, розглянути питання охорони праці та визначити техніко-економічні показники проекту.

При реконструкції систем електропостачання та районних трансформаторних підстанцій широко впроваджуються заходи щодо підвищення надійності електропостачання споживачів – побутових і виробничих. Одним із таких заходів є забезпечення надійного захисту елементів мереж від аварійних режимів.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

1.1 Географо-економічний опис району електропостачання

Павлоградський район розташований в центральній частині Дніпропетровської області. Центр району – м. Павлоград, яке розташоване в 50 км від обласного центру.

Район розташований у центрі Західного Донбасу, у зоні центрального степу з недостатнім зволоженням. Район межує із Васильківським, Новомосковським, Петропавлівським, Синельниківським та Юр'ївським районами Дніпропетровської області та Близнюківським районом Харківської області. Територія району – 145,3 тис. га. За даними Головного управління статистики в Дніпропетровській області кількість населення в районі на 1 лютого 2021 року становила 28 869 осіб.

Територією району протікає багато невеликих річок: Тернівка, Самара, Мала Тернівка, Мала та Середня Терса, Вовча та ін. Клімат району посушливий. Взимку вологість повітря, із-за наявності великої кількості річок, – підвищена. Середньорічна температура повітря $+13^{\circ}\text{C}$. самі холодні місяці – січень і лютий, а самі теплі – липень і серпень. Безморозний період в районі триває в середньому 160 днів.

Середня температура зимового періоду становить -8°C , а літнього $+15^{\circ}\text{C}$. Абсолютний мінімум температури -29°C , а абсолютний максимум $+41^{\circ}\text{C}$.

Кількість атмосферних опадів складає в посушливі роки 250-350 мм на рік, а у вологі роки – до 700 мм. Відносна вологість повітря в теплий період складає 50-60%, а у зимовий в середньому складає 85-90%.

Район знаходиться в 3-й кліматичній зоні за товщиною стінки ожеледі і напором вітру. Для 3-го району можливе відкладення ожеледі вагою 15 Н/м та товщиною 19 мм; тиск вітру – до 500 Па; тиск вітру на провода, що покриті ожеледдю, становить 250 Па. Середньорічна грозова активність складає до 50 годин [1].

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рельєф місцевості району рівнинний з наявністю ярів, русел річок існуючих та пересохлих. В районі переважають північно-західні вітри.

В районі переважають чорноземи звичайні середньогумусні.

Провідна галузь промисловості Павлоградського району – вугледобувна, яка забезпечує найбільші обсяги реалізованої продукції.

Частина району електропостачання, що розглядається в проєкті включає в себе наступні населені пункти: с. Троїцьке, с. Писарівка Павлоградського району, та с. Великоолександрівка, с. Воскресенівка Васильківського району Дніпропетровської області.

Транспортні шляхи: шосейні дороги. Неподалік проходить залізниця (ст. Письменне та ст. Роздори).

Провідна сфера частини Павлоградського району, що розглядається в проєкті, агропромисловий комплекс, де працюють 56 сільськогосподарських підприємств. Також тут діють 14 млинів, 19 олійниць, 4 крупорушки, 6 цехів з виробництва макаронних виробів, цех із виготовлення ковбас, 12 пекарень.

На території району електропостачання розташовані сільськогосподарські підприємства різних форм власності. Основний напрям виробничої діяльності господарств: тваринництво, рослинництво та садівництво.

1.2 Аналіз системи електропостачання району

Район електропостачання, що розглядається у кваліфікаційному проєкті, отримує живлення повітряними лініями електропередавання напругою 10 кВ від трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Троїцька», яка розташована в зоні населеного пункту Троїцьке. Підстанція «Троїцька» в свою чергу отримує живлення по лінії 35 кВ від підстанції 35/10 кВ «Богданівка» (аркуш 21ЕЕД.9685337.06.25.110000Э7).

Споживчі трансформаторні підстанції району електропостачання напругою 10/0,4 кВ живляться фідерами напругою 10 кВ №53, 54 та 55. На даний час довжина вказаних фідерів перевищує рекомендовані значення, що веде до збільшення втрат напруги, і як наслідок – до зниження рівня напруги у споживачів нижче нормативного, тобто, до погіршення якості електропостачання (електричної енергії).

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Із відновленням сільськогосподарського виробництва в деяких населених пунктах виникає потреба в спорудженні і введенні в експлуатацію ряду нових споживчих ТП 10/0,4 кВ, що веде до перенавантаження ПЛ 10 кВ та силових трансформаторів підстанції «Троїцька».

Повітряні лінії електропередавання напругою 10 кВ району електропостачання збудовані 30 років назад і мають значні пошкодження опор та проводів. В районі електропостачання не передбачено контролю утворення ожеледі на проводах ліній електропередавання для своєчасного попередження персоналу району електричних мереж і запобігання в подальшому аварій.

Підстанція «Троїцька» є прохідною. Живлення її здійснюється лінією ПЛ-35 кВ від підстанції 35/10 кВ «Богданівка», а далі лінією 35 кВ здійснюється живлення підстанції 35/10 кВ «Тернівка».

На підстанції «Троїцька» встановлено два силових трансформатори напругою 35/10 кВ потужністю $S = 2500$ кВА та $S = 2500$ кВА. Від підстанції відходять три повітряних лінії (Ф-53, Ф-54 та Ф-55).

Існуюча підстанція 35/10 кВ з укрупненими блоками складається з ВРП 35 кВ, силових трансформаторів, КРП 10 кВ у вигляді сталевих шаф для зовнішнього встановлення і двох комплектів пристроїв височастотного зв'язку і телемеханіки.

ВРП напругою 35 кВ укомплектовано з готових до монтажу блоків апаратури напругою 35 кВ із відповідними металоконструкціями і блокуванням. Апаратуру і прилади вторинних кіл ВРП 35 кВ розміщено у спеціальних релейних шафах.

РП напругою 10 кВ підстанції 35/10 кВ «Троїцька» складається із семи шаф типу КРН-Ш-10: двох шаф вводу, чотирьох шаф ліній 10 кВ, що відходять, з масляними вимикачами ВМГ-10, шафи секційного вимикача, двох шаф власних потреб із трансформатором типу ТМ напругою 10/0,4 кВ і двох шаф із вимірювальними трансформаторами напруги типу НТМИ-10.

Захист обладнання підстанції від перенапруги виконано за допомогою вентильних розрядників РВС-35 та РВО-10. Комутація кожної повітряної лінії 10 кВ, що відходить від підстанції виконується за допомогою масляних вимикачів застарілої серії ВМГ-10.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В результаті проведеного аналізу системи електропостачання південної частини Павлоградського району, що живиться від підстанції «Троїцька», виявлено наступні недоліки:

- 1) довжина розподільних мереж напругою 10 кВ більша нормативної, що негативно позначається на рівні напруги у споживачів;
- 2) силові трансформатори підстанції та ПЛ 10 кВ працюють із перевантаженням;
- 3) низька надійність системи електропостачання;
- 4) обладнання підстанції морально та фізично застаріло;
- 5) релейний захист виконано на застарілій технічній базі;
- 6) в мережі електропостачання не передбачено контроль утворення ожеледі на проводах ПЛ10 кВ, що веде до частих аварій внаслідок відкладення ожеледі.

1.3 Постановка задач кваліфікаційного проєкту

У зв'язку із перерозподілом навантажень сільськогосподарських споживачів, перспективою розвитку району, необхідності розвантаження довколишніх підстанцій 35/10 кВ встала необхідність виконати реконструкцію системи електропостачання району, що живиться від підстанції «Троїцька».

У зв'язку із запланованою реконструкцією необхідно:

- змінити конфігурацію існуючих ПЛ 10 кВ;
- зменшити довжину існуючих фідерів 10 кВ і ввести нові фідери;
- перерахувати навантаження ТП 10/0,4 кВ та ПЛ 10 кВ для оцінки їх завантаження і якості електропостачання району;
- провести розрахунок та вибір потужності силових трансформаторів напругою 35/10 кВ;
- вибрати проводи та перевірити втрати напруги на ділянках ПЛ 10 кВ;
- розрахувати струми к.з. та струми навантаження мережі району;
- провести заміну застарілого обладнання підстанції та мереж 10 кВ;
- розрахувати релейний захист повітряних ліній 10 кВ;
- розробити систему контролю утворення ожеледі на проводах ПЛ 10 кВ;
- розробити заходи із охорони праці;
- розрахувати техніко-економічні показники проєкту.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ

2.1 Визначення навантаження споживачів електричної енергії

Для мережі району напругою 10 кВ навантаженням є споживчі трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ, від яких в свою чергу отримують живлення побутові та виробничі споживачі району. Розрахунок навантажень ведеться паралельно для денного і вечірнього максимумів навантаження [2-5].

Визначаємо денне і вечірнє навантаження споживчих ТП з урахуванням коефіцієнтів потужності, завантаження, зростання навантаження [2-5].

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

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

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

S_n – номінальна потужність трансформаторної підстанції, кВА;

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

κ_z – коефіцієнт завантаження;

$\kappa_{y\partial} \kappa_{y\epsilon}$ – коефіцієнт участі;

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

Значення коефіцієнтів вибираємо з літератури [2] з урахуванням виду навантаження і їх значення. Дані заносимо в таблицю 2.1. Визначення денного і вечірнього навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ виконуємо в таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 – Значення коефіцієнтів навантаження

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

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

№ ТП	Характер навантаж	S_n , кВА	$\cos \varphi_\phi$	$\cos \varphi_\epsilon$	K_3	$K_{y\phi}$	$K_{y\epsilon}$	K_{3p}	P_ϕ , кВт	P_ϵ , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ф-52										
ТП 92	змішане	630	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	483,6	301,2
ТП 94	змішане	630	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	483,6	301,2
ТП 51	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 50	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 52	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
Ф-53										
ТП 421	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5
ТП 551	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5
ТП 45	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5
ТП 37	побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	26,2	44,6
ТП 48	побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	66,5	113,4
ТП 568	змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 537	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 440	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 772	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 46	змішане	400	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	307,2	191,2
ТП 383	змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 44	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,8	76,5
ТП 632	побутове	160	0,90	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	66,5	113,4
ТП 619	побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	26,2	44,6
ТП 47	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5
ТП 621	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
Ф - 54										
ТП 768	побутове	250	0,90	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	103,9	177,1
ТП 769	побутове	250	0,90	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	103,9	177,1
ТП 93	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 95	змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 96	побутове	63	0,90	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	26,2	44,6
ТП 503	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 113	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5
ТП 542	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5
ТП 584	змішане	100	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,80	47,8
ТП 688	змішане	250	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 750	змішане	160	0,80	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						15

Продовження таблиці 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Φ - 55										
ТП 450	змішане	250	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 620	змішане	100	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 42	побутове	63	0,9	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	26,2	44,6
ТП 43	змішане	100	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	76,8	47,8
ТП 65	змішане	250	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 134	побутове	40	0,9	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	16,6	28,3
ТП 626	побутове	63	0,9	0,92	0,7	0,6	1,0	1,1	26,2	44,6
ТП 697	змішане	160	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,6	76,5
ТП 631	змішане	100	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 61	змішане	250	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	192,0	119,5
ТП 540	змішане	400	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	307,2	191,2
ТП 508	змішане	160	0,8	0,83	0,8	1,0	0,6	1,2	122,9	76,5

2.2 Визначення навантажень повітряних ліній 10 кВ

Розрахунок навантаження на окремих ділянках повітряних лінії 10 кВ зважаючи на їх різноманітність визначається шляхом підсумовування за допомогою надбавок, починаючи з кінця лінії [2-5].

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

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

ΔP_m – надбавка, що відповідає меншому навантаженню, кВт.

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

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

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ					Арк.
										16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Значення повних потужностей знаходять за формулою [2, 5-7]:

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

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

Для розрахунку потужностей необхідно схематично зобразити розташування підстанцій і вказати денне і вечірнє навантаження і коефіцієнт потужності, а також відстань між підстанціями. Для розрахунку наводимо розрахункові схеми повітряних ліній (рисунок 2.1-2.4).

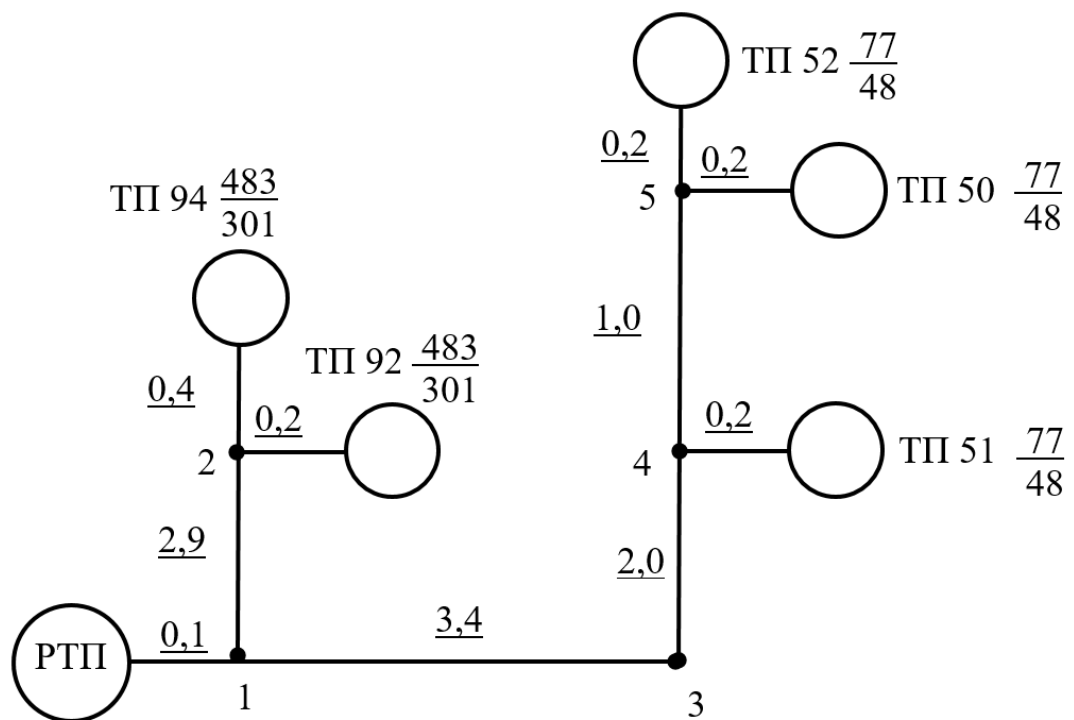


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема повітряної лінії (фідер 52)



Приклад розрахунку навантажень мережі для ділянки 4-5 (фідер 52).

$$P_{\phi} = 76,8 + \Delta(76,8) = 76,8 + 57,1 = 133,9 \text{ КВТ.}$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.0000000ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
10 - 9	338,8	284,8	192,0	119,5	148,6	89,2	487,4	374,0	0,81	0,86	597,8	434,3
ТП 46-9	307,2	191,2	-	-	-	-	307,2	191,2	0,80	0,83	381,0	230,2
9 - 7	487,4	374,0	307,2	191,2	240,6	148,0	728,0	522,0	0,81	0,85	898,6	614,1
ТП 440-8	76,8	47,8	-	-	-	-	76,8	47,8	0,80	0,83	96,0	57,6
ТП 772-8	76,8	47,8	-	-	-	-	76,8	47,8	0,80	0,83	96,0	57,6
8 - 7	76,8	47,8	76,8	47,8	57,1	34,7	133,9	82,5	0,80	0,83	167,4	99,4
7 - 6	728,0	522,0	134	82,5	101	61,5	82,9	583,5	0,81	0,85	1025	686,5
ТП 527-6	76,8	47,80	-	-	-	-	76,80	47,80	0,80	0,83	96,0	57,6
6 - 3	829,0	583,50	76,8	47,8	57,1	34,7	886,1	618,2	0,81	0,85	1096,0	727,3
ТП 45-2	122,8	76,50	-	-	-	-	122,8	76,5	0,80	0,83	153,6	92,2
ТП 551-2	122,8	76,50	-	-	-	-	122,8	76,5	0,80	0,83	153,6	92,2
ТП 37-4	26,2	44,60	-	-	-	-	26,2	44,6	0,90	0,92	29,1	48,5
ТП 48-5	66,5	113,40	-	-	-	-	66,5	113,4	0,90	0,92	73,9	123,3
ТП 68-5	192,0	119,50	-	-	-	-	192,0	119,5	0,80	0,83	240,0	144,0
5 - 4	192,0	119,50	66,5	119,5	44,0	90,0	246,2	209,5	0,83	0,87	292,10	234,7
4 - 3	241,2	204,20	26,2	44,6	17,4	32,4	258,6	236,2	0,83	0,88	310,60	268,4
3 - 2	886,1	618,20	258,6	27,0	202	182	1088,1	800,2	0,81	0,86	1332,5	930,5
2 - 1	1088,1	800,20	122,9	76,5	92,3	56,9	1180,4	857,1	0,81	0,85	1453,9	1008,4
1-ТП 421	1180,4	857,10	122,9	76,5	92,3	56,9	1272,7	914,0	0,81	0,85	1569,3	1075,3
ТП 421-РТП	1272,7	914,00	122,9	76,5	92,30	56,9	1365,0	970,9	0,81	0,85	1684,6	1142,2

Φ-54

ТП 93-7	76,8	47,8	-	-	-	-	76,8	47,8	0,80	0,83	96,0	57,6
ТП 688-7	192,0	119,2	-	-	-	-	192,0	119,2	0,80	0,83	240,0	144,0
7 - 6	192,0	119,2	76,8	47,8	57,1	34,7	249,1	153,9	0,80	0,83	317,4	185,4
ТП 750-6	122,9	76,5	-	-	-	-	122,9	76,5	0,80	0,83	153,6	92,2
6 -4	249,1	154,0	122,9	76,5	92,3	56,7	341,4	210,7	0,80	0,83	427,6	254,0
ТП 96-5	26,2	44,6	-	-	-	-	26,2	44,6	0,80	0,83	29,1	48,5
ТП 113-5	122,9	76,5	-	-	-	-	122,9	76,5	0,80	0,83	153,6	92,2
5 - 4	122,9	76,5	26,2	44,6	17,4	32,0	140,3	108,5	0,80	0,83	174,6	126,2
4 - 3	341,4	210,7	140,3	108,5	106,0	81,3	448,0	292,0	0,80	0,83	556,6	347,6
ТП 542-10	122,9	76,5	-	-	-	-	122,9	76,5	0,80	0,83	153,6	92,2
ТП 503-10	76,8	47,8	-	-	-	-	76,8	47,8	0,80	0,83	96,0	57,6
10 - 9	122,9	76,5	76,8	47,8	57,1	34,7	180,0	111,2	0,80	0,83	225,0	134,0
ТП 584-9	76,8	47,8	-	-	-	-	76,8	47,8	0,80	0,83	96,0	57,8
9 - 8	180,0	11,2	76,8	47,8	57,1	34,7	237,1	145,9	0,80	0,83	296,0	176,0
ТП 95-8	192,0	119,5	-	-	-	-	192,0	119,5	0,80	0,83	240,0	144,1
8 - 3	237,0	145,9	192,0	119,5	148,0	89,2	385,8	235,2	0,80	0,83	482,0	283,1
3 – 1	448,0	292,0	385,6	235,2	305,0	182,0	753,0	474,0	0,80	0,83	938,0	564,3

					21ЕЕД.9685337.06.25.0000000ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ТП 768-2	103,9	177,2	-	-	-	-	103,9	177,2	0,80	0,83	115,5	192,6
ТП 769-2	103,9	177,2	-	-	-	-	103,9	177,2	0,80	0,83	115,5	192,6
2 - 1	103,9	177,2	103,9	177,2	78,0	137,0	182,0	314,2	0,80	0,83	202,0	341,5
1 - РТП	753,0	474,0	182,0	314,2	141,0	247,0	894,0	721,0	0,80	0,83	1117,5	868,7
Φ-55												
ТП 65-6	192,0	119,2	-	-	-	-	192,0	119,2	0,80	0,83	240,1	143,6
ТП 134-6	16,6	28,3	-	-	-	-	16,6	28,3	0,80	0,83	18,5	30,8
6- ТП 43	192,0	119,2	16,6	28,3	10,7	20,1	202,7	139,3	0,80	0,83	250,9	163,9
ТП 43-5	202,7	139,3	76,8	47,8	57,3	34,7	260,0	171,8	0,80	0,83	322,7	204,5
ТП 697-5	122,9	76,5	-	-	-	-	122,9	76,5	0,80	0,83	153,6	92,2
5 - 4	206,0	171,8	122,9	76,5	92,3	56,7	352,3	228,7	0,80	0,83	438,1	272,4
ТП 42-4	26,2	44,6	-	-	-	-	26,2	44,6	0,80	0,83	29,1	48,5
4 - 3	352,3	228,8	26,2	44,6	17,4	32,1	369,7	260,9	0,80	0,83	456,5	306,9
ТП 626-3	26,2	44,6	-	-	-	-	26,2	44,6	0,99	0,92	29,1	48,5
3 - 2	369,7	260,8	26,2	44,6	17,4	32,1	387,1	292,9	0,82	0,86	475,1	340,6
ТП 61-8	192,0	119,5	-	-	-	-	192,0	119,5	0,80	0,83	240,0	143,6
ТП 631-8	192,0	119,5	-	-	-	-	192,0	119,5	0,80	0,83	240,0	143,6
ТП 540-8	307,2	191,2	-	-	-	-	307,2	191,2	0,80	0,83	381,0	230,4
			192,0	119,5	149,0	89,2						
8 - 7	307,2	191,2	192,0	119,5	149,0	89,2	604,4	369,6	0,80	0,83	761,7	445,2
ТП 508-7	122,9	76,5	-	-	-	-	122,9	76,5	0,80	0,83	153,6	92,2
7 - 2	604,4	369,6	122,9	76,5	92,3	56,7	696,7	427,6	0,80	0,83	871,1	514,1
ТП 450-2	192,0	119,5	-	-	-	-	192,0	119,5	0,80	0,83	240,1	143,6
			192,0	119,5	149,0	89,2						
2 - 1	696,7	426,7	387,1	292,9	306,0	230,0	1151,0	746,1	0,85	0,84	1430,3	888,2
ТП 620-1	76,8	47,8	-	-	-	-	76,8	47,8	0,80	0,83	96,0	57,6
1 - 0	1151,0	746,1	76,8	47,8	57,1	34,7	1208,1	780,7	0,80	0,84	1503,0	929,4

2.3 Розрахунок потужності силових трансформаторів підстанції

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

Потужність трансформаторів понижуючої підстанції приймається із умови забезпечення навантажень споживачів з урахуванням їх характеру.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дані про навантаження повітряних ліній напругою 10 кВ (фідерів), що відходять від підстанції «Троїцька», і його характер зведемо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Навантаження повітряних ліній напругою 10 кВ

Номер фідера	P_{ϕ} , кВт	P_{ϵ} , кВт	$\cos \varphi_{\phi}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{p.\phi}$, кВА	$S_{p.\epsilon}$, кВА
фідер 52	1009,0	620,0	0,80	0,83	1261,3	747,0
фідер 53	1365,0	970,9	0,81	0,85	1706,3	1142,2
фідер 54	894,0	721,0	0,81	0,85	1103,7	848,2
фідер 55	1208,1	780,7	0,80	0,84	1510,1	929,4

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

$$\cos \varphi_{\phi} = \frac{1009,0 \cdot 0,80 + 1365 \cdot 0,81 + 1208 \cdot 0,8 + 894,0 \cdot 0,81}{1009 + 1365 + 894,0 + 1208} = 0,81,$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = \frac{620,0 \cdot 0,83 + 721,0 \cdot 0,85 + 970,9 \cdot 0,85 + 780,7 \cdot 0,84}{620,0 + 721,0 + 970,9 + 780,7} = 0,84,$$

$$S_{\phi} = 5581,4 \cdot 0,92 = 5134,9 \text{ кВА}; \quad S_{\epsilon} = 3666,8 \cdot 0,92 = 3373,5 \text{ кВА}.$$

За розрахункову потужність трансформатора приймаємо $S_P = 5581,4$ кВА.

Вибір номінальної потужності трансформаторів виконуємо за економічними інтервалами навантаження, за умови їх роботи в нормальному режимі виходячи з умови [2, 7]:

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

де S_P – розрахункове навантаження підстанції, кВА;

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

n – кількість трансформаторів, $n = 2$.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$2031 \leq \frac{5134,9}{2} = 2567,5 \leq 2610.$$

Попередньо приймаємо трансформатор потужністю $S_n = 2500$ кВА.

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

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

де k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження.

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

де α – розрахунковий температурний градієнт, $\alpha = 0,89 \cdot 10^{-2}$ [2, 3, 7];

$k_{c.m.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, $k_{c.m.} = 1,57$ [2, 3, 7];

$t_{нов.}$ – середньодобова температура повітря розрахункового сезону, $t_g = -5$ °C;

$t_{нов.м.}$ – таблична температура повітря, $t_{нов.м.} = -10$ °C;

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

$$\frac{5134,9}{2 \cdot 2500} = 1,02. \quad 1,02 < 1,53.$$

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

За відсутності можливості резервування або відключення у післяаварійному режимі частини навантаження підстанції, вибір встановленої потужності двотрансформаторних підстанцій виконується за післяаварійним

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

режимом з умови відключення одного трансформатора і можливості забезпечення іншим трансформатором всього навантаження підстанції.

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

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

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

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

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

$$\frac{5134,9}{2500} = 2,05 > 1,64.$$

Умова (2.10) не виконується. Отже трансформатор потужністю 2500 кВА не забезпечить роботи із повним навантаженням підстанції в аварійному режимі роботи. Виходячи із цього приймаємо до встановлення на підстанції «Троїцька» два трансформатори потужністю 4000 кВА кожен.

2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району

Відхилення напруги у сільських споживачів при 100-процентному навантаженні не повинно виходити за межі мінус 5% і при 25-процентному навантаженні – за межі плюс 5% номінального [2, 7, 8].

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

Втрата напруги – це різниця між відхиленням напруги на початку і в кінці ділянки лінії. Максимальна втрата напруги в лінії буде при максимальному навантаженні.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для визначення допустимих втрат напруги складаємо таблицю, в якій враховуємо зміну напруги на кожному елементі електричної мережі від центру живлення до будь-якої контрольної точки мережі. В якості контрольних точок приймаємо найближчі і найвіддаленіші споживачі електричної енергії підстанцій в режимах 100 і 25%-го навантаження [2, 7].

На підстанції «Троїцька» встановлено силові трансформатори марки ТМН потужністю 4000 кВА. Номінальна напруга нижчої сторони 10,5 кВ. Отже постійна надбавка трансформатора дорівнює +5% [2, 7].

Силовий трансформатор із регулятором напруги під навантаженням (РПН). Схема регулювання напруги – автоматична. Керування здійснюється від реле напруги, точність його роботи становить $\pm 2,5\%$, тобто перемінна надбавка може здійснюватися ступенями через 2,5% в діапазоні від -10% до $+10\%$. Для розрахунку допустимих втрат напруги наводимо розрахункову схему мережі району напругою 35, 10 та 0,4 кВ (рисунок 2.5).

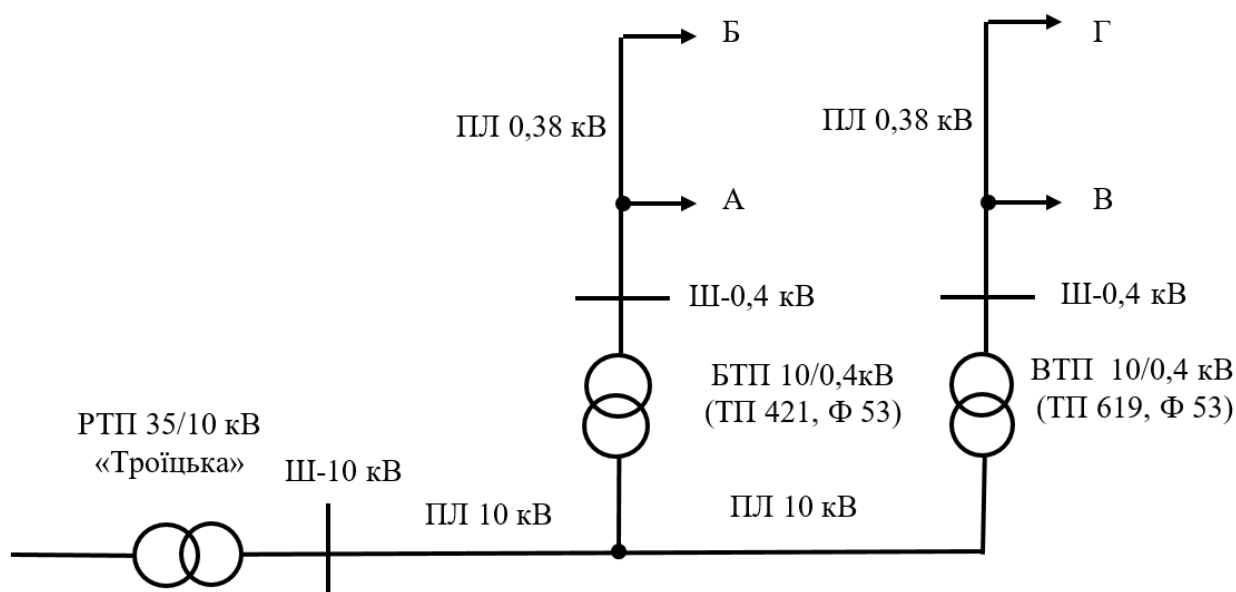


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема електричної мережі

Сумарні втрати напруги в лініях напругою 35, 10 та 0,4 кВ визначаємо за формулою [2]:

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{доп}^{100} = +5 + (+5 + 3 + 2,5 + 5) - (4 + 4) - (-5) = 17,5\%,$$

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

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

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

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

У відповідності із [2-3, 7] і з наведеними вище розрахунками заповнюємо таблицю відхилень напруги на елементах мережі (таблиця 2.5).

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

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

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

$$\delta U_{спож}^{25} = 0 + (5 + (-3) + 5 + 2,5) - (1 + 1 + 1) = +4,0\% < 5\%.$$

Умова (2.13) виконується.

Для найближчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ:

$$\Delta U_{доп}^{100} = +5 + (+5 + 3 + 5 - 2,5) - (4 + 4) - (-5) = 12,5\%.$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

$$\Delta U_{10}^{100} = 0\%.$$

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

Тоді для найближчого споживача БТП:

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

Таблиця 2.5 – Відхилення втрат напруги на елементах мережі

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

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

2.5 Вибір перерізу проводів ПЛ 10 кВ

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

Кожному значенню перерізу проводу відповідає інтервал навантажень, при яких приведені витрати будуть мінімальні. Економічні інтервали навантажень приведені у [2, 5, 7]. Провода вибирають за еквівалентною потужністю:

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

де k_{∂} – коефіцієнт динаміки зростання навантажень, $k_{\partial} = 0,7$;

S_p – розрахункове навантаження ділянки лінії, кВА.

Втрата напруги на розрахункових ділянках ліній:

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

де $\Delta U_{нит}$ – питомі втрати напруги, %/кВА·км [2];

l – довжина ділянки, км.

Якщо втрати напруги до віддаленого споживача перевищують допустимі значення (пункт 2.4), то площу перерізу проводів збільшують, починаючи з головних ділянок лінії. Розрахунок перерізу та вибір проводів ПЛ 10 кВ зводимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Вибір проводів ПЛ 10 кВ

Ділянка	S_p , кВА	$S_{екв}$, кВА	l , км	$F_{доп}$, мм ²	Втрати напруги, %			$F_{доп}$, мм ²	Втрати напруги, %		
					$\Delta U_{нит}$, %/кВА·км	На ділянці	до РТП		$\Delta U_{нит}$, %/кВА·км	на ділянці	до РТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ф-52											
ТП 50 - 5	96,0	67,2	0,2	35	0,00087	0,02	1,36				
ТП 52 - 5	96,0	67,2	0,2	35	0,00087	0,02	1,36				
5 - 4	167,4	117,2	1,0	35	0,00087	0,15	1,34				
ТП 51- 4	96,0	67,2	0,2	35	0,00087	0,02	1,21				
4 - 1	239,0	167,3	5,4	35	0,00087	1,12	1,19				
ТП 94 - 2	604,8	423,4	0,42	35	0,00087	0,21	2,17				
ТП 92 - 2	604,8	423,4	0,2	35	0,00087	0,11	1,96				
2 - 1	1086,3	760,4	2,9	70	0,00056	1,78	1,85				
1 - РТП	1261,3	882,9	0,1	70	0,00056	0,07	0,07				

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ						Арк.
											29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Продовження таблиці 2.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Φ-53											
ТП 621 - 14	96,0	67,2	0,4	35	0,00087	0,03	4,46				
ТП 47 - 14	153,6	107,5	0,2	35	0,00087	0,02	4,45				
14 - 13	224,9	157,4	1,5	35	0,00087	0,29	4,42				
ТП6 19 - 13	29,1	20,4	0,2	35	0,00087	0,01	4,13				
13 - 12	243,1	170,2	0,2	35	0,00087	0,04	4,13				
ТП 632 - 12	73,9	51,7	0,2	35	0,00087	0,01	4,10				
12 - 11	296,4	207,5	1,0	35	0,00087	0,26	4,09				
ТП 44 - 11	153,6	107,5	1,7	35	0,00087	0,29	4,05				
11 - 10	412,0	288,4	0,8	35	0,00087	0,29	3,82				
ТП 383 - 10	240,0	168,0	0,2	35	0,00087	0,04	3,58				
10 - 9	597,8	418,5	0,2	35	0,00087	0,11	3,54				
ТП 46 - 9	381,0	263,7	0,2	35	0,00087	0,07	3,50				
9 - 7	898,6	629,1	0,2	70	0,00056	0,10	3,43				
ТП 440 - 8	96,0	67,2	0,1	70	0,00056	0,01	3,37				
ТП 772 - 8	96,0	67,2	0,3	35	0,00087	0,02	3,38				
8 - 7	167,4	117,2	0,2	35	0,00087	0,03	3,36				
7 - 6	1025	717,5	0,4	70	0,00056	0,23	3,33				
ТП 517 - 6	96,0	67,2	0,5	35	0,00056	0,04	3,14				
6 - 3	1096	767,6	0,5	70	0,00056	0,31	3,10				
ТП 45 - 2	153,6	107,5	0,2	35	0,00087	0,03	1,52				
ТП 551 - 2	153,6	107,5	0,4	35	0,00087	0,05	1,71				
ТП 37 - 4	29,1	20,4	0,4	35	0,00087	0,01	2,94				
ТП 48 - 5	73,9	51,7	0,2	35	0,00087	0,01	2,96				
ТП 68 - 5	240,0	168,0	0,4	35	0,00087	0,08	3,04				
5 - 4	292,1	204,5	0,1	35	0,00087	0,03	2,95				
4 - 3	310,6	217,4	0,5	35	0,00087	0,14	2,93				
3 - 2	1338,5	937,0	1,5	70	0,00056	1,13	2,79				
2 - 1	1453,9	1017,7	0,2	70	0,00056	0,16	1,65				
1 – ТП 421	1569,3	1098,5	0,4	70	0,00056	0,35	1,49				
ТП 421 - РТП	1684,6	1179,2	1,2	70	0,00056	1,14	1,14				
Φ- 54											
ТП 93 - 7	96,0	67,2	0,5	35	0,00087	0,04	6,05				
ТП 688 - 7	240,0	168,1	0,1	35	0,00087	0,01	6,02				
7 - 6	317,4	217,9	1,0	35	0,00087	0,27	6,01				
ТП 750 - 6	153,6	107,5	0,2	35	0,00087	0,03	5,18				
ТП 96 - 5	29,1	20,4	0,3	35	0,00087	0,01	5,16				

					21ЕЕД.9685337.06.25.0000000ПЗ	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.6.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТП 113 - 5	153,6	107,5	0,2	35	0,00087	0,03	5,18				
5 - 4	174,6	122,2	1,0	35	0,00087	0,15	5,15				
6 - 4	427,6	299,0	2,0	35	0,00087	0,75	5,75				
4 - 3	556,6	389,6	1,0	70	0,00056	0,30	5,0				
ТП 542 - 10	153,6	107,2	0,8	35	0,00087	0,11	5,17				
ТП 503 - 10	96,0	67,2	0,2	35	0,00087	0,02	5,06				
10 - 9	225,0	157,5	0,4	35	0,00087	0,08	5,04				
ТП 584 - 9	96,0	67,2	0,2	35	0,00087	0,02	4,98				
9 - 8	296,0	207,2	0,4	35	0,00087	0,10	4,96				
ТП 95 - 8	240,0	168,0	0,2	35	0,00087	0,04	4,90				
8 - 3	482,0	337,4	0,4	35	0,00087	0,16	4,86				
3 - 1	938,0	656,6	1,0	70	0,00056	0,53	4,70				
ТП 768 - 2	115,5	80,8	0,2	35	0,00087	0,02	4,19				
ТП 769 - 2	115,5	80,8	1,0	35	0,00087	0,10	4,18				
2 - 1	202,0	141,4	0,1	35	0,00087	0,02	4,17				
1 - 0	1091,0	763,7	6,5	70	0,00056	3,97	3,97				
Φ - 55											
ТП 65 - 6	241,1	168,1	0,2	35	0,874	0,04	6,56				5,29
ТП 134 - 6	18,5	12,9	0,2	35	0,886	0,003	6,59				5,25
ТП 43 - 6	250,9	175,6	0,2	35	0,876	0,04	6,52				5,25
ТП 43 - 5	322,7	225,8	0,4	35	0,876	0,11	6,47				5,20
ТП 697 - 5	153,6	107,5	0,2	35	0,874	0,03	6,39				5,12
5 - 4	438,1	306,7	0,4	35	0,876	0,15	6,36				5,09
ТП 42 - 4	29,1	20,4	0,4	35	0,886	0,01	6,22				4,95
4 - 3	456,5	319,6	1,0	35	0,876	0,40	6,21	70	0,00056	0,26	4,94
ТП 626 - 3	29,1	20,4	0,2	35	0,886	0,01	5,81				4,69
3 - 2	475,1	332,5	2,0	35	0,878	0,83	5,81	70	0,00056	0,54	4,68
ТП 61 - 8	240,0	168,0	0,4	35	0,874	0,08	6,71	70	0,00056	0,05	5,39
ТП 631 - 8	240,0	168,0	0,4	35	0,874	0,08	6,71	70	0,00056	0,05	5,39
ТП 540 - 8	381,0	266,7	0,4	35	0,874	0,13	6,75	70	0,00056	0,09	5,43
8 - 7	761,7	533,2	1,0	35	0,874	0,66	6,62	95	0,00048	0,36	5,34
ТП 508 - 7	153,6	107,5	0,8	35	0,874	0,11	6,06				5,08
7 - 2	871,1	609,7	2,0	70	0,565	0,98	5,96	95	0,00048	0,83	4,98
ТП 450 - 2	240,1	168,0	0,2	35	0,874	0,04	5,01				4,19
2 - 1	1430,3	1001,2	3,0	70	0,565	2,42	4,97	95	0,00048	1,99	4,15
ТП 620 - 1	96,0	67,2	4,0	35	0,874	0,34	2,89				2,49
1-РТП	1503,0	1052,1	3,0	70	0,565	2,55	2,55	95	0,00048	2,15	2,15
21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ											
											Арк.
											31
ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

Згідно до вимог ПУЕ [1] для 3-го кліматичного району за товщиною стінки ожеледі мінімальний переріз алюмінієвих та сталевалюмінієвих проводів становить 50 мм². Тоді для усіх ділянок ПЛ 10 кВ району електропостачання де за мінімальними приведеними витратами обрано провід 35 мм² (таблиця 2.6) приймаємо провода перерізом 50 мм². Остаточо до встановлення в мережі 10 кВ району приймаємо провода марки АС перерізом 50, 70 та 95 мм² (аркуш 21ЕЕД.9685337.06.25.110000Э7 графічної частини проєкту).

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі

2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі

Коротке замикання – це аварійний режим роботи мережі, при якому виникає не передбачене нормальним режимом роботи з'єднання струмопровідних частин різних фаз між собою або із нульовим проводом і землею (для мереж із глухо заземленою нейтраллю), в наслідок чого виникає значне збільшення струму в мережі (у десятки, або сотні разів) [2-11].

Суттєва кількість коротких замикань виникає внаслідок порушення ізоляції струмопровідних частин, причиною якого є: старіння або механічне пошкодження ізоляції, комутаційна або атмосферна перенапруга, перекриття голих струмопровідних частин птахами, або мокрими гілками дерев [2-11].

При короткому замиканні загальний опір у системі зменшується (ступінь зменшення залежить від віддаленості точки короткого замикання), що призводить до збільшення струму порівняно з нормальним режимом. Крім цього, коротке замикання зумовлює значне зниження напруги в окремих точках системи, особливо близьких до місця короткого замикання.

У мережах із ізольованою, а також із скомпенсованою нейтраллю (мережі 6...35 кВ) при замиканнях однієї фази на землю не виникає потреби в негайному вимиканні пошкодженої ділянки. Така мережа може працювати з заземленою фазою протягом кількох годин [1, 2].

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У кваліфікаційному проєкті розрахунок струмів короткого замикання виконуємо для вибору і перевірки апаратури та струмоведучих частин підстанції на термічну і динамічну стійкість в режимі к.з., а також для проєктування релейного захисту обладнання [5].

В якості розрахункової схеми для визначення струму короткого замикання приймаємо схему нормального режиму роботи електрообладнання, не враховуючи можливі короточасні видозміни цієї схеми при оперативних переключеннях.

Розрахункова схема електричної мережі підстанції «Троїцька» представлена на рисунку 2.6. Розрахунковими точками є (рисунок 2.6): шини вищої напруги 35 кВ і шини нижчої напруги 10 кВ, а також найбільш наближені та найбільш віддалені від підстанції точки мережі 10 кВ [5].

Напруги всіх елементів мережі приймають рівними середній номінальній напрузі ступеня де розраховується к.з..

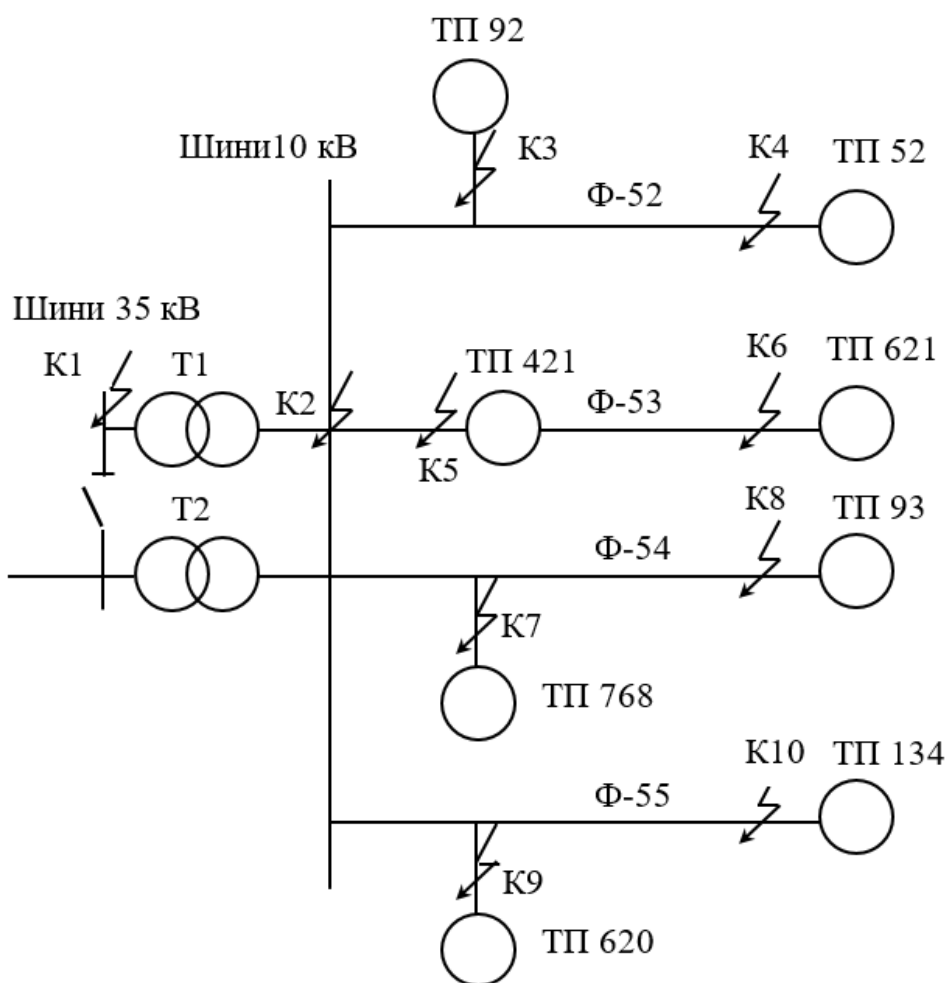


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема електричної мережі району

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

2.6.2 Схема заміщення мережі і визначення параметрів схеми

За розрахунковою схемою мережі району (рисунк 2.6), складаємо схему заміщення. На схемі заміщення всі елементи мережі замінюємо опорами.

Усі магнітопов'язані кола за схемою заміщення замінюють колами, що пов'язані електрично, тому всі опори зводять до одного ступеня напруги (здебільшого ступеня, на якому розміщена точка к.з.).

При складанні схеми заміщення для електроустановок напругою вище 1000 В враховуємо індуктивний опір трансформаторів і повітряних ліній. Активний опір враховуємо тільки для повітряних ліній із проводами із значною площею поперечного перерізу [5]. Схема заміщення мережі наведена на рисунку 2.7.

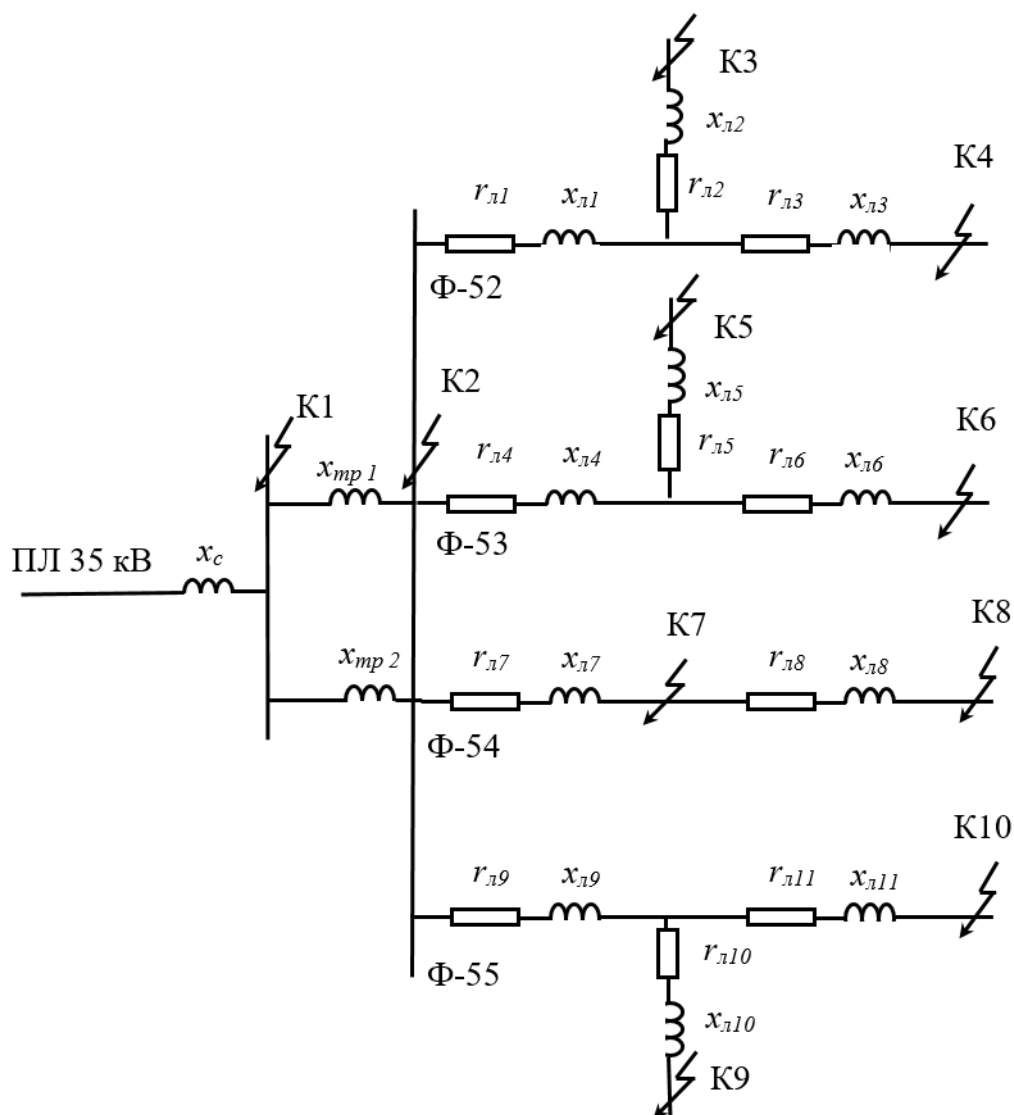


Рисунок 2.7 – Схема заміщення електричної мережі району

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

При відомих опорах для такої схеми можна визначити струми і потужності к.з. в точках мережі. Необхідно розрахувати опір кожного окремого елемента мережі і результуючі опори до кожної точки к.з. мережі району.

Приводимо до базисної напруги опори схеми заміщення.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{KC \max}^{(3)} = 4,1 \text{ кА};$$

$$I_{KC \min}^{(3)} = 3,0 \text{ кА}.$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір системи, що живить район, визначаємо із виразу:

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

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

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

$$x_{*c \min} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 4,1 \cdot 37} = 0,38.$$

$$x_{*c \max} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 3,0 \cdot 37} = 0,52.$$

Опір трансформатора знаходимо за формулою [5, 7]:

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

де $u_{\kappa} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора, $u_{\kappa} \% = 7,5\%$ [5, 10].

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

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

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

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

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

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

$$X_{*min K2} = 0,38 + 1,1 = 1,48;$$

$$X_{*max K2} = 0,52 + 2,6 = 3,12.$$

Активний і індуктивний опір ліній визначається за формулами:

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

де r_o – питомий активний опір проводу, Ом/км [2];

ℓ – довжина лінії, км.

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

де X_o – питомий індуктивний опір проводу, Ом/км [2];

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

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

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

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

Таблиця 2.7 – Значення опору до точок короткого замикання мережі

Ділянка мережі	Точки к.з.	Режим	$Z_{*рез}$,
1	2	3	4
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 35 кВ	К1	min	0,38
		max	0,52

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.7.

1	2	3	4
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 10 кВ	K2	min	1,48
		max	3,12
Φ - 52	K3	min	5,44
		max	6,91
	K4	min	7,63
		max	8,76
Φ - 53	K5	min	2,00
		max	3,58
	K6	min	7,62
		max	8,78
Φ - 54	K7	min	2,12
		max	3,68
	K8	min	9,44
		max	10,48
Φ-55	K9	min	5,86
		max	7,11
	K10	min	6,88
		max	8,22

2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі

Струм короткого замикання визначається за формулою:

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

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

Визначаємо значення струму к.з. у точці K1 приведене до сторони 35 кВ:

$$I_{\kappa \max K1}^{(3)} = \frac{1,56}{0,38} = 4,1 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa \min K1}^{(3)} = \frac{1,56}{0,52} = 3,0 \text{ кА}.$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$I_{\kappa \max K2}^{(3)} = \frac{5,5}{1,48} = 3,7 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa \min K2}^{(3)} = \frac{5,5}{3,12} = 1,76 \text{ кА}.$$

Ударний струм триполюсного к.з.:

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

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

Струм двополюсного короткого замикання:

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

Потужність триполюсного к.з. визначаємо за формулою:

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

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

Таблиця 2.8 – Струми короткого замикання мережі району

Ділянка мережі	Точки к.з.	Режим	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	i_y , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	$S_{\kappa}^{(3)}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 35 кВ	К1	max	4,1	8,7	3,6	262,4
		min	3,0	6,3	2,6	192,0
Шини трансформатора 35/10 кВ зі сторони 10 кВ	К2	max	3,70	5,34	3,28	68,6
		min	1,76	2,54	1,56	32,7
Ф - 52	К3	max	1,0	1,4	0,87	18,2
		min	0,79	1,1	0,68	14,3
	К4	max	0,74	1,02	0,65	13,1
		min	0,65	0,88	0,55	11,4

Продовження таблиці 2.8.

1	2	3	4	5	6	7
Φ - 53	K5	max	2,75	3,89	2,39	50,1
		min	1,54	2,28	1,34	27,9
	K6	max	0,72	1,02	0,63	13,1
		min	0,63	0,88	0,54	11,4
Φ - 54	K7	max	2,59	3,70	1,57	47,1
		min	1,49	2,11	1,05	27,2
	K8	max	0,58	0,82	0,56	10,6
		min	0,53	0,74	0,49	9,5
Φ-55	K9	max	0,94	1,33	0,82	17,1
		min	0,77	1,09	0,67	14,1
	K10	max	0,80	1,12	0,69	14,5
		min	0,67	0,95	0,58	12,2

2.6.4 Визначення струмів навантаження мережі району

Так як вибір електричних апаратів і струмоведучих частин мережі та підстанції виконується для нормального режиму роботи за нагріванням яке допускається при тривалому протіканні робочого струму, то необхідно визначити величину цього струму для різних ділянок електричної мережі району електропостачання.

Розрахунок струмів навантаження елементів електричної мережі виконуємо в табличній формі (таблиця 2.9).

Таблиця 2.9 – Розрахунок робочих та номінальних струмів елементів мережі

Елемент мережі	Розрахункові формули	Розрахункові значення
1	2	3
Фідер 52	$I_{p.max} = \frac{S_{p.max\ 52}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.max} = \frac{1261,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72,9\text{ А}$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Продовження таблиці 2.9.

1	2	3
Фідер 53	$I_{p.\max} = \frac{S_{p.\max 53}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.\max} = \frac{1684,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 97,3 \text{ А}$
Фідер 54	$I_{p.\max} = \frac{S_{p.\max 54}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.\max} = \frac{1118,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 74,6 \text{ А}$
Фідер 55	$I_{p.\max} = \frac{S_{p.\max 55}}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{p.\max} = \frac{1503,0}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86,9 \text{ А}$
Секція шин I	$\sum I_{CI} = I_{p52} + I_{p53};$	$\sum I_{CШI} = 79,2 + 97,3 = 176,5 \text{ А}$
Секція шин II	$\sum I_{CII} = I_{p54} + I_{p55}$	$\sum I_{CШII} = 76,4 + 86,9 = 163,3 \text{ А}$
Навантаження на секції з урахуванням коефіцієнту одночасності		
Секція шин I	$I_{CШI} = k_{od} \sum I_{CШI}$	$I_{CШI} = 0,9 \cdot 176,5 = 158,9 \text{ А}$
Секція шин II	$I_{CШII} = k_{od} \sum I_{CШII}$	$I_{CШII} = 0,9 \cdot 163,3 = 147,0 \text{ А}$
Трансформатор	$I_{н.т} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{н.т} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66,1 \text{ А}$
		$I_{н.т} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220,2 \text{ А}$
З урахуванням перенавантаження	$I_{н.т(пер)} = k \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{н.т(пер)} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,5 \text{ А}$
		$I_{н.т(пер)} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 283,1 \text{ А}$
З урахуванням РПН	$I_{н.т(РПН)} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$	$I_{н.т(РПН)} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 31,5} = 73 \text{ А}$
		$I_{н.т(РПН)} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,5 \text{ А}$

Розраховані у розділі 2 струми короткого замикання та струми навантаження елементів електричної мережі району в подальшому будуть використані для вибору обладнання.

З ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Вибір електричних апаратів районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Троїцька» проводимо шляхом порівняння їх номінальних, паспортних (каталожних) параметрів з розрахунковими значеннями струму і напруги електроустановок (мережі). На підстанції необхідно провести вибір високовольтних вимикачів і роз'єднувачів на стороні 35 та на стороні 10 кВ, трансформаторів струму, трансформаторів напруги та трансформаторів власних потреб.

Номінальний струм та напругу можна дізнатися з каталогів та прайс-листів на офіціальних сайтах виробників, або дистриб'юторів [5, 7]:

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

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

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

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

Захисні комутаційні та комутаційні апарати, що призначені для комутації електричних кіл в аварійних режимах, крім того вибирають з урахуванням струму або потужності відключення [5, 7]:

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

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

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

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

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

Всі апарати перевіряються на термічну та електродинамічну стійкість до струмів кз, що дозволяє уникнути пошкоджень обладнання під час роботи [12].

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Під електродинамічною стійкістю обладнання розуміють здібність апарата або шинних конструкцій протистояти короткочасним зусиллям, які виникають при проходженні струмів к.з. без пошкоджень. При перевірці динамічної стійкості електричних апаратів порівнюють максимальний допустимий струм $i_{\max}$ (за каталогом) для певного апарата з ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ за співвідношенням [5, 7, 11]:

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

де $i_{\max}$ – максимальний допустимий струм апарату [5, 7, 11];

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

Перевірка на термічну стійкість – порівняння номінального струму термічної стійкості апарату I_t , що гарантується заводом протягом часу t , з розрахунковим усталеним струмом короткого замикання $I_{\infty}^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)}$ і приведеним часом дії короткого замикання t_{np} (термічна стійкість):

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

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

$$t_{np} = t_3 + t_6, \quad (3.7)$$

де t_3 – витримка часу спрацювання струмового захисту, с.

t_6 – власний час відключення вимикача.

3.1 Вибір комутаційних апаратів підстанції на стороні 35 кВ

Робоча напруга та струм є основними параметрами, що впливають на придатність обраного обладнання до використання (також важливими характеристиками є кліматичне виконання та категорія розміщення). Тому вибір обладнання та електричних апаратів підстанції виконуємо шляхом порівняння номінальних паспортних даних з відповідними розрахованими

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

значеннями струмів і напруг елементів електроустановок. Вибір апаратів напругою 35 кВ виконуємо в табличній формі – таблиця 3.1 та 3.2 [2, 5, 10].

Таблиця 3.1 – Вибір високовольтних вимикачів напругою 35 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	35 кВ	$U_{н.ап}$	35 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	35кВ = 35кВ
$I_{\max.роб}$	92,5 А	$I_{н.ап}$	630 А	$I_{н.доп} \geq I_{\max.р}$	630 А > 92,5 А
$I_{\kappa \max}^{(3)}$	4,1кА	$I_{н.відкл}$	20,0 кА	$I_{н.відкл} \geq I_{\kappa \max}^{(3)}$	20,0кА > 4,1кА
$i_y^{(3)}$	8,7 кА	$i_{\max}$	20 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	20кА > 8,7кА
$B_{\kappa} = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$4,1^2 \times 2,8 = 48 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$20,0^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	$1600 \text{ кА}^2 \text{ с} > 48 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Приймаємо до встановлення три вимикача типу ВБ4-П-35-У2 із приводом ПП-67 [10].

Таблиця 3.2 – Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	35 кВ	$U_{н.ап}$	35 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	35кВ = 35кВ
$I_{\max.роб}$	92,5 А	$I_{н.ап}$	630 А	$I_{н.доп} \geq I_{\max.р}$	630 А > 92,5 А
$i_y^{(3)}$	8,7 кА	$i_{\max}$	16 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	16кА > 8,7кА
$B_{\kappa} = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$4,1^2 \times 2,8 = 48 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$12,5^2 \times 4 = 625 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	$625 \text{ кА}^2 \text{ с} > 48 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Приймаємо до встановлення роз'єднувачі типу РЛНД-35/630 із приводом ПР-90 [10].

3.2 Вибір комутаційних апаратів підстанції на стороні 10 кВ

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 3.3 – Вибір високовольтних вимикачів на стороні 10 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	10 кВ	$U_{н.ап}$	10 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	10кВ = 10кВ
$I_{\max,роб}$	283,1 А	$I_{н.ап}$	630 А	$I_{н.ап} \geq I_{\max,р}$	630 А > 283,1А
$I_{к\max}^{(3)}$	3,7 кА	$I_{н.відкл}$	20,0 кА	$I_{н.відкл} \geq I_{к\max}^{(3)}$	12,5кА > 3,7кА
$i_y^{(3)}$	5,34 кА	$i_{\max}$	52 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	52кА > 5,34кА
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$3,7^2 \times 2,3 = 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$20^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_k$	$1600 \text{ кА}^2 \text{ с} > 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Приймаємо до встановлення два вимикачі вводу типу ВР-1-10-20/630 У2 із вмонтованим електромагнітним приводом [10].

Таблиця 3.4 – Вибір вимикачів ліній 10 кВ і секційного вимикача

Лінія	Тип	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	Номинальний струм відключення, кА	Тип приводу
Ф-52	ВР-1-10-20/630	10	630	20	вмонт.
Ф-53	ВР-1-10-20/630	10	600	20	вмонт.
Ф-54	ВР-1-10-20/630	10	630	20	вмонт.
Ф-55	ВР-1-10-20/630	10	630	20	вмонт.
Секц. вим.	ВР-1-10-20/630	10	630	20	вмонт.

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

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

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	10 кВ	$U_{н.ап}$	10 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	10кВ = 10кВ
$I_{\max,роб}$	283,1 А	$I_{н.ап}$	630 А	$I_{н.ап} \geq I_{\max,р}$	630 А > 283,1А
$i_y^{(3)}$	5,34 кА	$i_{\max}$	52 кА	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	52кА > 5,34кА
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	$3,7^2 \times 2,3 = 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t$	$20^2 \times 4 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_k$	$1600 \text{ кА}^2 \text{ с} > 31,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму вибираємо за номінальною напругою, номінальним первинним та вторинним струмом, родом установаження, типом. У режимі короткого замикання необхідно перевірити трансформатор струму на динамічну і термічну стійкість. Умови вибору наведені в таблиці 3.6.

Багатооб'ємні масляні вимикачі на напругу 35 кВ, що прийняті в проєкті до встановлення мають вбудовані трансформатори струму, які використовуються для приєднання релейного захисту підстанції на стороні 35 кВ.

Таблиця 3.6 – Вибір трансформаторів струму на стороні 10 кВ

Розрахункові дані		Параметри апарата		Умови вибору	
$U_{н.мер.}$	10 кВ	$U_{н.ап}$	10 кВ	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер.}$	10 кВ = 10 кВ
$I_{max.роб}$	283,1 А	$I_{н..ап}$	300 А	$I_{н.ап} \geq I_{max.p}$	300 А > 283,1 А
$i_y^{(3)}$	5,34 кА	$\kappa_{дин} \sqrt{2} I_{1н}$	141 кА	$i_y^{(3)} \leq \kappa_{д} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н}$	5,34 кА < 141 кА
$B_k = [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi}$	31,5 кА ² с	$(\kappa_m I_{1н})^2 t$	900 кА ² с	$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (\kappa_t I_{1н})^2 \cdot t$	31,5 кА ² с < 900 кА ²

Для шафи вводу 10 кВ вибираємо два трансформатори струму ссерії ТПЛ-10М-0,5/Р-300/5 [10]. Аналогічно вибираємо трансформатори струму для ліній, що відходять, і секційного вимикача 10 кВ (таблиця 3.7).

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

Лінія	Тип трансформатора струму	$U_{н.ап},$ кВ	$I_{max.роб},$ А	$I_{н..ап},$ А	Динамічна стійкість		Термічна стійкість	
					$i_y^{(3)},$ кА	$\kappa_{дин} \sqrt{2} I_{1н},$ кА	$[I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{\phi},$ кА с ²	$(\kappa_m I_{1н})^2 t$ кА с ²
Ф-52	ТПЛ-10М-0,5/Р-100/5	10	72,9	100	5,34	26,4	29,14	900
Ф-53	ТПЛ-10М-0,5/Р-100/5	10	97,3	100	5,34	35,2	29,14	900
Ф-54	ТПЛ-10М-0,5/Р-100/5	10	74,6	100	5,34	26,4	29,14	900
Ф-55	ТПЛ-10М-0,5/Р-100/5	10	86,9	100	5,34	35,25	29,14	900
Секц. вим.	ТПЛ-10М-0,5/Р-200/5	10	176,5	200	5,34	70,50	29,14	900

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ				Арк.
									46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

3.4 Вибір трансформаторів напруги

Вимірювальний трансформатор напруги вибираємо за номінальною первинною напругою, класу точності, вторинним навантаженням, способом установлення і конструкцією.

На шинах 10 кВ для контролю ізоляції приймаємо трифазні триобмоткові трансформатори напруги типу НТМИ-I-10УЗ [10]. На стороні напруги 35 кВ обираємо комплект із однофазних триобмоткових трансформаторів напруги типу ЗНОМ-35-65У1.

Сумарне навантаження приладів визначаємо без урахування схеми включення приладів за формулою [7]:

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

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

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

Таблиця 3.8 – Розрахунок потужності вимірювальних приладів

Прилад	Тип	Потрібна потужність	Число катушок	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Кількість	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Лічильник активної/ реактивної енергії	EMS112.41.4	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	Э8030	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 трансформаторів напруги НТМИ-I-10УЗ вторинна потужність по класу точності 0,5 складає 100 ВА.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ			Арк.
								47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

3.5 Вибір трансформатора власних потреб підстанції

Трансформація і розподілення електроенергії на підстанції 35/10 кВ «Бройцька» пов'язана з втратами на власні потреби.

Витрати електричної енергії на власні потреби підстанції пов'язані з наявністю електроприладів для допоміжних механізмів і пристроїв, а також з освітленням території підстанції. До власних потреб відноситься електроенергія, яка необхідна для роботи кіл керування, автоматики, релейного захисту, сигналізації і обігріву [7, 10].

Трансформатор власних потреб встановлюється в шафі КРУ-10 кВ, підключається до збірних шин через запобіжники типу ПК-10. Номінальна потужність власних потреб трансформатора повинна бути така, щоб забезпечити живлення найбільш можливого тривалого навантаження.

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

де $\kappa_{\text{одн}}$ – коефіцієнт одночасності;

κ_3 – коефіцієнт завантаження;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

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

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна;

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

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

Для спрощення розрахунків приймаємо:

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

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

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо трансформатор власних потреб типу ТМ-40/10, який підключається до шин 10 кВ через роз'єднувач типу РВЗ-10/400 із приводом ПР-10 [2, 7, 10].

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

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

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

$$I_{\text{пл. вст.}} = 1,5 \cdot 2,3 = 3,45 \text{ А.}$$

Приймаємо стандартну плавку вставку $I_{\text{пл. вст.}} = 5 \text{ А}$ [2, 7, 10].

Вибране електричне обладнання підстанції 35/10 кВ «Троїцька» наведено на аркуші 21ЕЕД.9685337.06.25.310000ЭЗ графічної частини кваліфікаційного проєкту.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ

Як відомо із літературних джерел то досвіду обслуговування мереж при експлуатації повітряних ліній напругою 10 кВ можуть виникнути анормальні та аварійні режими роботи, які супроводжуються підвищенням струму в мережі. Це може привести до виходу обладнання із строю. Щоб запобігти розвитку таких аварій необхідно передбачити захист ліній. Таким захистом є релейний захист повітряних ліній [11-14].

Для захисту розімкнутих сільських електричних мереж із одностороннім живленням найчастіше використовують в якості основного захисту – максимальний струмовий захист лінії (МСЗ) і в якості додаткового – струмову відсічку лінії (СВ) [5, 7, 11-13].

Ці пристрої релейного захисту порівняно прості за конструкцією, дешеві і надійні в експлуатації. Спрацьовують вони при збільшенні струму понад задане значення (струм уставки). Відрізняються між собою вони тим, що максимальний струмовий захист діє з витримкою часу, а струмова відсічка – без витримки часу (миттєво) [5, 7, 11-13].

4.1 Максимальний струмовий захист ліній 10 кВ

Максимальний струмовий захист (МСЗ) потрібно встановлювати на кожній ділянці. У радіальних мережах з одностороннім живленням його встановлюють на початку кожної ділянки лінії з боку живлення, і вимикання відбувається лише при короткому замиканні на цій ділянці або на шинах підстанції, яка від неї живиться [11].

Для захисту повітряних ліній електропередавання напругою 10 кВ, що відходять від підстанції «Троїцька» встановлюємо сучасні струмові реле максимального струму серії РСТ 40, що виконані на мікроелектронній базі.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Реле струму РСТ 40 – комбіноване реле, що поєднує переваги електромеханічних та електронних реле струму і часу (рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 – Загальний вигляд реле струму РСТ-40

Основні переваги реле РСТ-40:

- живлення від вхідного струму (не потребує додаткового оперативного живлення);
- висока перешкодостійкість;
- замінює реле РТ40, РТ140, РСТ 11, РСТ 12, РСТ 13, РСТ 14, РСТ 11М та реле часу, що з ними використовуються;
- потужність, що споживається на мінімальній уставці діапазону, не більше 2 ВА;
- два функціональні елементи – вимірювальний орган струму і орган витримки часу, що дозволяє виконувати МСЗ;
- виконане на сучасній мікроелектронній базі;
- висока вібраційна стійкість та міцність до ударів;
- відсутня вібрація контактів;
- не створює перешкод в колах оперативного живлення;
- комутаційна здатність контактів дозволяє безпосередньо впливати (без проміжного реле) на електромагніт відключення високовольного вимикача.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Наводимо приклад розрахунку максимального струмового захисту для однієї повітряної лінії 10 кВ (фідер 52):

– робочий струм $I_{\max \text{ роб. } \Phi-52} = 72,9$;

– струм к.з. в кінці лінії $I_{\kappa. \min}^{(3)} = 650 \text{ А}$; $I_{\kappa. \min}^{(2)} = 550 \text{ А}$.

За вимогами динамічної стійкості в шафі ПЛ 10 кВ встановлений трансформатор струму ТПЛ-10М-0,5/Р з номінальним первинним струмом $I_{н1} = 100 \text{ А}$ та коефіцієнтом трансформації $\kappa_{т.с.} = 100/5$.

Струм спрацювання МСЗ визначаємо за умовою:

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

де κ_n – коефіцієнт надійності, для реле РСТ-40 $\kappa_n = 1,2$ [5, 7];

$\kappa_{с.з.}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів , $\kappa_{с.з.} = 1,2$ [5, 7, 11];

κ_n – коефіцієнт повернення, для реле РСТ-40 $\kappa_n = 0,9$ [11].

$$I_{с.МСЗ. \Phi-52} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 72,9 = 116,6.$$

Приймаємо струм спрацювання $I_{с.МСЗ. \Phi-52} = 117 \text{ А}$.

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

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

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

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

$$I_{с.МСЗ. \Phi-52} = 1,4 \cdot 50 = 70 \text{ А}.$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Остаточно приймаємо $I_{c,MC3,\Phi-52} = 70 \text{ A}$.

Визначаємо струм спрацювання реле МСЗ:

$$I_{c,p.MC3} = \frac{\kappa_{cx} \cdot I_{c.з.}}{\kappa_{T.C.}}, \quad (4.3)$$

де κ_{cx} – коефіцієнт, що залежить від схеми приєднання реле до трансформатора струму, при з'єднанні по схемі «неповна зірка» $\kappa_{cx} = 1$;

$\kappa_{m.c.}$ – коефіцієнт трансформації, $\kappa_{m.c.} = 20$.

$$I_{c,p.MC3,\Phi-52} = \frac{1 \cdot 117}{20} = 5,85 \text{ A}.$$

Приймаємо до встановлення реле струму типу РСТ-40 з уставкою $I_{y.c.p.MC3,\Phi-52} = 6 \text{ A}$ [11].

В цьому випадку уточнене значення струму спрацювання захисту :

$$I'_{c.з.} = I_{y.c.p.MC3} \cdot \kappa_{m.c.} \quad (4.4)$$

$$I'_{c.MC3,\Phi-52} = 6 \cdot 20 = 120 \text{ A}.$$

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

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

Визначаємо коефіцієнт чутливості МСЗ :

$$\kappa_{ч.МСЗ} = \frac{I_{\min.}^{(2)}}{I_{c.MC3.}} \quad (4.6)$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $I_{\min}^{(2)}$ – мінімальний струм короткого замикання в кінці зони захисту (для ф-52 точка К4). $I_{\min \kappa 4}^{(2)} = 550 \text{ А}$

$$\kappa_{\text{ч.МСЗ}} = \frac{550}{120} = 4,6 > 1,5.$$

Умова (4.5) виконується.

Розрахунок для інших ліній виконуємо аналогічно і результати зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1– Розрахунок МСЗ повітряних ліній 10 кВ

Розрахункові формули	Розрахункові дані			
№ фідера	фідер 52	фідер 53	фідер 54	фідер 55
$I_{p.\max}$	72,9	97,3	74,6	86,9
$I_{\text{с.МСЗ}} = \frac{\kappa_H}{\kappa_n} \kappa_{\text{зап.}} I_{\text{макс.роб}}, \text{ А}$	117,0	155,7	119,4	139,0
$I_{\text{с.р.МСЗ}} = \frac{I_{\text{с.р.}} \kappa_{\text{сх}}^{(3)}}{\kappa_{\text{мс}}}, \text{ А}$	5,9	7,8	6,0	6,9
$\kappa_{\text{м.с.}}$	100/5	100/5	100/5	100/5
$I_{\text{у.р.МСЗ}}, \text{ А}$	6,0	8,0	6,0	7,0
$I'_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{у}} \kappa_{\text{мс}}}{\kappa_{\text{сх}}^{(3)}}$	120,0	160,0	120,0	140,0
$I_{\kappa.\min}^{(2)}, \text{ А}$	550	540	490	580
$\kappa_{\text{ч.МСЗ}} = \frac{I_{\kappa.\text{з.}\min}^{(2)}}{I'_{\text{с.з}}} \geq 1,5$	4,6	3,4	4,1	4,1
Тип пристрою РЗ	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40

4.2 Струмова відсічка ліній 10 кВ

Для прискорення дії захисту повітряних ліній максимальний струмовий захист може доповнюватися струмовою відсічкою, яку використовують для

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

негайного вимикання пошкодженої ділянки при к.з. в певній зоні (біля РТП). Струмова відсічка забезпечує захист лише від 20 до 60% довжини ділянки лінії. Застосування струмової відсічки не доцільне, якщо зона її дії охоплює менше 10% довжини лінії, що захищається [11].

При виконанні максимального струмового захисту за допомогою реле РСТ-40 струмова відсічка реалізується на тих же реле.

Селективність струмової відсічки забезпечується відповідним вибором струму його спрацювання [11]:

$$I_{c.CB.} = \kappa_n \cdot I_{\kappa.max}^{(3)}, \quad (4.7)$$

де κ_n – коефіцієнт надійності, для реле РСТ-40 $\kappa_n = 1,2$ [11];

$I_{\kappa.max}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного короткого замикання в місці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ, для фідера 52 $I_{\kappa.max}^{(3)} = 1000$ А.

$$I_{c.CB.} = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А.}$$

Для відстроювання струмової відсічки від кидка намагнічуючих струмів споживчих трансформаторів необхідно задовольнити умову:

$$I_{c.CB.} \geq \frac{4 \dots 5 \cdot \Sigma S_{n.tr.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.8)$$

де $\Sigma S_{n.tr.}$ - сумарна встановлена потужність трансформаторів, приєднаних до ділянки, що захищається, для фідера 52 $\Sigma S_{n.tr.} = 2000$ кВА.

$$I_{c.CB.} = \frac{4,5 \cdot 2000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 490,5 \text{ А.}$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Струм спрацювання реле струмової відсічки:

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

де $I_{c.CB}$ – більша із величин за умовами (4.7) та (4.8), $I_{c.CB} = 1200$ А.

$$I_{c.p.CB.\Phi-52} = \frac{1}{20} \cdot 1200 = 60 \text{ А.}$$

За значенням $I_{c.p.CB}$ вибираємо, згідно с паспортими даними реле, уставку реле струмової відсічки, $I_{y.p.CB.\Phi-52} = 60$ А.

Уточнений первинний струм відсічки (струм спрацювання захисту):

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

$$I_{c.CB.\Phi-52} = \frac{20}{1} \cdot 60 = 1200 \text{ А.}$$

Згідно із [1] для СВ без витримки часу, які встановлені в лініях та виконують функції додаткового захисту, коефіцієнт чутливості повинен бути не менш 1,2 при К.З. в місці встановлення захисту в найбільш сприятливих по умовам чутливості режимі:

$$K_{чг} = \frac{I_{к.мах.}^{(3)}}{I_{C.З.В}} \geq 1,2, \quad (4.11)$$

де $I_{к.мах.}^{(3)}$ – максимальний струм короткого замикання на початку лінії (в місці встановлення захисту), для фідера 52 $I_{к.мах.к-2}^{(3)} = 3700$ А.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\kappa_{\text{ч.СВ.}\Phi-52} = \frac{3700}{1200} = 3,1 \geq 1,2.$$

Умова (4.11) виконується. Аналогічно розрахунок виконуємо для інших повітряних ліній 10 кВ району. Результати розрахунку зводимо до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахункові дані струмової відсічки ліній

Розрахункові формули	Розрахункові дані			
	Φ – 52	Φ – 53	Φ – 54	Φ – 55
$I_{\kappa.\text{max}}^{(3)}, \text{A}$	1000	2750	2590	940
$I_{\text{с.СВ.}} = \kappa_{\text{н}} \cdot I_{\kappa.\text{max}}^{(3)}$	1200	3300	3108	1128
$I_{\text{с.СВ.}} \geq \frac{4...5 \cdot \Sigma S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}}}$	490,5	610,0	790,0	830,0
$I_{\text{с.р.СВ.}} \geq \frac{\kappa_{\text{сх}}}{\kappa_{\text{мс}}} \cdot I_{\text{с.СВ.}}$	60,0	165,0	155,4	56,4
$\kappa_{\text{мс}}$	100/5	100/5	100/5	100/5
$I_{\text{у.р.СВ.}}$	60,0	165,0	156,0	57,0
$I_{\text{с.СВ.}}' = \frac{\kappa_{\text{м.с.}}}{\kappa_{\text{сх}}} \cdot I_{\text{у.р.СВ.}}$	1200	3300	3120	1140
$\kappa_{\text{ч.СВ.}} = \frac{I_{\kappa.\text{max}}^{(3)}}{I_{\text{с.СВ.}}'} \geq 1,2$	3,1	1,2	1,2	3,2
Тип пристрою РЗ	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40	РСТ-40

Схема релейного захисту повітряних ліній 10 кВ представлена на аркуші 21ЕЕД. 9685337.06.25.410000ЭЗ графічної частини дипломного проекту.

5 РОЗРОБКА ПРИСТРОЮ КОНТРОЛЮ УТВОРЕННЯ ОЖЕЛЕДІ НА ПРОВОДАХ ПЛ 10 кВ

5.1 Аналіз ожеледяної ситуації в районі електропостачання

Як відмічалось в розділі 1 проєкту, частина району електропостачання відноситься до 3-го району за товщиною стінки ожеледі. Повітряні лінії 10 кВ в районі часто піддаються впливу навантажень від ожеледі та вітру. Особливо інтенсивно це відбувається в розглянутому районі електропостачання, так як на його території протікає велика кількість річок. Висока вологість та відносно низька температура ($0...-10\text{ C}^0$) в зимовий період сприяють утворенню ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі. За загальною довжиною, в районі, перше місце посідають повітряні лінії із напругою 10 кВ. Тому актуальною є боротьба із утворенням ожеледі на лініях напругою 10 кВ [15-17].

Відкладення ожеледі, паморозі і мокрого снігу представляють велику небезпеку для нормальної експлуатації повітряних ліній електропередачі. Вони можуть викликати згідно із наступні негативні наслідки [15-17]:

- зближення проводів при їх підсакаванні внаслідок неодночасного скидання ожеледі;
- інтенсивну вібрацію проводів, яка викликає короткі замикання між проводами і тросами, опіки проводів і тросів, а в деяких випадках пошкодження лінійної арматури і кріплень;
- розрегулювання проводів, а також їх зближення між собою;
- руйнування опор в результаті обриву проводів при перевантаженні від ожеледі, коли невірноважені зусилля на опори від проводів і тросів що залишилися цілими значно перевищують розрахункові, а також при поєднанні ожеледі з сильним вітром;
- значне перевантаження проводів і тросів електричною дугою при їх перехрещуванні;
- перевантаження і поломку траверс.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Враховуючи надзвичайно важку природу ожеледяних аварій, що можуть привести до дезорганізації електропостачання цілих районів необхідно вживати заходи для їх запобігання, шляхом своєчасної плавки ожеледі на проводах і тросах електричним струмом.

Плавка ожеледі – найефективніший засіб для попередження аварій. Вона дозволяє видалити ожеледь на десятках кілометрах ліній протягом 1 години, попередити перевантаження і ліквідувати "танок" проводів [15, 16].

Запізніла плавка ожеледі може не дати належних результатів і навіть сприяти розвитку та поглибленню аварій. Це може бути, наприклад, при сильних «опіках» проводів, обумовлених перекриттями через ожеледь. Проходження великого струму при плавці приводить до сильного перегріву ослаблених місць проводів, втрати механічної міцності і обриву. Крім того, при сильному перевантаженні на лініях, при невеликому горизонтальному зсуві можливі наближення і опіки проводів внаслідок не одночасного скидання ожеледі з проводів на окремих фазах.

Ефективність плавки ожеледі в значній мірі визначається своєчасністю її проведення, яка в свою чергу визначається своєчасністю визначення початку утворення ожеледі на проводах повітряних ліній.

Починається плавка ожеледі при досягненні розрахункових навантажень і продовженні наростанні ожеледі, якщо тільки немає даних від гідрометеорологічної служби про швидке припинення утворення ожеледі. Значні навантаження від ожеледі можуть бути допущені також, якщо проведені розрахунки показують, що фактичні запаси міцності в траверсах, проводах і тросах допускають підвищення ожеледяних навантажень, і якщо при неодночасному обпаданні ожеледі не виникає небезпека перекриття між проводами і тросами. При цьому, результуюче питоме навантаження на провід не повинне перевищувати більш ніж 1,5 раз найбільше розрахункове [17].

З метою своєчасного попередження про небезпечні навантаження від ожеледі, при виникненні метеорологічних умов, які сприяють її утворенню, повинні вестися спеціальні спостереження і контроль за встановленими

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

автоматичними сигналізаторами, які передають на підстанцію сигнал про появу ожеледі певної ваги в прольотах. Справність і правильна робота сигналізаторів перевіряються безпосередньо перед настанням сезону ожеледі.

Успішне проведення плавки вимагає швидкої і оперативної роботи по її організації. Схема плавки ожеледі повинна вводиться в роботу не пізніше, ніж за годину після команди диспетчера про проведення плавки. З цією метою наперед опрацьовується послідовність всіх операцій при збірці схеми і заходи, що забезпечують їх якнайшвидше завершення. Для збірки схеми плавки використовуються комутаційні апарати, наприклад роз'єднувачі або короткозамикачі. Збирання схеми плавки ожеледі здійснює черговий і оперативно-ремонтний персонал РЕМ під керівництвом чергового диспетчера.

Рішення про проведення плавки ожеледі повинен приймати головний інженер РЕМ або спеціально виділена ним для цієї мети особа.

Ефективність заходів, які вживаються для запобігання і ліквідації ожеледяних аварій залежить від впровадження комплексної системи заходів, основними з яких на сьогодні є наступні:

1) організаційні заходи:

- а) вдосконалення організації експлуатації мереж;
- б) вдосконалення оперативного управління;
- в) підвищення кваліфікації і оперативності персоналу;
- г) навчання на робочому місці, дублювання;
- д) перевірка знань;
- е) технологічне навчання на полігонах і тренажерах;

2) технічні заходи:

- а) своєчасна реконструкція електричних мереж;
- б) капітальний ремонт електричних мереж;
- в) впровадження схем плавки;
- г) перехід на автоматизовану систему плавки ожеледі;
- д) впровадження системи сигналізації про утворення ожеледі;

3) розслідування попередніх аварій, пов'язаних із ожеледдю.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2 Аналіз інформаційного забезпечення попередження ожеледяних аварій

Запобігання пошкодженням на повітряних лініях від утворення ожеледі перш за все залежить від одержання своєчасної інформації про початок і хід утворення ожеледі на проводах а інших елементах ліній по всій території їх розташування.

Багаторічні дослідження показали, що час від виявлення до перших пошкоджень повітряної лінії складає 4,3 годин [15, 16], а сумарний час усунення ожеледі складає до 6 годин [17]. З чого виходить, що пошкодження повітряної лінії стануться раніше, ніж вдасться плавкою усунути ожеледь.

Найбільше часу при виникненні аварій, які пов'язані із утворенням ожеледі, йде на прийняття рішення (3,8 годин) і на збірку схеми плавки ожеледі (1,5 години) [17]. Цей час, особливо на прийняття і ухвалення рішення, пов'язаний із діями персоналу. Саме тут слід шукати резерви часу. Швидка і точна інформація про ожеледяну ситуацію, про діючі повітряні лінії, про джерела енергії і її споживачів, про оснащеність аварійних бригад, про їх територіальне розташування та ін., необхідна диспетчеру для прийняття швидкого рішення.

Для істотного підвищення надійності необхідні як нові технічні рішення, так і ефективні методи навчання і тренування персоналу. На основі багаторічних експериментів були виявлені наступні дані про скорочення часу виконання основних етапів ухвалення рішення при врахуванні інженерно-психологічних рекомендацій із раціоналізації діяльності диспетчера.

Скорочення часу виявлення сигналів від пристроїв сигналізації $t_{\text{виявл}}$ виражається [17]:

$$\Delta t_{\text{виявл}} = 0,15 \cdot t_{\text{зб}}, \quad (5.1)$$

де $t_{\text{зб}}$ – час на збірку схеми плавки ожеледі, годин.

Частка вказаного етапу в загальному часі розв'язання задачі t_p складає:

$$\Delta t_{\text{виявл}} = 0,13 \cdot t_p \quad (5.2)$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Скорочення часу оцінки ситуації t_{oc} виражається рівністю:

$$\Delta t_{oc} = 0,3t_{oc} = 0,3 \cdot 0,44 \cdot t_p \quad (5.3)$$

Скорочення часу прийняття рішення t_{np} виражається рівністю:

$$\Delta t_{np} = 0,17 \cdot t_{np} = 0,17 \cdot 0,43 \cdot t_p \quad (5.4)$$

Час рішення аварійної задачі диспетчерами складає 40% від загального часу ліквідації аварії T [17], тобто.

$$t_p = 0,4 \cdot T \quad (5.5)$$

Час на комплексні заходи для ліквідації ожеледяно-вітрової ситуації $T_{кз}$ повинен бути меншим часу необхідного для виявлення ожеледі до перших пошкоджень повітряної лінії $t_{кр}$.

Згідно із [17], майже половина часу ліквідації ожеледяно-вітрової ситуації йде на ухвалення рішення щодо тієї ситуації, що створилася. Раніше було набуто найвірогідніше значення часу між виявленням ожеледі до перших пошкоджень повітряної лінії - близько 7 годин 30 хвилин ($t_{кр} \approx 7 \text{ год } 30 \text{ хв}$) [17].

Оскільки $T_{кз} < t_{кр}$, приймемо для наших міркувань:

$$T_{кз} = 6 \text{ годин } 30 \text{ хвилин [17].}$$

Згідно із [8], час ухвалення рішення повинен скласти:

$$t_{np} = 0,4 \cdot 6 \text{ год } 30 \text{ хв} = 2 \text{ год } 36 \text{ хв.}$$

При фактичному середньому часі 3 год 46 хв, тобто на 1 годину припадає на 10 хв більше, ніж зазвичай прийнято [17].

Правильно побудований процес навчання і врахування інженерно-психологічних рекомендацій обіцяє зменшення часу на ухвалення рішення t_{np}

$$\Delta t_{np} = (0,15 \cdot 0,13 + 0,3 \cdot 0,44 + 0,17 \cdot 0,43) t_{np}.$$

$$\Delta t_{np} = 0,225 \cdot 3,76 = 0,844 \text{ години} = 50,7 \text{ хв.}$$

Цей час (1 година), що заощаджений на прийняття рішення про проведення плавки ожеледі може виявитися безцінним в умовах ожеледяної ситуації.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Очевидно, все ж таки що час на ухвалення рішення у багатьох випадках великий, а іноді стає критичним. Це пояснюється тим, що більшість ліній не обладнана навіть найпростішими засобами автоматичного контролю ожеледяних відкладень.

Контроль ожеледі частіше всього ведеться візуально на спеціальних постах, а орієнтовну інформацію передають по наявних засобах зв'язку, що не завжди може бути здійснено. Крім того, умови зимового бездоріжжя в сільськогосподарських районах, мала тривалість світлового дня в зимовий час та важкодоступність деяких ділянок ліній значно ускладнює отримання необхідної інформації про ожеледяну ситуацію в електричній мережі.

Відсутність швидкої і надійної інформації про реальні навантаження від ожеледі на проводах не дозволяє черговому персоналу ухвалити своєчасне рішення про проведення плавки ожеледі.

5.3 Аналіз засобів сигналізації про утворення ожеледі на проводах ПЛ

Пристрої для контролю утворення ожеледі можуть видавати чотири види інформації: прогнозування утворення ожеледі, визначення початку утворення ожеледі, безперервний контроль утворення ожеледі, реєстрування перед аварійного навантаження проводів [15-17].

За методом контролю розрізняють прямі та непрямі методи. В останній час широкого розвитку набули не прямі методи контролю. Ці методи основані на вимірюванні параметрів і характеристик лінії, які вимірюються в процесі утворення ожеледі (вага та тяжіння проводу).

Більшість із цих методів призначені для одержання інформації про перед аварійне ожеледяне навантаження. Також відомі аналогічні пристрої, які забезпечують одержання безперервної інформації про утворення ожеледі на проводах. Але такі пристрої встановлюються безпосередньо на лініях мережі і потребують додаткових пристроїв телесигналізації для передачі інформації.

Відомий перетворювач, що складається з електромеханічного двоплечевого важеля встановленого на основі. До короткого плеча підвішується

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

гірлянда з проводом, а до довгого набір витих пружин. Вісь важеля закріплена на підшипниках. При зміні навантаження важіль, повертаючись навколо осі розтягує пружини. При цьому працюють дві групи контактів.

Також відомий датчик ДГН-68. Він складається з пружного кільця і тяги, де перетворювач потенціометра перетворює деформацію кільця в пропорційну величину електричного потенціалу.

Розроблений також перетворювач релейної дії механічного типу. Він складається з корпусу, усередині якого знаходиться шток з пружиною повернення. На штоку закріплений плунжер з прямокутними пазами і профільною рейкою, яка впливає на підпружинений стержень, інший кінець якого з'єднаний з входом механотрона. За наявності ожеледі на дротах, додаткове зусилля через шток передається на профільну рейку, яка пересуваючись вниз, взаємодіє з підпружиненим стержнем, за допомогою якого на виході механотрона з'являється електричний сигнал.

Пристрої, в основу яких закладено принцип контролю зміни ваги проводу мають наступні недоліки: малу чутливість, відсутність регулювання уставок спрацьовування, понижену надійність із-за наявності рухомих частин, низьку перешкодостійкість при динамічних навантаженнях, необхідність компенсації вітрових навантажень.

Інші відомі на сьогодні пристрої контролюють стрілу провисання проводу. До них відносяться індукційні та ємнісні датчики. Не дивлячись на відносну їх простоту та достатню чутливість, контроль утворення ожеледі за зміною стріли провисання пов'язаний із багатьма труднощами. На зміну стріли провисання суттєвий вплив має температура навколишнього середовища, вітер, механічні характеристики проводів, а також діелектрична проникність повітря. Особливий тяжко видається враховувати вплив вітру, який веде до коливання та відхилення проводів, що приводить до значних помилок в показаннях датчиків. Ці датчики також потребують засобів сигналізації.

Одним із методів контролю утворення ожеледі, які не потребують застосування спеціальних засобів телесигналізації, є метод, який заснований на

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

вимірюванні ємності лінії, яка змінюється в процесі утворення ожеледі. В таких пристроях ємність контролюється за зміною частотних та хвильових характеристик лінії. Головною перевагою такого методу є те що вся апаратура розміщується на підстанції і не потребує додаткових засобів сигналізації для передачі інформації. Основним недоліком таких сигналізаторів є значний вплив переміни метеоумов на ємність лінії (особливо впливають дощ, туман) [17].

Із сказаного вище випливає, що всі пристрої, які використовують непрямий метод контролю мають істотні недоліки, а крім того не можуть визначити можливість появи ожеледі в початковий момент її утворення. У цій частині їх доповнюють прямі методи контролю, засновані на вимірюванні параметрів і характеристик ожеледяних відкладень і супутніх метеоумов.

Одним із пристроїв, що реалізують прямі методи контролю є радіаційний датчик, в основі якого лежить поглинання радіаційних випромінювань ожеледдю. Такий пристрій здатний зафіксувати відкладення ожеледі малої товщини (0,5...1 мм) і контролювати процес подальшого утворення ожеледі. Недоліком його є необхідність застосування пристроїв телесигналізації, залежність показань від стану навколишнього середовища, щільності відкладеної ожеледі та просторових коливань проводів [17].

Розробці пристроїв сигналізації наявності ожеледі безпосередньо на проводах ПЛ електропередачі останнім часом надається велика увага. При обмерзанні змінюється цілий ряд фізичних, геометричних і інших параметрів ПЛ. Це дозволяє розробляти датчики ожеледі, засновані на різних способах визначення появи або наявності ожеледі на проводі.

Основні способи побудови датчиків ожеледі:

- зміна ваги проводу;
- зміна умов розповсюдження високочастотних і імпульсних сигналів;
- контроль вологості на поверхні датчика.

Недоліком всіх датчиків, що реагують на вагу є: їх мала чутливість, відсутність регулювання уставок спрацьовування, необхідність додаткової настройки, відноситься складність їх виготовлення.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Інтерес представляють пристрої для визначення відкладень ожеледі за умовами зміни розповсюдження високочастотних і імпульсних сигналів у проводах. Ожеледь навколо проводу викликає додаткові діелектричні втрати і збільшує ємність проводу, що приводить до збільшення загасання і зниження хвильового опору. Величина цих змін залежить від частоти сигналу, а при незмінній частоті – від розмірів і густини ожеледі.

Вимірювання загасання високочастотних сигналів дає інформацію про наявність і величину відкладень ожеледі на проводах.

Таким чином, пристрої, що описані вище, в силу низької чутливості, конструктивних особливостей та інших недоліків не задовольняють вимогам для встановлення їх в сільських лініях електропередачі

Також відомі сигналізатори, що працюють за принципом контролю вологості на поверхні спеціального датчика. Такий пристрій дозволяє передбачати утворення ожеледі за 3-6 години. Такий сигналізатор розроблений на кафедрі «Електропостачання сільського господарства» ТДАТУ. Приймаємо даний пристрій контролю утворення ожеледі до встановлення на віддалених ділянках повітряних ліній 10 кВ підстанції 35/10 кВ «Троїцька» з метою скорочення часу на прийняття рішень про плавку ожеледі на проводах.

5.4 Функційна схема пристрою контролю утворення ожеледі

Запропонований пристрій контролю утворення ожеледі повинен містити канал вимірювання і порівняння температури і два канали вимірювання і порівняння вологості. Для автоматичної роботи необхідно мати спеціальний блок часу для забезпечення необхідного режиму роботи пристрою контролю. Також необхідно мати блок живлення, блок вихідних реле і канал керування. Функціональна блок-схема пристрою представлена в графічній частині проекту (аркуш 21ЕЕД.9685337.06.25.610000Э2).

Пристрій працює наступним чином. На вході блоку керування (БК) на протязі 10 хвилин в годину (50 хвилин «наїзди») з'являється сигнал «Робота».

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Він включає реле K1, яке керує підключенням на заданий проміжок часу перетворювачів температури B1 і вологості B2 і B3 до компараторів. Компаратори DA1 і DA2 контролюють відповідно верхню і нижню межу діапазону температури 0 ...- 6 °C. Компаратор DA3 контролює вологість на гігрісторі і налагоджений на 85 %.

Сигнал «Можлива ожеледь» з'являється, якщо температура входить у вказану межу (0 ...- 6°C), а вологість вища 85%. Компаратори спрацьовують і подають сигнали на всі входи логічного елементу «І» DD11. Далі за допомогою DD10.2 включається реле K3, яке подає сигнал «Можлива ожеледь» і включає реле K2. Останнє включає перетворювач вологості B3 до компаратора DA4 і підключає нагрівальний елемент ЕК перетворювача вологості B3 до блоку живлення БЖ.

Якщо на поверхні перетворювача B3 відклалася ожеледь, то тепловою дією нагрівального елементу він розплавиться і вологість на поверхні перетворювача стане близькою 100% (вода), що фіксується компаратором DA4. Далі спрацьовує реле K4 і включає сигнал «Ожеледь».

У разі відсутності ожеледі на перетворювачі B3, його підігрів приведе до зменшення вологості на його поверхні і компаратор DA4 не спрацює.

Процес повторюється автоматично кожну годину. За роботу сигналізатора в заданому режимі відповідає блок часу.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1 Аналіз стану охорони праці та електробезпеки на підприємстві

За небезпекою ураження електричним струмом трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Троїцька», мережі 10 кВ та підстанції 10/0,4 кВ відповідно до ПУЕ мають особливо небезпечну категорію [20].

За пожежо- та вибухонебезпекою трансформаторна підстанція 35/10 кВ відповідно ГОСТ 12.1.044-89 має категорію безпеки Г.

За ураженням від прямих ударів блискавки трансформаторна підстанція 35/10 кВ відноситься до III групи, з особливо небезпечною категорією, зона Б.

Оскільки ТП «Троїцька» 35/10 кВ є об'єктом підвищеної небезпеки, то до працівників, які її обслуговують висуваються наступні вимоги [19-21]:

1) посадові особи і працівники, які виконують роботи в електроустановках Міністерства енергетики України, проходять навчання та перевірку знань певних правил;

2) медичний огляд працівників слід здійснювати відповідно до вимог НПА ОП 0.03-4.02-94 «Положення про медичний огляд працівників певних категорій»;

3) працівники, які обслуговують електроустановки, повинні вивчити правила відповідно до вимог своєї посади або роботи, яку вони виконують, пройти навчання безпечним прийомом праці на робочому місці під керівництвом досвідченого працівника, перевірку знань та присвоєння групи з електробезпеки. Працювати на трансформаторних підстанціях 35/10 кВ має право тільки робітник з III групою допуску. Працівнику, який пройшов перевірку знань певних правил, видається посвідчення встановленої форми, яке він повинен мати при собі під час виконання робіт. Кожний працівник повинен знати, розуміти і дотримуватись вимог правил. Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці. Кожний працівник повинен пройти усі види інструктажів;

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4) працівники, які виконують роботи, зазначені у НПАОП 0.00-2.01-05 «Перелік робіт з підвищеною небезпекою», повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань.

5) забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у НПАОП 0.00-4.24-03 «Перелік важких робіт і робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх».

6) забороняється допуск до роботи працівників з ознаками алкогольного або наркотичного сп'яніння. Кожний працівник, якщо він не може вжити заходів щодо усунення порушень правил, зобов'язаний негайно повідомити безпосереднього керівника про всі помічені порушення, а також про небезпечні для людей несправності електроустановок та машин, механізмів, пристроїв, інструменту та засобів захисту, що застосовуються під час виконання робіт. Забороняється виконувати розпорядження та завдання, що суперечать вимогам правил;

7) керівники, спеціалісти, які безпосередньо організовують роботу, зобов'язані забезпечити виконання її відповідно до вимог правил.

8) працівники, винні у порушенні правил, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну або кримінальну відповідальність згідно з чинним законодавством.

Аналіз потенційної небезпеки та атестація санітарно-технічного стану робочих місць, при проведенні робіт з реконструкції системи електропостачання та її експлуатації, дає змогу виявити шкідливі та небезпечні фактори, які негативно впливають на здоров'я та життя працівників. Основними з яких є дія статичної електрики, велика напруженість електричного поля та підвищена вірогідність ураження прямими ударами блискавки.

При експлуатації системи електропостачання необхідно дотримуватись наступних санітарних і гігієнічних вимог, при роботі на ТП [20]:

1) електричне поле підстанцій і ПЛ напругою 10/35 кВ і вище несприятливо діє на організм людини. Крім того у момент дотику людини до

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

металевих частин устаткування, конструкцій машин, механізмів тощо виникають електричні розряди. Несприятлива дія на організм людини електричного поля і розрядів виявляється лише в зоні впливу – просторі, в якому напруженість електричного поля перевищує 5 кВ/м. Міра дії електричного поля на організм людини залежить як від напруги поля, так і від часу перебування в ній. Дія на організм людини електричних розрядів, що виникають в зоні впливу, недопустимо незалежно від часу їх дії;

2) якщо напруженість електричного поля на робочому місці не дорівнює нормованому значенню, то допустиму тривалість перебування людини в електричному полі слід визначати за найближчим більшим значенням напруженості;

3) будь-які роботи без обмеження їх по характеру і тривалості, можуть виконуватися в місцях, в яких напруженість електричного поля рівна або менша 5 кВ/м. Якщо напруженість електричного поля на робочому місці перевищує 5 кВ/м, а також якщо тривалість або умови безпечного проведення робіт не відповідає нормі, то роботи повинні проводитися із застосуванням засобів захисту;

4) на підстанціях і ПЛ границі зони впливу електричного поля розташовуються на наступній відстані від найближчих струмоведучих частин:

– на підстанціях і ПЛ напругою 0,38 і 10 кВ – 20 м;

— на підстанціях і ПЛ напругою 35 кВ і вище – 30 м;

5) дія зони впливу і величина напруженості електричного поля на робочому місці можуть бути уточнені і встановлені за результатами вимірів дійсного значення напруженості електричного поля. Напруженість електричного поля вимірюється:

а) на висоті 1,8 м – якщо людина знаходиться на землі;

б) по всій висоті людського зросту, якщо людина знаходиться на устаткуванні або конструкції;

6) у процесі експлуатації електроустановок нерідко виникають умови, при яких навіть найдосконаліше конструктивне виконання установки не

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

забезпечує безпеку працюючого, і тому потрібне застосування спеціальних захисних засобів - переносних приладів і пристроїв, що служать для захисту персоналу від ураження електричним струмом, впливу електричної дуги, продуктів горіння і т.п. Ці заходи не є конструктивними частинами самої електроустановки; вони лише доповнюють стаціонарні захисні пристрої – огорожі, блокування, сигналізацію, заземлення, занулення і т.ін.

7) технічні заходи захисту поділяються на групи. До них відносяться:

- застосування малих напруг. Номінальна напруга не вище 42 В застосовується з метою зменшення небезпеки ураження електричним струмом;
- поділ електромережі на окремі електрично не зв'язані між собою ділянки за допомогою розділового трансформатора;
- контроль, профілактика ізоляції, виявлення її ушкоджень. Для цього застосовують пристрої контролю ізоляції, які здійснюють захист людини від ураження шляхом ведення безперервного вимірювання опору ізоляції з метою підтримки його значення на рівні, при якому при дотику людини до струмоведучих частин струм через тіло не перевищує безпечного значення;

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

- а) стаціонарні екрануючі пристрої;
- б) переносні (пересувні) екрануючі пристрої;
- в) індивідуальні екрануючі комплекти (екрануючий одяг);

9) стаціонарні і переносні екрануючі пристрої мають бути заземлені і повинні забезпечувати зниження напруженості електричного поля на робочому місці до величини 5 кВ/м і менше;

10) стаціонарні екрануючі пристрої можуть виконуватися у вигляді козирків, навісів і перегородок;

11) переносні екрануючі пристрої можуть виконуватися у вигляді інвентарних навісів, наметів, перегородок, щитів і ін. Переносні щити доцільно застосовувати як знімні бічні екрани на лісах, використовуваних при роботах

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

на повітряних вимикачах, на корзинах телескопічних веж і гідропідійомників і так далі. Заземлення переносних екрануючих пристроїв повинне здійснюватися приєднанням їх до контуру заземлення або до заземлених об'єктів, для чого вони повинні мати спеціальні затиски і провідники;

12) індивідуальні екрануючі комплекти застосовуються за відсутності стаціонарних і переносних екрануючих пристроїв;

13) захисні властивості індивідуального екрануючого комплекту забезпечуються конструкцією і дотриманням правил його експлуатації;

14) при роботах у зоні впливу електричного поля машини і механізми на гумовому ходу мають бути заземлені. Заземлення повинне здійснюється за допомогою провідника. Кузови або рами машин і механізмів мають бути забезпечені спеціальними затисками для заземлення. Крім того, ці машини і механізми повинні мати металевий ланцюг, який має бути сполучена з рамою або кузовом. Перед в'їздом на підстанцію або в зону впливу ПЛ ланцюг має бути опущеним і торкатися землі;

15) машини і механізми (пересувні лабораторії і майстерні, автокрани, автомашини, трактори і ін.), дах і кузов яких металеві і надійно заземлені, прирівнюються до екрануючих пристроїв;

16) пристосування та устаткування, які при роботах у зоні впливу електричного поля можуть виявитися ізольованими від землі (підвіска блоку на ізолюючому дроті, розкочування дротів і так далі), мають бути заземлені.

6.2 Порядок допуску працівників до електромонтажних робіт

Роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються: за нарядом-допуском (далі нарядом), за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації.

Організаційними заходами є [20]:

– затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в 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.

Допуск до роботи за нарядами та розпорядженнями слід провадити безпосередньо на робочому місці.

Допуск проводиться після перевірки технічних заходів з підготовки робочого місця.

В цьому разі той, що допускає має:

- перевірити, чи відповідає склад бригади зазначеному у наряді або розпорядженні, та наявність у членів бригади посвідчень про перевірку знань;
- провести інструктаж: ознайомити бригаду зі змістом наряду, розпорядження; зазначити межі робочого місця і підходи до нього; показати найближче до робочого місця устаткування та струмопровідні частини приєднань, що ремонтуються, та суміжних, до яких забороняється наближатися незалежно від того, перебувають вони під напругою чи ні;
- довести бригаді, що напруга відсутня, показом встановлених заземлень та перевіркою відсутності напруги, якщо заземлення не видно з робочого місця, а в електроустановках 35 кВ і нижче (де дозволяє конструктивне виконання) з наступним дотиком рукою до струмопровідних частин, після перевірки відсутності напруги.

Після інструктажу посадовою особою, що допускає, бригаду повинен проінструктувати керівник робіт щодо безпечного виконання робіт, використання інструменту, пристосувань, механізмів і вантажопідіймальних машин.

Без проведення інструктажу допуск бригади забороняється.

Проведення інструктажу і допуску оформляються підписами того, що допускає і керівника робі в таблиці наряду із зазначенням дати і часу.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Допуск оформлюється в обох примірниках наряду, з яких один залишається у керівника робіт (наглядача), а другий – у того, що допускає.

Коли керівник робіт суміщає обов'язки того, що допускає, допуск оформлюють в одному примірнику наряду.

Під час роботи за розпорядженням час допуску реєструють в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

6.3 Захист обладнання підстанції від прямих ударів блискавки

Безаварійна робота установок промислових підприємств забезпечується виконанням комплексу організаційних і технічних заходів. Важливе місце серед них займає захист об'єктів від прямої і непрямой дії грозових розрядів [7]. У даний час проблема блискавкозахисту і захисту від перенапруги набуває великої актуальності у зв'язку з тим, що в електричних мережах зростає кількість споживачів, чутливих до імпульсів перенапруги і електромагнітних перешкод. Бездоганна робота блискавкозахисту досягається при детальному опрацюванні та реалізації систем зовнішнього і внутрішнього захисту.

Згідно вимог ПУЕ, розподільчі пристрої підстанцій 10-35 кВ, до яких приєднані ПЛ, повинні бути захищені вентильними розрядниками (обмежувачами перенапруги), які встановлюють на шинах або на трансформаторі. РП напругою 35 кВ захищають блискавковідводами, які встановлюють на конструкціях ВРП. Опір заземлення не має перевищувати 4 Ом [7].

Розрахунок параметрів зони блискавко захисту.

Щоб захистити трансформаторну підстанцію від прямих ударів блискавки, необхідно визначити параметри зони блискавкозахисту та ймовірність її ураження [7].

Підстанція захищена чотирма блискавковідводами.

Число грозових годин у Дніпропетровській області, складає 40 год/рік.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Вибір висоти блискавковідводів.

Відкритий розподільчий пристрій підстанції має наступні габаритні розміри: висота найбільш високого об'єкту h_x становить 5,5 м (обмежувач перенапруги), ширина об'єкта $b = 32$ м, довжина об'єкта $a = 38,5$ м. Відстань між ближніми блискавковідводами $l_1=20$ м, між віддаленими - $l_2=27,75$ м.

Гранична відстань між блискавковідводами визначається за співвідношенням:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} . \quad (6.1)$$

$$L = \sqrt{20^2 + 27,75^2} = 34,2 \text{ м.}$$

Для блискавковідводів висотою $h \leq 30$ м умова захисту всієї площі має вид:

$$L \leq 8(h - h_x) \leq 8h_a . \quad (6.2)$$

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

$$h_a = \frac{L}{8} . \quad (6.3)$$

$$h_a = \frac{34,2}{8} = 4,28 \text{ м.}$$

Повна висота типового блискавковідводу:

$$h = h_x + h_a . \quad (6.4)$$

$$h = 5,5 + 5,5 = 11 \text{ м.}$$

Ефективність захисту забезпечується за умови:

$$L < 8h_a . \quad (6.5)$$

$$L = 34,2 \text{ м} < 8h_a = 8 \cdot 5,5 = 44 \text{ м.}$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Дані блискавковідводи повинні забезпечити захист всієї площі підстанції від прямих ударів блискавки.

2. Визначення меж зони захисту.

Для багатострижневих блискавковідводів зона захисту створюється за допомогою попарно узятих сусідніх стрижньових блискавковідводів.

Висота вершини конуса стрижньового блискавковідводу h_0 і радіуси захисту на рівні землі r_0 на висоті r_x об'єкту, що захищається, визначається як для одного стрижньового блискавковідводу [7]:

$$h_0 = 0,92h . \quad (6.6)$$

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

$$r_x = 1,5(h - 1,1h_x) = 1,5\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right) . \quad (6.7)$$

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

$$r_0 = 1,5h . \quad (6.8)$$

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

Висота середньої частини попарно узятих блискавковідводів:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h) ; \quad (6.9)$$

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

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14(l_2 - h) ; \quad (6.10)$$

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

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

$$r_c = r_0 = 1,5h , \quad (6.11)$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

а на рівні висоти об'єкту, що захищається:

$$r_{cx1} = r_0 \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}} \text{ м}, \quad (6.12)$$

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

$$r_{cx2} = r_0 \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}}. \quad (6.13)$$

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

Отримані параметри блискавкозахисту наносяться на план підстанції (рисунок 6.1, аркуш 21ЕЕД.9685337.06.25.610000ВО). Об'єкт, що захищається, знаходиться у зоні дії блискавкозахисту, тобто чотири блискавковідводу висотою $h = 11 \text{ м}$ забезпечують надійний захист підстанції від прямих ударів блискавки.

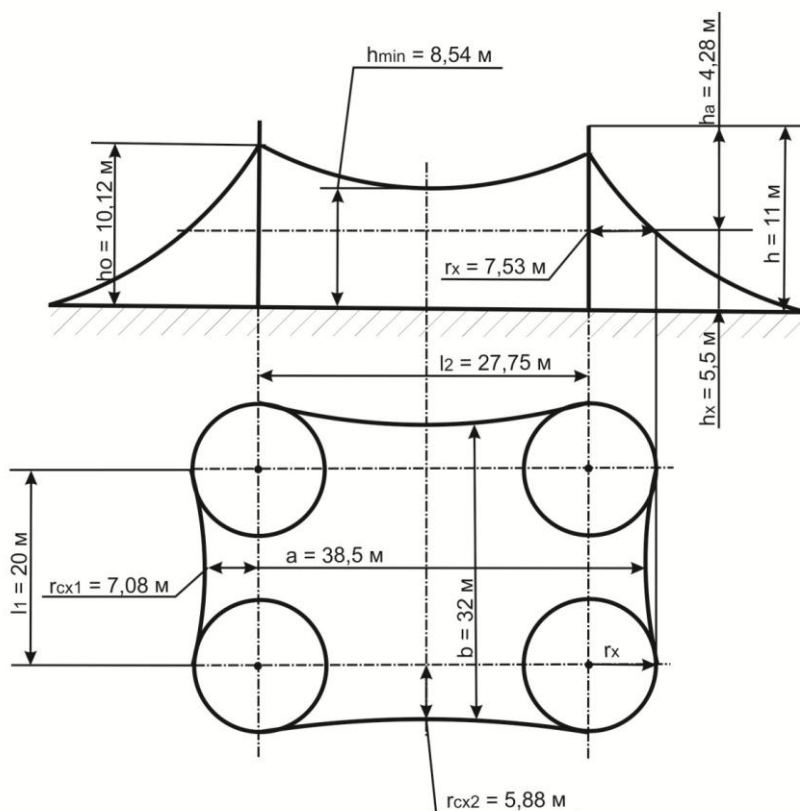


Рисунок 6.1 – Зона блискавкозахисту підстанції

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

3. Визначення надійності захисту підстанції.

Число ударів блискавки в підстанцію за рік визначається за виразом [7]:

$$N = 0,06n(a + 10h) \cdot (b + 10h) \cdot 10^{-6}. \quad (6.14)$$

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

Число відключень підстанції по співвідношенню дорівнюватиме:

$$Y = N \cdot \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g. \quad (6.15)$$

де Ψ_n, Ψ_i, Ψ_g – ймовірність проривів блискавки.

$$Y = 0,063 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,70 = 0,31 \cdot 10^{-4} \text{ шт.}$$

Показник грозостійкості:

$$m = \frac{1}{Y}. \quad (6.16)$$

$$m = \frac{1}{0,31 \cdot 10^{-4}} = 3,2 \cdot 10^4 \text{ років.}$$

Зона блискавкозахисту підстанції «Троїцька» є ефективною. Захист підстанції наведено на аркуші 21ЕЕД.9685337.06.25.610000ВО графічної частини кваліфікаційного проекту.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ

Визначення економічної ефективності прийнятих у кваліфікаційному проєкті рішень виконуємо за мінімумом приведених витрат – сумою поточних виробничих витрат (експлуатаційних витрат) та капіталовкладень, приведених до однієї розмірності при використанні нормативного коефіцієнта ефективності капітальних вкладень [5, 7, 22, 23].

Розрахунок зведених (приведених) витрат виконується за виразом:

$$Z_i = B_i + E_n \cdot K, \quad (7.1)$$

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

До складу експлуатаційних витрат (B_i) входять: оплата праці персоналу, витрати на втрати електроенергії, витрати на паливо та змащувальних матеріали, відрахування на амортизацію обладнання, витрати на поточний ремонт та інші прямі витрати.

Економічну ефективність визначаємо за наступними показниками [5, 7]:

1) собівартість продукції (передачі електричної енергії):

$$C_{пер.} = \frac{\sum B_i}{W_{кор}}, \quad (7.2)$$

де $W_{кор}$ – кількість електроенергії, що відпущена споживачам кВт·год;
2) прибуток підприємства:

$$П = (Ц_{е.е.} - (C + C_{пер.})) \cdot W_{кор} \cdot 10^{-2}, \quad (7.3)$$

де $Ц_{е.е.}$ – вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії; за даними Павлоградського РЕМ середня ціна електричної енергії $Ц_{е.е.} = 7,2$ грн., побутове та виробниче навантаження;

C – вартість електричної енергії для оператора ринку електроенергії;

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) строк (термін) окупності:

$$T_{ак.} = \frac{K}{\Pi}. \quad (7.4)$$

Загальна кількість капітальних вкладень:

$$K = K_{35/10} + K_{10/0,4} + K_{ПЛ\ 10} + K_{РЗ} + K_{С.О.}, \quad (7.5)$$

де $K_{35/10}$ – капітальні вкладення у обладнання підстанції 35/10 кВ, тис. грн;
 $K_{10/0,4}$ – капітальні вкладення у обладнання підстанції 10/0,4 кВ, тис. грн;
 K_{10} – капітальні вкладення у повітряні лінії 10 кВ, тис. грн;
 $K_{Р.З.}$ – капітальні вкладення в релейний захист підстанції, тис. грн;
Вартість обслуговування обладнання системи електропостачання:

$$B_{експл} = \gamma \cdot \sum n_i, \quad (7.6)$$

де γ – вартість однієї умовної одиниці, $\gamma = 250$ грн. [21];
 n_i – кількість умовних одиниць обладнання.

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

Таблиця 7.1 – Порівнювання інфраструктури підстанції

Найменування елементів системи електропостачання	Кількість	
	До реконструкції	Після реконструкції
1	2	3
Трансформатор потужністю 2500 кВА	2	–
Трансформатор потужністю 4000 кВА	–	2
ПЛ 10 кВ на ж/б опорах з проводом, км:		
АС-35	30,0	–
АС-50	49,0	47,0
АС-70	–	20,5
АС-95	–	11,5
Трансформаторні підстанція 10/0,4кВ :		
630 кВА	–	2
400 кВА	–	2

Продовження таблиці 7.1.

1	2	3
250 кВА	5	3
160 кВА	5	10
100 кВА	20	22
63 кВА	9	6
25 кВА	5	—
Релейний захист	1	1
Сигналізатор ожеледі	—	4

Капітальні вкладення на реконструкцію системи електропостачання південної частини Павлоградського району наведені в таблиці 7.2.

Таблиця 7.2 – Капітальні вкладення в реконструкцію системи електропостачання частини району

Найменування робіт або витрат	Одиниці	Кіл-ть	Вартість, тис/грн	
			На одиницю	Загальна
Трансформатор 35/10 кВ 4000 кВА	шт	2,0	2140,0	4280,0
Вакуумні вимикачі ВБ4-П-35-У2	шт.	3,0	650,0	1950,0
Вакуумні вимикачі ВР-1-10-20/630	шт.	9,0	100,0	900,0
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	70,8
Трансформатор струму ТПЛ-10М-0,5/Р	шт.	18,0	4,0	72,0
Пристрій релейного захисту РСТ-40	шт.	9,0	2,5	22,5
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 70	км	30,0	40,0	1200,0
Разом капітальних вкладень				10812,3

Розрахунок умовних одиниць на обслуговування обладнання виконуємо в таблицях 7.3 та 7.4.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 7.3 – Розрахунок умовних одиниць обладнання мереж району та підстанції до реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вимикачі напругою 35 кВ	32,2	3,0	96,6
Силовий трансформатор	19,3	2,0	38,6
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:			516,0

$$B_{\text{експл.1}} = 250 \cdot 516,0 = 129000 = 129,0 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 7.4 – Розрахунок умовних одиниць обладнання мереж району та підстанції після реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вакуумний вимикач 35 кВ	19,3	3,0	57,9
Силовий трансформатор	19,3	2,0	36,8
Вакуумний вимикач 10 кВ	6,4	9,0	57,6
ПЛ-10 кВ	2,7	79,0	213,3
Шафи 10 кВ	2,7	7,0	18,9
Шафи 10 кВ	1,4	7,0	9,8
Разом:			394,3

$$B_{\text{експл.2}} = 250 \cdot 394,3 = 95775,0 = 98,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в силових трансформаторах:

$$B_{\text{втр.е.е.ТП}} = \left(\left(\frac{S_p}{S_n} \right)^2 \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \tau + \Delta P_{xx} \cdot T_{\theta} \right) \cdot C_{\text{е.е.}} \cdot 10^{-2}, \quad (7.7)$$

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_{κ} – номінальні втрати в обмотках трансформаторів, $\Delta P_{\kappa} = 25,5$ (33,5) кВт;
 τ – час втрат, $\tau = 2000$ год/рік;
 ΔP_{xx} – номінальні втрати у сталі трансформатора, $\Delta P_{xx} = 4,7$ (6,2) кВт;
 T_{θ} – час роботи трансформатора на рік, $T_{\theta} = 8760$ год;

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

$C_{e.e.}$ – середня вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії, $B = 7,2$ грн [за даними Павлоградського РЕМ], переважно побутове навантаження.

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах 35/10 кВ.

До реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТТТ1}} = \left(\left(\frac{5090}{2500 + 2500} \right)^2 \cdot 25,5 \cdot 2000 + 4,7 \cdot 8760 \right) \cdot 7,2 \cdot 10^{-3} = 677,0 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТТТ2}} = \left(\left(\frac{5134,9}{4000 + 4000} \right)^2 \cdot 33,5 \cdot 1500 + 6,2 \cdot 8760 \right) \cdot 7,2 \cdot 10^{-3} = 540,1 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ визначаємо за формулою:

$$B_{\text{втр.е.е.ПЛ}} = \left(\frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} \right)^2 \cdot 3r_o \cdot L \cdot \tau \cdot C_{e.e.} \cdot 10^{-3}, \quad (7.8)$$

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 району електропостачання напругою 10 кВ наведено в таблиці 7.5.

Таблиця 7.5 – Розрахункові дані ПЛ 10 кВ

Марка проводу	L , км	r_o , Ом/км	τ , год/рік	S_p , кВА
1	2	3	4	5
До реконструкції				
АС-35	3,0	0,95	1900	1201,0
АС-35	8,6	0,95	1900	1606,1
АС-50	11,5	0,67	1900	1003,2
АС-70	9,0	0,56	1900	1350,7
Після реконструкції				
АС-70	3,0	0,56	1700	1261,3

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 7.5.

1	2	3	4	5
АС-70	8,6	0,56	1700	1706,3
АС-70	11,5	0,56	1700	1103,7
АС-95	9,0	0,35	1700	1510,1

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:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.е.е.ЛЛ 2}} &= \left(\frac{1261,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,56 \cdot 3,0 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1706,3}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,56 \cdot 8,6 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1103,7}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,56 \cdot 11,5 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{1510,1}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,35 \cdot 9,0 \cdot 7,2 \cdot 10^{-6} = 3892,0 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Розрахуємо розмір амортизаційних відрахувань:

$$B_a = \frac{H_a}{100} \cdot K, \quad (7.9)$$

де H_a – норма амортизаційних відрахувань $H_a = 6,0\%$ [5, 7];

K – розмір капіталовкладень, тис. грн.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно визначити капіталовкладення в інфраструктуру системи електропостачання частини району до реконструкції. За даними Павлоградського РЕМ ці капіталовкладення становлять 6200 тис. грн.

Визначимо суму амортизаційних відрахувань до реконструкції:

$$B_{a1} = \frac{6,0}{100} \cdot 6200 = 372,0 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо суму амортизаційних відрахувань після реконструкції:

$$B_{a2} = \frac{6,0}{100} \cdot 10812,3 = 648,7 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо експлуатаційні витрати за рік:

$$\sum B = B_a + B_{\text{експл}} + B_{\text{втр.е.е.}}, \quad (7.10)$$

До реконструкції:

$$\sum B_1 = 372,0 + 129,0 + (677,0 + 5542,0) = 6720,0 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$\sum B_2 = 648,7 + 98,8 + (540,1 + 3892,0) = 5179,6 \text{ тис. грн.}$$

Обсяги електроенергії, що реалізуються споживачам [5, 7, 23]:

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

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

K_y – коефіцієнт участі, $K_y = 0,7$;

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

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

До реконструкції:

$$W_{\text{нов}} = 5090 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2400 = 4788,7 \text{ тис. кВт год.}$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після реконструкції:

$$W_{\text{пов}} = 5134,9 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2400 \cdot 10^{-3} = 5434,8 \text{ тис. кВт год.}$$

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

До реконструкції:

$$C_{\text{пер.1}} = \frac{6720,0}{4788,7} = 1,4 \text{ грн.}$$

Після реконструкції:

$$C_{\text{пер.2}} = \frac{5179,6}{5434,8} = 0,95 \text{ грн.}$$

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

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

$$\Pi_{\text{після рек.}} = (7,2 - 2,0 - 0,95) \cdot 5434,8 = 23098,0 \text{ тис. грн.}$$

Додатковий прибуток (економічний ефект) від збільшення відпуску корисної енергії та зниження собівартості її передачі визначається як різниця прибутку підприємства до і після реконструкції:

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

$$E = 23098,0 - 18197,1 = 4900,9 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо строк окупності капіталовкладень:

$$T_{\text{ок.}} = \frac{10812,3}{4900,9} = 2,2 \text{ рік.}$$

Приведені витрати до реконструкції:

$$З_{\text{пр.1}} = 6720,0 + 0,12 \cdot 6200 = 7464,0 \text{ тис. грн.}$$

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приведені витрати після реконструкції:

$$Z_{np.2} = 5179,6 + 0,12 \cdot 10812,3 = 6477,1 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати за 2-м варіантом (після реконструкції системи електропостачання) значно менші. Це пояснюється зменшенням втрат електроенергії в мережі району електропостачання та зменшенням витрат на експлуатацію нового обладнання. Запропонований варіант реконструкції системи електропостачання південної частини Павлоградського району Дніпропетровської області є ефективним як з технічної так і з економічної та технічної точки зору.

В таблицю 7.6 зводимо техніко-економічні показники базового та проєктованого варіанта системи електропостачання.

Таблиця 7.6 – Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту

Показники	До реконструкції	Після реконструкції
Додаткові капітальні вкладення, тис. грн.	—	10812,3
Річні експлуатаційні витрати, тис. грн	6720,0	5179,6
Кількість відпущеної корисної електроенергії за рік, тис. кВт·год	4788,7	5434,8
Питомі витрати на передачу і розподіл 1кВт·год електроенергії, грн.	1,4	0,95
Прибуток підприємства від транспортування електроенергії, тис. грн	18197,1	23098,0
Економічний ефект, тис. грн.	—	4900,9
Приведені витрати, тис. грн.	7464,0	6477,1
Строк окупності капітальних вкладень, рік	—	2,2

Техніко-економічні розрахунки показали, що після реконструкції системи електропостачання району, збільшення відпущеної електричної енергії від підстанції «Троїцька» та зменшення її втрат в розподільних мережах 10 кВ дало економічний ефект у розмірі 4900,9 тис. грн. Строк окупності капіталовкладень на реконструкцію в розмірі 10812,3 тис. грн. становить близько 2,2 роки (аркуш 21ЕЕД. 9685337.06.25.710000ТБ).

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційному проєкті вирішені питання реконструкції системи електропостачання південної частини Павлоградського району Дніпропетровської області.

Запропоновані у проєкті заходи і технічні рішення дозволять підвищити надійність роботи розподільних електричних мереж району напругою 10 кВ, що дозволить підвищити надійність електропостачання району в цілому, суттєво знизити втрати електричної енергії в елементах мережі (лініях і трансформаторах) і зменшити кількість перерв в електропостачанні.

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

Удосконалення релейного захисту повітряних ліній напругою 10 кВ 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.

Впровадження системи сигналізації про утворення ожеледі дозволить більш ефективно і в стислі терміни проводити плавлення ожеледі і зменшити кількість аварій в зимовий період.

Термін окупності додаткових капітальних вкладень на реконструкцію системи електропостачання південної частини Павлоградського району Дніпропетровської області становить близько 2-х років.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Харків : ФОРТ, 2017. 760 с.
2. Коваленко О. І. Основи електропостачання : навчальний посібник. Запоріжжя : ТДАТУ, 2024. 237 с.
3. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : Компрінт, 2021. 497с.
4. Козирський В. В., Каплун В.В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу. Київ : Аграрна освіта, 2011. 448 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. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. / Іноземцев Г. Б. та ін. Київ : ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. 526 с.
7. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посібн. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568 с.
8. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тепля В. В. Проектування електричної частини електричних станцій : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2009. 194 с.
9. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2011. 204 с.
10. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посібн. / А.Ю. Орлович та ін. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. 272 с.
11. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем : навчально-методичний посібник. Запоріжжя : ЗДІА, 2017. 165 с.
12. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

14. 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 : 25.05.2025).

15. Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Шматов А. О. Дослідження зарубіжного досвіду боротьби з ожеледно-паморозевими відкладеннями на проводах повітряних ліній електропередачі. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. Серія: Енергетика надійність та енергоефективність. 2023. № 1 (6) С. 45-50.

16. Черемісін М. М., Попов О.А., Шкуро К. О., Пархоменко О. В. Ефективність моніторингу повітряних ліній електропередавання в ожеледних районах. Наукові праці Донецького національного технічного університету. 2013. № 2 (15). Донецьк : ДНТУ. С. 261-264.

17. Черемісін М. М., Савченко О. А., Серeda А. І., Дюбко С. В. Короткострокове прогнозування супутніх метеопараметрів ожеледеутворення на ПЛ на основі методу часових вікон. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. №5. С. 58-61.

18. Харченко В. Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств : конспект лекцій. Харків : ХНАМГ, 2011. 168 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. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК: підручник / С. О. Єрмолаєв : за заг. ред. С.О. Єрмолаєва. Київ : Мета. 2003. 543 с.

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

23. Федішин Б. П. Економіка енергетики : навчальний посібник. Тернопіль : ТНТУ, 2003. 182 с.

					21ЕЕД.9685337.06.25.000000ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		