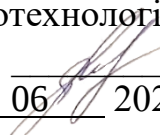


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

Пояснювальна записка

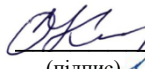
до кваліфікаційного проєкту
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

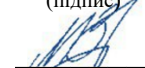
на тему: «Реконструкція електропостачання північної частини
Томаківського району Дніпропетровської області»

21ЕЕД.9683858.06.25.000000ПЗ

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

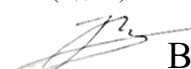

(підпис) Р. І. Тупік

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

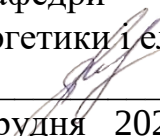
Нормоконтролер, к.т.н., доц. 
(підпис) В. Б. Гулевський

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

Тупіку Руслану Ігоровичу

**1. Тема проєкту: Реконструкція електропостачання північної частини
Томаківського 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 обладнання трансформаторної підстанції.

5. Охорона праці.

6. Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту.

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

1. Мережі району електричні напругою 35 та 10 кВ. Схема електрична розташунок.
2. Підстанція 35/10 кВ «Вищетарасівка». Кола первинної комутації. Схема електрична принципова.
3. Пристрій релейного захисту МРЗС-05М. Схема електрична принципова.
4. Захист релейний силового трансформатора 35/10 кВ. Схема електрична принципова.
5. Пристрій заземлення підстанції 35/10 кВ. Кресленик загального виду.
6. Показники техніко-економічні. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) проєкту

Розділ (підрозділ)	П.І.Б., посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
5	Зоря М. В., к.т.н., доцент	27.12.24	27.12.24
6	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 обладнання трансформаторної підстанції.	10.04.2025 р.	
5. Охорона праці.	30.04.2025 р.	
6. Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту.	05.06.2025 р.	
7. Підпис керівником проєкту.	11.06.2025 р.	
8. Підпис завідувачем кафедри.	12.06.2025 р.	

Здобувач вищої освіти


(підпис)

Р. І. Тупік

Керівник проєкту, к.т.н., доцент


(підпис)

О. І. Коваленко

№ рядка	Формат	Позначення			Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД. 9683858.06.25.000000ПЗ			Реконструкція електропостачання			
2					північної частини			
3					Томаківського району			
4					Дніпропетровської області.			
5					Пояснювальна записка.	83	–	
6	A1	21ЕЕД. 9683858.06.25.110000Э7			Мережі району електричні			
7					напругою 35 та 10 кВ. Схема			
8					електрична розташування.	1	–	
9	A1	21ЕЕД. 9683858.06.25.310000Э3			Підстанція 35/10 кВ			
10					«Вищетарасівка». Кола			
11					первинної комутації. Схема			
12					електрична принципова.	1	–	
13	A1	21ЕЕД. 9683858.06.25.410000Э3			Пристрій релейного захисту			
14					МРЗС-05М. Схема			
15					електрична принципова.	1	–	
16	A1	21ЕЕД. 9683858.06.25.420000Э3			Захист релейний силового			
17					трансформатора 35/10 кВ.			
18					Схема електрична			
19					принципова.	1	–	
20	A1	21ЕЕД. 9683858.06.25.510000ВО			Пристрій заземлення			
21					підстанції 35/10 кВ.			
22					Кресленик загального виду.	1	–	
23	A1	21ЕЕД. 9683858.02.25.610000ТБ			Показники техніко-			
24					економічні. Таблиця.	1	–	
25								
					21ЕЕД. 9683858.06.25.000000ПЗ			
Зм.	Арк	№ докум.	Підп.	Дата	Відомість технічного проєкту	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Тупік Р. І.		10.02.25				
Перев.		Коваленко О. І.		11.02.25			1	2
						ТДАТУ, 2025		
Н.контр.		Гулевський В.Б.		11.02.25				
Затв.		Постол Ю.О.		12.02.25				

РЕФЕРАТ

Тупік Р. І. Реконструкція електропостачання північної частини Томаківського району Дніпропетровської області : кваліфікаційний проєкт. Запоріжжя : ТДАТУ, 2025. 83 с.

Обсяг кваліфікаційного проєкту – 83 аркуші, кількість рисунків – 7, кількість таблиць – 22.

У кваліфікаційному проєкті вирішені питання реконструкції системи електропостачання північної частини Томаківського району Дніпропетровської області. Проведено аналіз стану обладнання мереж напругою 10 кВ та підстанції 35/10 кВ. Вибрано схему електропостачання району напругою 10 кВ та підстанції 35/10 кВ. Розраховано навантаження споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ та мережі 10 кВ, вибрано переріз проводів повітряних ліній напругою 10 кВ. Проведено розрахунок потужності силових трансформаторів підстанції. До встановлення на підстанції прийнято два трансформатори потужністю 2500 кВА кожний. Розраховано струми короткого замикання та струми навантаження мережі. За значеннями струмів к.з. та струмів навантаження проведено вибір обладнання та комутаційних апаратів підстанції.

Розглянуті питання захисту обладнання підстанції та розподільної мережі 10 кВ від аварійних режимів. Розраховано параметри релейного захисту силових трансформаторів та повітряних ліній напругою 10 кВ, що відходять від підстанції. Розроблено принципові схеми релейного захисту.

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

Доцільність прийнятих технічних рішень підтверджено техніко-економічними розрахунками проєкту. Термін окупності додаткових капіталовкладень на реконструкцію системи електропостачання північної частини Томаківського району становить один рік.

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	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 Стан системи електропостачання частини району	12
1.3 Постановка задач кваліфікаційного проєкту	13
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ	15
2.1 Розрахункових навантажень споживчих підстанцій 10/0,4 кВ	15
2.2 Розрахунок електричних навантажень мережі 10 кВ	19
2.3 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції	23
2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району	25
2.5 Вибір перерізу проводів повітряних ліній 10 кВ	28
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі	31
2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі.....	31
2.6.2 Схема заміщення мережі і визначення параметрів схеми ...	33
2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі	37
2.6.4 Визначення струмів навантаження мережі району.....	40
3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 кВ..	41
3.1 Вибір електричних апаратів напругою 35 кВ	42
3.2 Вибір електричних апаратів напругою 10 кВ	43
3.4 Вибір трансформаторів струму	45
3.5 Вибір трансформаторів напруги	49
3.6 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції	50
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	53
4.1 Релейний захист силових трансформаторів	53
4.1.1 Стан питання	53

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

4.1.2 Пристрій релейного захисту МРЗС-05М	55
4.1.3 Струмова відсічка трансформатора	56
4.1.4 Максимальний струмовий захист трансформатора	57
4.1.5 Захист трансформатора від перевантаження	58
4.1.6 Газовий захист трансформатора	59
4.2 Релейний захист повітряних ліній напругою 10 кВ	60
4.2.1 Максимальний струмовий захист ліній 10 кВ	60
4.2.2 Струмова відсічка ПЛ 10 кВ	62
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	65
5.1 Аналіз стану охорони праці на підприємстві	65
5.2 Засоби з охорони праці на підстанції	69
6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ	73
ВИСНОВКИ.....	81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	82

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

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

Одним із головних завдань будь-якої енергосистеми є надійне електропостачання – безперебійне забезпечення споживачів усіх категорій якісною електричною енергією. На даний час транспортування електричної енергії до споживачів, а особливо до споживачів у сільських районах, здійснюється переважно повітряними лініями електропередавання різних класів напруги.

Основою такої системи електропостачання є розподільні електричні мережі напругою 6, 10 та 35 кВ. Вони складаються із багатьох структурних елементів (лінії, трансформаторні підстанції, розподільні пункти, пункти секціонування та ін.), мають значну довжину, розподілені на значній території з різним рельєфом і підлягають суттєвому впливу великої кількості факторів, в тому числі і кліматичних.

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

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Метою даного кваліфікаційного проєкту є реконструкція існуючої системи електропостачання північної частини Томаківського району Дніпропетровської області, при цьому необхідно здійснити вибір рівня напруг, визначити електричні навантаження, вибрати оптимальне число і потужність трансформаторних підстанцій, вибрати конфігурацію електричних мереж та їх обладнання, спроектувати їх захист, визначити техніко-економічні показники проєкту реконструкції.

При реконструкції систем електропостачання та районних трансформаторних підстанцій широко впроваджуються заходи щодо підвищення надійності електропостачання сільських споживачів. Одним із таких заходів є забезпечення надійного захисту елементів мереж від аварійних режимів. У кваліфікаційному проєкті пропонується глибока модернізація релейного захисту обладнання підстанцій із застосуванням мікроелектронних та мікропроцесорних пристроїв захисту із елементами автоматизації мереж.

Релейний захист і автоматика є частиною комплексу електроустаткування, без якої неможливо забезпечити електропостачання споживачів. За більш ніж столітню історію експлуатації пристроїв РЗ визначені вимоги до її основних властивостей: швидкодія, селективність, чутливість, надійність, дешевизна апаратури й економічність в експлуатації, сумісність із пристроями автоматики. Підтримка правильності роботи всіх компонентів захисту, що забезпечують перераховані вище властивості, покладається на правильний вибір пристроїв релейного захисту, коректний розрахунок їх параметрів та перевірку їх на чутливість (надійність).

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

1.1 Географо-економічний опис району електропостачання

Томаківський район розташований у центрі України на півдні Дніпропетровської області. Районний центр – с.м.т. Томаківка розташоване на відстані 90 км від обласного центру – м. Дніпропетровськ та на відстані 30 км від м. Запоріжжя.

Томаківський район межує із Солонянським та Нікопольським районами Дніпропетровської області та із Запорізьким районом Запорізької області. Також район межує через Каховське водосховище із Василівським районом Запорізької області.

Через Томаківський район проходять автомагістралі в напрямку Нікополь – Запоріжжя та Кривий Ріг – Запоріжжя. Також територією району проходить залізна дорога в напрямку Кривий Ріг – Запоріжжя.

Район розташований на Причорноморській низовині в зоні степів. Через територію району протікають ріки: Томаківка, Кислувата, Комишова Сура, Топила, Ревун та Каховське водосховище (р. Дніпро).

Клімат району помірно-континентальний із доволі м'якою зимою та теплим (іноді спекотним) літом. Найхолодніші місяці – січень і лютий, а найтепліші – липень та серпень. Середня температура зимового періоду становить -7°C , а літнього $+15^{\circ}\text{C}$. Абсолютний мінімум температури -29°C , а абсолютний максимум $+41^{\circ}\text{C}$.

Середня кількість атмосферних опадів за рік складає 400-500 мм. В найбільш посушливі роки цей показник знижується до 300 мм, а у найбільш вологі підвищується до 600-800 мм. Відносна вологість повітря у теплий період становить в середньому 50-65%, а в зимовий період 70...90%.

Протягом року на території Томаківського району переважають північні та північно-східні вітри. Сильні вітри із швидкістю 15 метрів в

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

секунду і більше дують в середньому 27 днів на рік. Найбільша кількість сильних вітрів відзначена в січні та у лютому.

За швидкісним напором вітру та за товщиною стінки ожеледі район відноситься до третього кліматичного району: можливе відкладення ожеледі вагою 15 Н/м та товщиною 19 мм; тиск вітру – до 500 Па; тиск вітру на провода із ожеледдю – 250 Па. Середньорічна грозова активність складає до 90 годин.

Ґрунтовий покрив району складають переважно чорноземи і піщано-чорноземні ґрунти.

Район електропостачання, що розглядається в кваліфікаційному проєкті – північна частина Томаківського району, живиться від трансформаторної підстанції 35/10кВ «Вищетарасівка» і охоплює с. Вищетарасівка та прилеглі до нього виробничі території.

Село Вищетарасівка розташоване на березі Каховського водосховища на відстані 32 км від районного центру. Населення села (до війни) становить близько чотирьох тисяч чоловік.

На території села розташована середня школа, восьмирічна школа-інтернат і початкова школа, будинок культури із залом на 500 місць, бібліотека, лікарня та амбулаторія, дитячі ясла-сад, відділення зв'язку, ощадкаса, будинок побуту, універмаг, магазин готового одягу.

Основні напрямки діяльності сільськогосподарських підприємств району це рослинництво, садівництво та тваринництво (переважно м'ясо-молочного напрямку). Також в районі розвинуте рибальство та переробка риби.

Переважна більшість сільськогосподарських підприємств району електропостачання це фермерські господарства, частина із яких займаються вирощуванням та переробкою власної продукції. В Томаківському районі також розвинені садівництво і городництво.

На території району електропостачання також є переробні підприємства – консервний завод, млин, хлібопекарня та олійниця.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Стан системи електропостачання частини району

Електропостачання північної частини Томаківського району Дніпропетровської області, що розглядається у кваліфікаційному проекті, живиться від районної знижувальної двотрансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ «Вищетарасівка» (аркуш 21ЕЕД. 9683858.06.25.110000Э7). Від трансформаторної підстанції відходять три повітряних ліній напругою 10 кВ, які постачають електроенергією споживачів села Вищетарасівка та прилеглі до неї території.

Живлення споживачів електричної енергії вказаних населених пунктів та виробничих об'єктів здійснюється фідерами №62, 65 та 66.

Повітряні лінії напругою 10 кВ виконано проводами марки АС-35, А-50 та А-70. Для підвищення надійності електропостачання споживачів на лініях 10 кВ виконано перемички, які дозволяють за допомогою кільцевих роз'єднувачів змінювати конфігурацію мереж напругою 10 кВ. Мережі напругою 10 кВ працюють в умовно замкненому режимі – вимикаючи ушкоджену ділянку для ремонту вмикають резервне джерело живлення (фідер). У нормальному режимі всі кільцеві роз'єднувачі знаходяться у відключеному стані.

На підстанції «Вищетарасівка» встановлено два силових трансформатори ТМ та ТМН потужність відповідно 1,8 МВА та 2,5 МВА. Трансформатор ТМН потужність 2,5 МВА має пристрій регулювання під напругою (РПН), що при наявності відповідних систем автоматизації дозволяє виконувати зустрічне регулювання напруги в реальному часі. Трансформатор ТМ потужність 1,8 МВА не має пристрою регулювання під напругою і є застарілим з технічної точки зору.

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Захист обладнання підстанції від перенапруги виконано за допомогою вентиляльних розрядників РВС-35 та РВО-10. Комутація кожної повітряної лінії 10 кВ, що відходить від підстанції виконується за допомогою масляних вимикачів застарілої серії ВМГ-133.

Релейний захист трансформаторів та повітряних ліній електропередавання виконано на застарілій базі із використанням електромеханічних реле різних типів і модифікацій.

До існуючих недоліків системи електропостачання північної частини Томаківського району, що живиться від підстанції «Вищетарасівка» слід віднести наступне:

- 1) силовий трансформатор підстанції працює із перевантаженням;
- 2) силове обладнання підстанції та мереж 10 кВ є фізично та морально застарілим і потребує заміни;
- 3) втрата напруги в мережі 10 кВ перевищує допустимі значення, що веде до зниження рівня напруги у споживачів і збільшення втрат електроенергії;
- 4) система релейного захисту є застарілою і не забезпечує відповідного рівня надійності та безпеки;
- 5) системи керування та автоматики підстанцією заснована на електромагнітних та індукційних реле, що відслужили свій строк і потребують заміни.

1.3 Постановка задач кваліфікаційного проєкту

Наведені вище недоліки системи електропостачання північної частини Томаківського району призводить до зниження якості електроенергії у споживачів, до збільшення кількості і тривалості перерв в електропостачанні, що в свою чергу веде до простою виробничого обладнання, порушення ряду технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, псуванню продукції та до незручностей побутових споживачів.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Для підвищення надійності системи електропостачання споживачів північної частини Томаківського району необхідно провести реконструкцію системи електропостачання.

У зв'язку із запланованою зміною конфігурації мережі, що живиться від підстанції, необхідно перевірити:

- чи забезпечується достатня якість електричної енергії споживачам;
- чи відповідають силові трансформатори підстанції новим умовам експлуатації;
- чи відповідає діюче обладнання підстанції теперішньому навантаженню району.

Враховуючі наведені недоліки стану системи електропостачання частини району та обладнання підстанції «Вищетарасівка» необхідно виконати реконструкцію системи електропостачання північної частини Томаківського району. Для цього в кваліфікаційному проєкті запропоновано виконати наступне:

- перерахувати навантаження ТП 10/0,4 кВ та ПЛ 10 кВ для об'єктивної оцінки якості електропостачання району;
- перевірити втрати напруги на ділянках ПЛ 10 кВ;
- провести розрахунок потужності силових трансформаторів 35/10 кВ;
- провести заміну застарілого силового обладнання підстанції та мереж 10 кВ;
- розробити схему релейного захисту обладнання підстанції;
- розробити заходи із охорони праці;
- розрахувати економічні затрати на реконструкцію системи електропостачання частини району для обґрунтування доцільності проведення реконструкції та її техніко-економічної ефективності.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ

2.1 Розрахунок навантажень споживчих підстанцій 10/0,4 кВ

При реконструкції системи електропостачання та районних трансформаторних підстанцій необхідно пам'ятати, що з часом споживання електричної енергії зростає, тому підрахунок треба вести з урахуванням коефіцієнтів зростання навантаження, з оглядом на майбутній розвиток електричної мережі району [1, 2-6].

Для зручності виконання розрахунку навантажень за даними з аркушу 21ЕЕД. 9683858.06.25.110000Э7 викреслюємо електричні розрахункові схеми мережі району (рисунок 2.1-2.3) і виконується розрахунок навантаження споживчих трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4 кВ.

Денний та вечірній максимум розраховується з урахуванням коефіцієнтів участі у даному максимумі, які вказують яка частка потужності використовується в даний період (κ_d і κ_b) [2-6].

Для виробничих споживачів – $\kappa_d = 1$ і $\kappa_b = 0,6$. Для побутових $\kappa_d = 0,3 \dots 0,4$, $\kappa_b = 1,0$. Для змішаного навантаження – $\kappa_d = \kappa_b = 1$ [2-6].

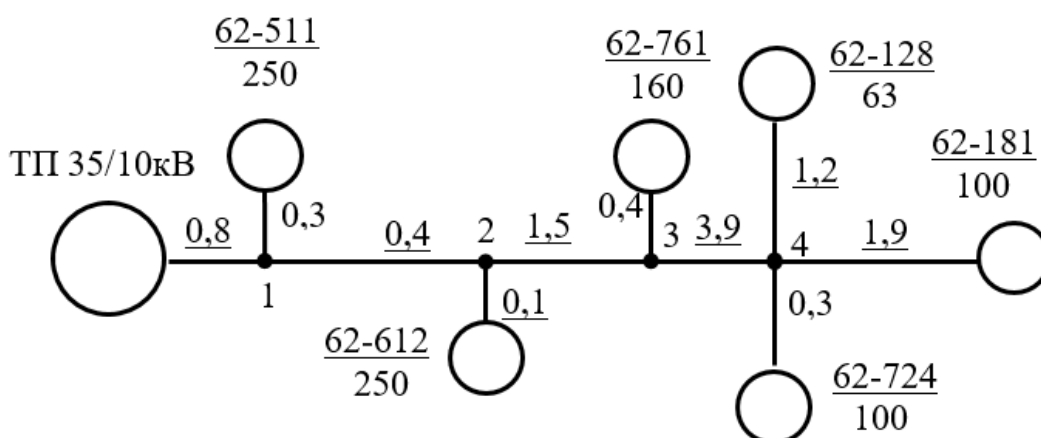


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема фідера 62

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15



					21ЕЕД.9683858.62.25.0000000ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для вибору навантаження трансформаторної підстанції за розрахункове навантаження вибираємо більше із денного і вечірнього розрахункових максимумів.

Активну розрахункову потужність в денний і вечірній максимуми навантажень визначають за формулами:

$$P_{p.d.} = S_H \cdot \kappa_3 \cdot \kappa_p \cdot \kappa_{y.d.} \cdot \cos \varphi_d, \quad (2.1)$$

$$P_{p.v.} = S_H \cdot \kappa_3 \cdot \kappa_p \cdot \kappa_{y.v.} \cdot \cos \varphi_v, \quad (2.2)$$

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

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

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

κ_3 – коефіцієнт навантаження [2-6];

$\kappa_{y.d.}$, $\kappa_{y.v.}$ – коефіцієнт участі навантаження, відповідно, в денному і вечірньому максимумі [2, 12];

κ_p – коефіцієнт зростання навантаження [2, 12];

$\cos \varphi_d$, $\cos \varphi_v$ – денний і вечірній коефіцієнти потужності [2, 12].

Для прикладу розраховуємо активну розрахункову потужність денного і вечірнього максимумів навантажень трансформаторної підстанції ТП 10/0,4 кВ № 410 (фідер 62) із номінальною потужністю 400 кВА.

$$P_{p.d.} = 250 \cdot 0,8 \cdot 1,3 \cdot 0,4 \cdot 0,9 = 93,6 \text{ кВт};$$

$$P_{p.v.} = 250 \cdot 0,8 \cdot 1,3 \cdot 1 \cdot 0,93 = 242,0 \text{ кВт}.$$

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.11 - Розрахунок навантажень споживчих підстанцій 10/0,4 кВ

№ ТП 10/0,4	Характер навантаження	S_H , кВА	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_e$	K_3	K_p	K_{y0}	K_{ye}	$P_{p.d.}$, кВт	$P_{p.e.}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фідер 62										
410	побутове	250,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	93,6	241,8
612	змішане	250,0	0,8	0,9	0,8	1,3	1,0	1,0	210,6	223,6
761	змішане	160,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	126,5	134,8
128	побутове	63,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	23,6	60,9
181	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	37,4	96,7
724	змішане	100,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	81,1	85,3
Фідер 65										
232	виробниче	100,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	0,6	78,0	49,9
140	виробниче	100,0	0,7	0,8	0,8	1,3	1,0	0,6	72,8	48,7
152	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	37,4	96,7
753	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	36,6	93,6
143	побутове	250,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	93,6	241,8
421	побутове	160,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	57,2	148,1
144	побутове	160,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	59,9	154,8
139	змішане	250,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	202,8	213,2
593	побутове	160,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	58,6	149,8
419	виробниче	100,0	0,7	0,8	0,8	1,3	1,0	0,6	72,8	48,7
418	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	36,6	93,6
443	змішане	250,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	202,8	213,2
782	змішане	160,0	0,8	0,9	0,8	1,3	1,0	1,0	134,8	143,1
145	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	37,4	96,7
378	побутове	63,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	22,5	58,3
517	змішане	250,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	197,6	210,6
Фідер 66										
209	побутове	160,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	59,9	154,8
166	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	35,8	92,6
698	змішане	63,0	0,8	0,9	0,8	1,3	1,0	1,0	53,1	56,4
703	змішане	100,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	81,1	85,3
550	побутове	160,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	59,9	154,8

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ					Арк.
										18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
168	виробниче	100,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	0,6	78,0	49,9
170	побутове	800,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	292,9	748,8
172	змішане	160,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	126,5	134,8
699	змішане	250,0	0,8	0,9	0,8	1,3	1,0	1,0	210,6	223,6
459	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	37,4	96,7
391	змішане	250,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	197,6	210,6
173	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	36,6	93,6
174	виробниче	400,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	0,6	312,0	199,7
700	змішане	160,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	1,0	129,8	136,5
176	побутове	160,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	57,2	148,1
175	побутове	250,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	93,6	241,8
595	побутове	400,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	146,4	374,4
360	виробниче	400,0	0,8	0,8	0,8	1,3	1,0	0,6	312,0	199,7
101	побутове	100,0	0,9	0,9	0,8	1,3	0,4	1,0	37,4	96,7

2.2 Розрахунок електричних навантажень мережі 10 кВ

Розрахункові навантаження на ділянках ліній 10кВ визначаємо за сумою навантаження споживчих трансформаторних підстанцій напругою 10/0,4кВ. Для розрахунку навантажень приймають однолінійні схеми ліній з існуючими трансформаторними підстанціями (рисунки 2.1-2.3).

Розрахунок навантаження на окремих ділянках лінії 10 кВ через їх різномірності та не сумірності визначаємо шляхом додавання за допомогою надбавок, тобто до більшого навантаження додається добавка від меншого [2]:

$$P_p = P_{\max} + \Delta P_{\min}, \quad (2.3)$$

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

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ					Арк.
										19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Середньозважений коефіцієнт потужності на ділянках лінії із різним навантаженням визначаємо за формулою [2, 12]:

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

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

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

Значення повної розрахункової потужності знаходимо по формулі [3,4]:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}, \quad (2.5)$$

Для прикладу виконуємо розрахунок навантаження в мережі напругою 10 кВ для фідера №62 на ділянці між точками 1-2 (рисунок 2.1).

Ділянка повітряної лінії 1-2.

$$P_{p\partial} = 81 + 48 = 129,0 \text{ кВт};$$

$$P_{p\epsilon} = 96,7 + 108 = 204,7 \text{ кВт}.$$

$$\cos \varphi_{\partial} = \frac{23,6 \cdot 0,9 + 37,44 \cdot 0,9 + 81 \cdot 0,78}{23,6 + 37,44 + 81} = 0,86.$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = \frac{60,93 \cdot 0,93 + 96,72 \cdot 0,93 + 85,3 \cdot 0,82}{60,93 + 96,72 + 85,3} = 0,89.$$

$$S_{p\partial} = \frac{129,12}{0,86} = 150,1 \text{ кВА};$$

$$S_{p\epsilon} = \frac{204,72}{0,89} = 230,0 \text{ кВА}.$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

аналогічно. Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунок навантаження на ділянках мережі 10 кВ

Ділянка	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		ΔР _{д.} , кВт	ΔР _{в.} , кВт	Розрахункове навантаження		cos φ _д	cos φ _в	S _{р.д.} , кВА	S _{р.в.} , кВА
	Р _{д.} , кВт	Р _{в.} , кВт	Р _{д.} , кВт	Р _{в.} , кВт			Р _{р.д.} , кВт	Р _{р.в.} , кВт				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Фідер 62												
4-181	37,4	96,7	-	-	-	-	37,4	96,7	0,9	0,93	41,6	104,0
4-724	81,1	85,3	-	-	-	-	81,1	85,2	0,78	0,82	104,0	104,0
4-128	23,6	60,9	-	-	-	-	23,6	60,9	0,9	0,93	26,2	65,5
3-4	81,2	96,7	23,6	60,9	48,0	108,0	129,1	204,7	0,86	0,89	150,4	230,0
3-761	126,4	137,8	-	-	-	-	126,4	137,8	0,76	0,81	166,9	170,1
2-3	126,5	134,7	23,6	60,9	106,0	188,0	232,4	325,8	0,84	0,87	276,7	374,5
2-612	210,6	223,6	-	-	-	-	210,6	223,6	0,81	0,86	260,0	260,0
1-2	210,6	223,6	23,6	60,9	204,0	299,0	414,6	522,6	0,83	0,87	499,5	600,7
1-511	93,6	241,8	-	-	-	-	93,6	241,8	0,9	0,93	104,0	260,0
0-1	210,6	223,6	23,6	60,9	283,0	490,0	493,6	731,8	0,84	0,88	587,6	831,6
Фідер 65												
14-517	197,6	210,6	-	-	-	-	197,6	210,6	0,76	0,81	260,0	260,0
13-14	197,6	210,6	22,5	58,3	14,0	46,0	211,6	256,6	0,81	0,85	261,2	302,0
12-13	197,6	210,6	22,5	58,3	48,0	118,0	245,6	328,6	0,85	0,89	287,5	369,0
12-782	134,8	143,0	-	-	-	-	134,8	143,0	0,81	0,86	166,4	166,8
5-12	197,6	210,6	22,5	58,3	152,0	230,0	349,6	440,6	0,83	0,87	421,2	503,0
9-139	202,8	213,2	-	-	-	-	202,8	213,2	0,78	0,82	260,0	260,0
8-9	202,8	213,2	59,9	154,8	48,0	115,0	250,8	328,2	0,84	0,87	298,6	375,0
6-8	202,8	213,2	57,2	148,1	89,0	235,0	291,8	448,2	0,85	0,88	343,3	509,0
11-443	202,8	213,2	-	-	-	-	202,8	213,2	0,78	0,82	260,0	260,0
10-11	202,8	213,0	36,6	93,6	24,4	72,0	227,2	285,2	0,83	0,86	273,7	332,0
7-10	202,8	213,0	36,6	48,7	82,0	109,0	284,8	322,2	0,76	0,82	372,3	393,0
7-593	58,6	150,0	-	-	-	-	58,6	150,0	0,88	0,9	66,6	166,7
6-7	202,8	213,0	36,6	48,7	129,0	231,0	331,8	444,2	0,82	0,86	404,6	516,5
5-6	202,8	213,2	36,6	48,7	568,0	840,0	770,8	1083	0,84	0,87	917,6	1245

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5-143	36,6	93,6	-	-	-	-	36,6	93,6	0,9	0,93	40,6	100,7
4-5	202,8	213,2	22,5	48,7	910,0	1280,0	1112,8	1523	0,87	0,9	1279,0	1692,0
4-753	36,6	93,6	-	-	-	-	36,6	93,6	0,88	0,9	41,5	104,0
3-4	202,8	213,2	22,5	48,7	840,0	1382,0	1042,8	1623	0,87	0,9	1192,0	1803,0
3-152	37,4	96,7	-	-	-	-	37,4	96,7	0,9	0,93	41,5	104,0
2-3	202,8	213,2	22,5	48,7	860,0	1502,0	1062,8	1740	0,89	0,92	1194,0	1895,0
1-2	202,8	213,2	22,5	48,7	918,0	1510,0	1120,8	1751	0,8	0,85	1401,0	2060,0
1-232	78,0	50,0	-	-	-	-	78,0	50,0	0,75	0,8	104,0	62,5
0-1	202,8	213,2	22,5	48,7	1005	1525,0	1207,8	1766	0,78	0,83	1548,0	2128
Фідер 66												
17-101	37,4	96,72	-	-	-		37,4	96,7	0,9	0,93	41,6	104,0
16-17	312,0	374,4	37,4	96,7	27,0	72,0	339,0	272,0	0,83	0,87	408,4	312,6
16-595	146,4	374,4	-	-	-	-	146,4	374,4	0,88	0,9	166,6	416,0
15-16	312,0	374,4	37,4	96,7	140,0	230,0	452,0	604,0	0,86	0,88	525,8	682,9
12-15	312,0	374,4	37,4	96,7	218,0	426,0	530,0	800,0	0,88	0,9	602,7	888,9
14-176	57,0	148,0	-	-	-	-	57,0	148,0	0,86	0,89	66,2	166,9
12-14	129,8	148,1	57,2	136,5	46,0	102,0	176,0	250,0	0,82	0,86	214,6	290,7
13-174	312,0	200,0	-	-	-	-	312,0	200,0	0,75	0,8	416,0	250,0
12-13	312,0	199,7	33,6	93,6	26,0	69,0	338,0	269,0	0,82	0,85	412,2	316,7
11-12	312,0	374,4	33,6	93,6	656,0	920,0	968,0	1294	0,84	0,87	1152,	1487
11-391	198,0	211,0	-	-	-	-	198,0	211,0	0,76	0,81	260,5	260,9
10-11	312,0	374,4	33,6	93,6	835,0	1115	1147,0	1489	0,8	0,84	1434	1773
9-10	312,0	374,4	33,6	93,6	875,0	1190	1187,0	1564	0,85	0,89	1396	1757
9-699	210,6	223,6	-	-	-	-	210,6	223,6	0,81	0,86	260,0	260,0
8-9	312,0	374,4	33,6	93,6	1050	1382	1362,0	1756	0,83	0,88	1641	1995
7-8	312,0	374,4	33,6	93,6	1160	1502	1472,0	1876	0,8	0,85	1840	2207
7-170	293,0	749,0	-	-	-	-	293,0	749,0	0,88	0,9	332,9	832,2
6-7	312,0	748,0	33,6	93,6	1390	1800	1702,0	2549	0,84	0,88	2026	2896
5-6	312,0	748,0	33,6	93,6	1462	1860	1774,0	2609	0,8	0,84	2217	3105
5-550	60,0	155,0	-	-	-	-	60,0	155,0	0,9	0,93	66,6	166,7
3-5	312,0	748,0	33,6	93,6	1535	1985	1847,0	2734	0,85	0,89	2172	3072

					21ЕЕД.9683858.62.25.0000000ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4-703	81,0	85,3	-	-	-	-	81,0	85,3	0,78	0,82	103,8	104,0
3-4	312,0	748,0	33,6	56,4	37,5	40,0	118,5	125,0	0,8	0,84	148,3	148,8
2-3	312,0	748,0	33,6	56,4	1638	2110,0	1950,0	2859	0,83	0,87	2349	3286,0
2-166	36,0	92,7	-	-	-	-	36,0	92,7	0,86	0,89	41,8	104,2
1-2	312,0	748,0	33,6	56,4	1664	2191,0	1976,0	2940	0,85	0,88	2325,0	3341,0
1-209	60,0	155,0	-	-	-	-	60,0	155,0	0,9	0,93	66,6	166,7
0-1	312,0	748,0	33,6	56,4	1745	2325,0	2057,0	3074	0,88	0,9	2338,0	3415,0

2.3 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції

Обираємо необхідну потужність силових трансформаторів на підстанції напругою 35/10 кВ «Вищитарасівка» для забезпечення споживачів північної частини Томаківського району електричною енергією за формулою:

$$S_p = \kappa_\rho \cdot \Sigma S_{pi} , \quad (2.6)$$

де K_0 – коефіцієнт одночасності [2, 12];

ΣS_{pi} – повна сумарна розрахункова потужність ліній 10 кВ, кВА.

$$S_n = 0,8 \cdot (831 + 2128 + 3415) = 5099,2 \text{ кВА.}$$

Вибір потужності трансформатора вибираємо за економічними інтервалами, виходячи з умови його нормальної роботи [3,5, 8], обираємо ближче стандартне значення потужності:

$$S_{EK. \min} \leq \frac{S_{Pni\partial.}}{n} \leq S_{EK. \max} , \quad (2.7)$$

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

$S_{\text{ек. min}}, S_{\text{ек. max}}$ – відповідно мінімальна і максимальна границі

економічного інтервалу навантаження трансформаторів [3,7], кВА.

					21ЕЕД.9683858.62.25.0000000ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$2301 < \frac{5099,1}{2} = 2549,4 < 2960.$$

Приймаємо до встановлення силові трансформатори ТМН номінальною потужністю 2500 кВА.

Для нормального режиму експлуатації підстанції у даних кліматичних умовах номінальну потужність трансформатора підстанції перевіряємо за умовою:

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

де S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА;

K_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження, залежить від навантаження, номінальної потужності трансформатора, для приведеної середньодобової температури.

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

де K_{cm} – табличне значення коефіцієнту допустимого систематичного навантаження, $K_{cm} = 1,5$ [2];

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

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

$t_{\epsilon m}$ – розрахункова таблична температура, $t_{\epsilon m} = -10^{\circ}\text{C}$ [2].

Середньодобова температура повітря визначається для району встановлення трансформатора за даними метеоцентру, $t_b = 23^{\circ}\text{C}$.

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

$$\frac{5049,2}{5000} = 1,01 < 1,26.$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Умова (2.8) виконується, тобто трансформатор може нормально працювати у даній кліматичній зоні, при даному навантаженні. Встановлення трансформаторів потужністю $S_n = 2500$ кВА задовольняє існуючі потужності і дозволяє в перспективі їх підвищувати.

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

2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі району

За ПУЕ нормальне, тривале відхилення напруги у споживачів електроенергії допускається в межах $\pm 5\%$ [2]. Максимальне короточасне відхилення напруги допускається $\pm 10\%$ [2].

Відхилення напруги у споживачів в значній мірі залежить від втрат напруги в елементах електричних мереж. Мінімальне навантаження в електричних мережах, які живлять багатьох споживачів, становить не менш як 25% максимального, тобто: $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$. Тому розрахунок мережі ведемо для двох випадків: для навантаження 100% і 25% максимуму [2].

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

Для визначення допустимих втрат напруги складаємо таблицю, в якій враховуємо зміну напруги в кожній ланці 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.

На підстанції «Вищитарасівка» встановлено трансформатор марки ТМН потужністю 2500 кВА. Номінальна напруга нижчої сторони 10,5 кВ. Отже постійна надбавка трансформатора дорівнює $+5\%$ [2].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Трансформатор виготовлений 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 – $-10\ldots+10\%$. Для розрахунку допустимих втрат напруги в електричній мережі складаємо розрахункову схему мережі 35-10-0,4 кВ (рисунок 2.4).

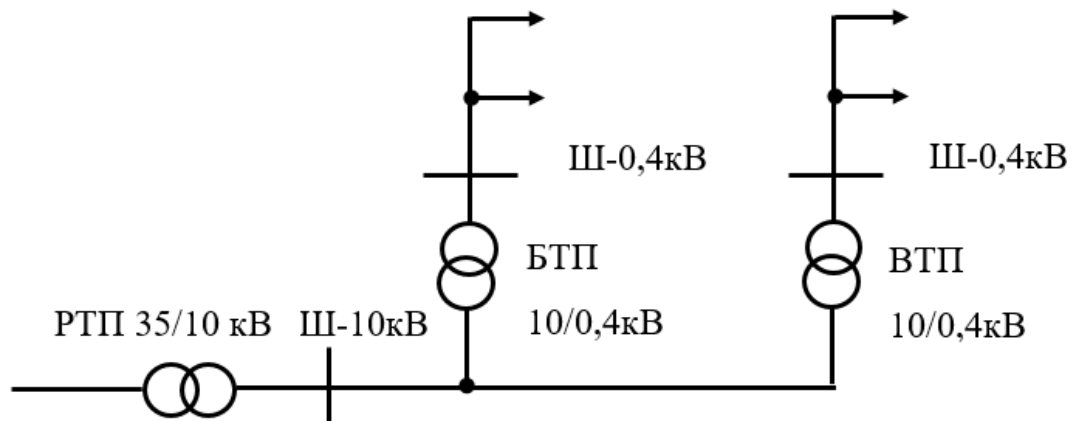


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема електричної мережі

Сумарні втрати напруги в лініях напруги 35 і 10 кВ визначаємо за формулою [2]:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100} \quad (2.10)$$

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

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

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

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

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

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

Сумарні втрати розподіляємо по лініях наступним чином:

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

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

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

Визначаємо відхилення напруги у споживачів для віддаленої трансформаторної підстанції:

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

Для ближчої трансформаторної підстанції:

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

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

У відповідності із [2, 12] і з наведеними вище розрахунками заповнюємо таблицю відхилень напруги на елементах мережі (таблиця 2.3).

Таблиця 2.3 – 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	-7,0	0,0	-8,5	0,0
Відхилення у споживача	-5,0	+4,0	-5,0	+1,5

2.5 Вибір перерізу проводів повітряних ліній 10 кВ

При розрахунках електричних мереж основним завданням є визначення перерізу проводів за допустимою втратою напруги або за найменшими приведеними витратами на спорудження та експлуатацію ПЛ.

Для визначення перерізу проводів використовують метод приведених витрат з наступною перевіркою по допустимим втратам напруги. [2, 12].

Перевірка обраного перерізу проводів ведеться по $S_{\text{екв}}$ і втраті напруги на кожній окремій ділянці починаючи з живлячої підстанції. Розрахунок ведемо по переважаючому максимуму навантаження на головних ділянках лінії. З урахуванням того, що мінімум приведених витрат на спорудженій лінії менш 10 кВ і відхилення напруги в кінці лінії не повинно перевищувати $\Delta U_{10} = \pm 5,0 \%$.

Кожному значенню площі перерізу проводу відповідає інтервал навантажень, при яких наведені витрати будуть мінімальні. Тому провід вибираємо по еквівалентній потужності, яку знаходимо по формулі [2, 12]:

$$S_{\text{екв}} = S_p \cdot \kappa_{\partial}, \quad (2.11)$$

де S_p – розрахункове навантаження на ділянці лінії, кВА;

κ_{∂} – коефіцієнт динаміки росту навантажень, $\kappa_{\partial} = 0,8$ [12].

Втрату напруги на розрахункових ділянках визначаємо за виразом [12]:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{пит}} \cdot S_p \cdot L, \quad (2.12)$$

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

L – довжина розрахункової ділянки, км.

Виконуємо вибір перерізу проводу для фідеру 62 (ділянка 0-1):

$$S_{\text{екв}} = 738 \cdot 0,8 = 585,4 \text{ кВА.}$$

За економічними інтервалами для IV району за ожеледдю вибираємо сталевалюмінієвий провід перерізом 50 мм² [12].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір перерізу проводів на інших ділянках лінії проводимо відповідно.

Результати вибору зводимо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір перерізу проводів ПЛ 10 кВ

Ділянка, лінія.	S_p , кВА	K_d	$S_{\text{ЕКВ.}}$ кВА	ℓ , км	$F_{\text{осн.}}$, мм ²	Витрата напруги, %		
						$U_{\text{нпт}}, \%$ кВА·км·10 ⁻³	на ділянці	від РТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Фідер 62								
4-181	104,00	0,80	83,20	1,90	АС-50	0,74	0,15	2,01
4-724	104,00	0,80	83,20	0,32	АС-50	0,74	0,02	1,88
4-128	65,52	0,80	52,42	1,12	АС-50	0,74	0,05	1,91
3-4	230,02	0,80	184,02	3,93	АС-50	0,74	0,67	1,86
3-761	170,10	0,80	136,08	0,40	АС-50	0,74	0,05	1,24
2-3	374,46	0,80	299,57	1,45	АС-50	0,74	0,40	1,19
2-126	260,00	0,80	208,00	0,12	АС-50	0,74	0,02	0,81
1-2	600,69	0,80	480,55	0,40	АС-50	0,74	0,18	0,79
1-511	260,0	0,80	208,8	0,30	АС-50	0,74	0,19	0,80
1-0	831,6	0,80	665,3	0,80	АС-50	0,74	0,61	0,61
Фідер 65								
14-517	260,00	0,80	208,00	0,3	АС-50	0,74	0,06	4,68
13-14	301,88	0,80	241,50	0,8	АС-50	0,74	0,17	4,62
12-13	369,21	0,80	295,37	0,2	АС-50	0,74	0,05	4,45
12-782	166,42	0,80	133,14	0,1	АС-50	0,74	0,01	4,41
5-12	503,54	0,80	402,83	0,3	АС-50	0,74	0,11	4,40
9-139	260,00	0,80	208,00	0,3	АС-50	0,74	0,06	4,46
8-9	375,09	0,80	300,07	0,1	АС-50	0,74	0,03	4,40
6-8	509,32	0,80	407,46	0,1	АС-50	0,74	0,01	4,37
11-443	260,00	0,80	208,00	0,4	АС-50	0,74	0,08	4,61
10-11	331,63	0,80	265,30	0,2	АС-95	0,45	0,03	4,53
7-10	392,93	0,80	314,34	0,7	АС-95	0,45	0,12	4,50
7-593	166,67	0,80	133,34	0,05	АС-50	0,74	0,01	4,39
6-7	516,51	0,80	413,21	0,04	АС-50	0,74	0,02	4,38
5-6	1244,83	0,80	995,86	0,1	АС-95	0,45	0,07	4,36

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ				Арк.
									29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5-143	100,65	0,80	80,52	0,4	AC-50	0,74	0,01	4,30
4-5	1692,22	0,80	1353,78	0,32	AC-95	0,45	0,24	4,29
4-753	104,00	0,80	83,20	0,90	AC-50	0,74	0,07	8,49
3-4	1803,33	0,80	1442,66	0,7	AC-95	0,45	0,57	4,05
3-152	103,98	0,80	83,18	0,1	AC-50	0,74	0,01	6,09
2-3	1894,57	0,80	1515,66	4,0	AC-95	0,45	1,7	3,48
1-2	2060,00	0,80	1648,00	1,6	AC-95	0,45	1,40	1,78
1-232	104,00	0,80	83,20	0,2	AC-50	0,74	0,02	0,40
0-1	2127,71	0,80	1702,17	0,4	AC-95	0,45	0,38	0,38
Фідер 66								
17-101	104,00	0,80	83,20	0,33	AC-50	0,74	0,03	6,35
16-17	408,43	0,80	326,74	0,63	AC-50	0,74	0,19	6,32
16-595	416,00	0,80	332,80	0,14	AC-50	0,74	0,04	6,17
15-16	682,49	0,80	545,99	0,31	AC-50	0,74	0,16	6,13
12-15	888,89	0,80	711,11	0,94	AC-50	0,74	0,62	5,97
14-176	166,29	0,80	133,03	1,12	AC-50	0,74	0,14	5,59
12-14	290,70	0,80	232,56	0,46	AC-50	0,74	0,10	5,45
13-174	416,00	0,80	332,80	0,25	AC-50	0,74	0,08	5,51
12-13	412,20	0,80	329,76	0,25	AC-50	0,74	0,08	5,43
11-12	1487,36	0,80	1189,89	0,04	AC-95	0,45	0,03	5,35
11-391	260,53	0,80	208,42	0,27	AC-50	0,74	0,05	5,37
10-11	1772,62	0,80	1418,10	0,29	AC-95	0,45	0,23	5,32
9-10	1757,30	0,80	1405,84	0,34	AC-95	0,45	0,27	5,09
9-699	260,00	0,80	208,00	0,48	AC-50	0,74	0,09	4,91
8-9	1995,45	0,80	1596,36	0,21	AC-95	0,45	0,19	4,82
7-8	2207,06	0,80	1765,65	1,35	AC-95	0,45	1,34	4,63
7-170	832,22	0,80	665,78	0,31	AC-50	0,74	0,19	3,48
6-7	2896,59	0,80	2317,27	0,26	AC-95	0,45	0,34	3,29
5-6	3105,95	0,80	2484,76	0,35	AC-95	0,45	0,49	2,95
5-550	166,67	0,80	133,34	0,02	AC-50	0,74	0,00	2,46
3-5	3071,91	0,80	2457,53	0,85	AC-95	0,45	1,18	2,46
4-703	104,02	0,80	83,22	0,21	AC-50	0,74	0,02	1,35

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ			Арк.
								30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3-4	148,81	0,80	119,05	0,43	АС-50	0,74	0,05	1,33
2-3	3286,21	0,80	2628,97	0,58	АС-95	0,45	0,86	1,33
2-166	104,16	0,80	83,33	0,40	АС-50	0,74	0,03	0,60
1-2	3340,91	0,80	2672,73	0,09	АС-95	0,45	0,19	0,57
1-169	166,7	0,80	133,36	0,04	АС-50	0,74	0,005	0,385
1-0	3415,0	0,80	2732,0	0,2	АС-95	0,45	0,38	0,38

За проведеним розрахунком для ліній напругою 10 кВ прийняті сталевалюмінієві проводи марки АС перерізом 50 та 95 мм².

Також виконана перевірка на допустимі втрати напруги. Втрати напруги в кожній лінії 10 кВ яка відходить від підстанції «Вищетарасівка» не перевищує допустиме відхилення напруги, а це в свою чергу означає що кожний споживач району електропостачання буде забезпечений електроенергією заданої якості і відхилення напруги у нього не буде виходити за нормативні межі, тобто $\pm 5\%$ від номінального [1].

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання електричної мережі

2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі

Коротке замикання – це такий 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 різке збільшення струму в мережі(у десятки, або сотні разів) [2-12].

Значна кількість коротких замикань виникає внаслідок порушення ізоляції струмопровідних частин, причиною якого можуть стати старіння (природний знос) або механічне пошкодження ізоляції, комутаційна або атмосферна перенапруга, перекриття голих струмопровідних частин птахами, або мокрими гілками дерев [2-12].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При виникненні короткого замикання 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 (6...35 кВ) при частих замиканнях однієї фази на землю не виникає потреби в негайному вимиканні пошкодженої ділянки. Така мережа може працювати з заземленою фазою протягом кількох годин до вимикання споживача або переведення його на резервне живлення [2].

З метою досягнення високої надійності електропостачання частини Томаківського району від підстанції «Вищитарасівка», при проектуванні і в процесі експлуатації електроустановок виконують ряд розрахунків, які при мінімальних затратах забезпечують оптимальні параметри як у нормальному, такі в аварійному режимі. Серед них важливу роль відіграють розрахунки струмів короткого замикання [2].

У кваліфікаційному проекті 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 проектування релейного захисту обладнання підстанції та лінії 10 кВ [2].

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

Розрахункова схема електричної мережі підстанції «Вищитарасівка» для визначення струмів к.з. в розрахункових точках представлена на рисунку 2.5.

Для трансформаторної підстанцій 35/10 кВ «Вищитарасівка» та її мереж розрахунковими точками к.з. є: шини високої напруги 35 кВ і шини низької напруги 10 кВ, а також найбільш наближені та найбільш віддалені точки мережі 10 кВ [12].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напруги всіх елементів мережі приймають такими, що дорівнюють середній номінальній напрузі ступеня де розраховується к.з. На розрахункову схему наносимо також точки короткого замикання (рисунок 2.5).

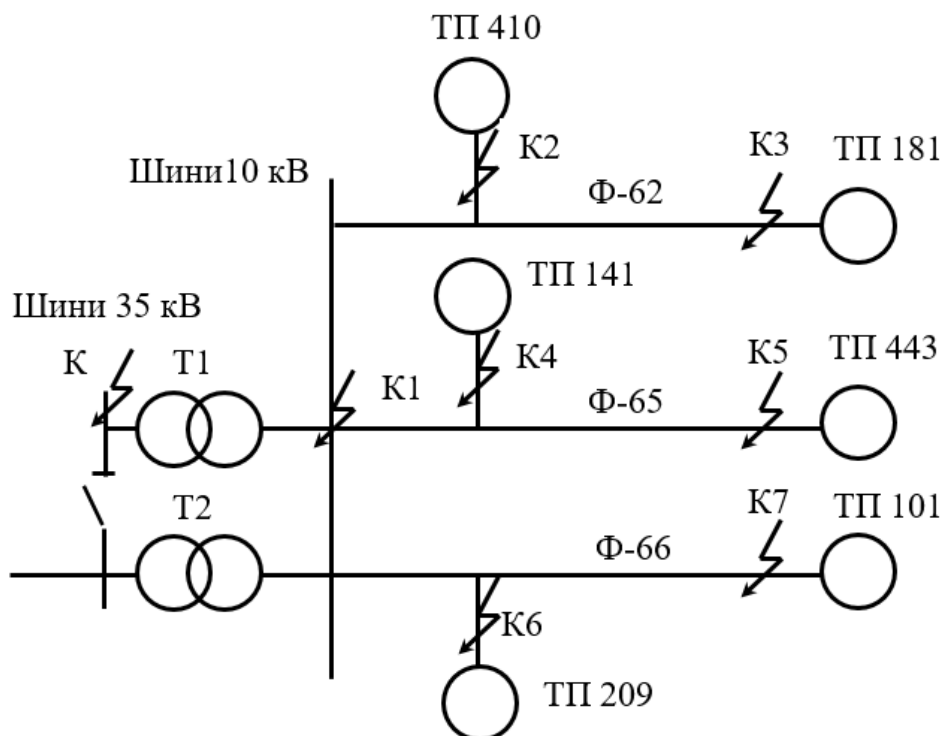


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема електричної мережі.

2.6.2 Схема заміщення мережі і визначення параметрів схеми

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

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

При складанні схеми заміщення для електроустановок напругою вище 1000 В враховуємо індуктивний опір силових трансформаторів і повітряних ліній. Активний опір враховуємо тільки для повітряних ліній із проводами із значною площею поперечного перерізу [2]. Еквівалентна схема заміщення мережі зображена на рисунку 2.6.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

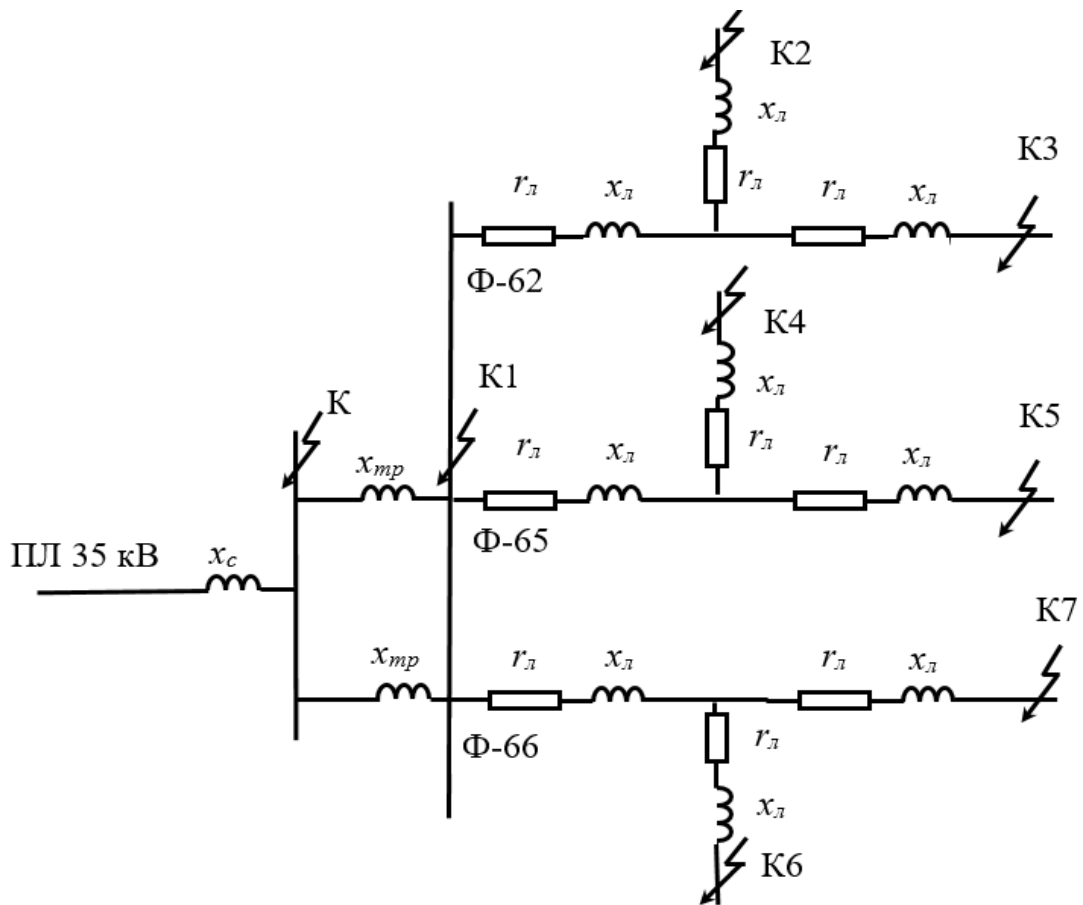


Рисунок 2.6 – Еквівалентна схема заміщення електричної мережі

Приводимо до базисної напруги опори схеми заміщення.

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_n. \quad (2.13)$$

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

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

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

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (2.14)$$

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Струм к.з. на шинах 35 кВ трансформатора із РПН залежить від положення перемикача і, згідно даних Томаківського РЕМ, складає:

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

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

Опір системи визначаємо із виразу:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} I_{KC \max(\min)}^{(3)} \cdot U_{\sigma}} \quad (2.15)$$

де S_{σ} – базисна потужність, $S_{\sigma} = 100$ МВА;

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

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

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

Опір трансформатора знаходимо за формулою:

$$X_m = \frac{u_{\kappa\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_n}, \quad (2.16)$$

де $u_{\kappa\%}$ – напруга короткого замикання, $u_{\kappa\%} = 6,5\%$ [3, 6].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_m = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6.$$

Опір трансформатора із РПН залежить від положення перемикача і змінюється для трансформаторів 35/10 кВ від $x_{m \min}$ до $x_{m \max}$, [12]

$$x_{m \min} = 0,67 x_m. \quad (2.17)$$

$$x_{m \max} = 1,5 x_m. \quad (2.18)$$

$$x_{m \min} = 0,67 \cdot 2,6 = 1,7.$$

$$x_{m \max} = 1,5 \cdot 2,6 = 3,9.$$

Опір ділянки до точки к.з. К1:

$$x_{\min \kappa 1} = x_{c \min} + x_{m \min}, \quad (2.19)$$

$$x_{\max \kappa 1} = x_{c \max} + x_{m \max}, \quad (2.20)$$

$$x_{\min \kappa 1} = 0,37 + 1,74 = 2,1,$$

$$x_{\max \kappa 1} = 0,41 + 3,9 = 4,3.$$

Активний і індуктивний опір ліній визначається за формулами:

$$r_l = r_o \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.21)$$

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

ℓ – довжина лінії, км.

$$x_l = x_o \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.22)$$

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Повний результуючий опір до точки короткого замикання визначається з виразу:

$$Z_{рез} = \sqrt{(\sum x_i)^2 + (\sum r_i)^2}, \quad (2.23)$$

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 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення опору до точок короткого замикання

№ точки к.з.	Опір лінії		Результуючий опір до точки к.з.	
	$r_{кз}$	$x_{кз}$	$Z_{к. max}$	$Z_{к. min}$
К	-	-	0,41	0,37
К1	-	-	4,31	2,11
К2	0,64	0,24	5,31	2,61
К3	5,20	2,00	12,31	6,11
К4	0,25	0,14	4,71	2,33
К5	5,20	3,20	12,71	6,80
К6	0,10	0,05	4,47	2,21
К7	2,80	1,50	8,81	4,51

2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі

Струм трифазного короткого замикання визначаємо за виразом [2, 12]:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{рез}}, \quad (2.26)$$

де I_{δ} – базисний струм, кА.

Струм трифазного к.з. в точці К:

$$I_{\kappa\kappa\max}^{(3)} = \frac{1,56}{0,37} = 4,22 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa\kappa\min}^{(3)} = \frac{1,56}{0,41} = 3,8 \text{ кА}.$$

Струм трифазного к.з. в точці К1:

$$I_{\kappa\kappa1\max}^{(3)} = \frac{5,49}{2,11} = 2,6 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa\kappa1\min}^{(3)} = \frac{5,49}{4,31} = 1,27 \text{ кА}.$$

Ударний струм трифазного к.з. знаходимо за формулою:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (2.27)$$

де K_y – ударний коефіцієнт [2, 6, 7].

$$i_{y\kappa1\max}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 2,6 = 5,5 \text{ кА};$$

$$i_{y\kappa1\min}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 1,27 = 2,69 \text{ кА}.$$

Діюче значення струму к.з.

$$I_y = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (2.28)$$

$$I_{y\kappa1\max} = 2,6 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 3,18 \text{ кА};$$

$$I_{y\kappa1\min} = 1,27 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 1,56 \text{ кА}.$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

$$I_{\kappa\kappa1\max}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,6 = 2,26 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa\kappa1\min}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,27 = 1,11 \text{ кА}.$$

Потужність короткого замикання визначаємо за формулою:

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

$$S_{\kappa\kappa1\max}^{(3)} = 10,5 \cdot 2,6 = 27,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\kappa\kappa1\min}^{(3)} = 10,5 \cdot 1,27 = 13,4 \text{ МВА}.$$

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

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

Величина	К	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
$I_{\kappa\max}^{(3)}, \text{ кА}$	4,22	2,60	2,10	0,90	2,36	0,81	2,48	1,22
$I_{\kappa\min}^{(3)}, \text{ кА}$	3,80	1,27	1,03	0,45	1,17	0,43	1,23	0,62
$i_{y\max}^{(3)}, \text{ кА}$	8,92	5,50	4,45	1,90	4,98	1,71	5,25	2,57
$i_{y\min}^{(3)}, \text{ кА}$	8,05	2,69	2,19	0,94	2,47	0,91	2,60	1,32
$I_{y\max}, \text{ кА}$	5,16	3,19	2,58	1,10	2,89	0,99	3,04	1,49
$I_{y\min}, \text{ кА}$	4,66	1,56	1,27	0,55	1,43	0,53	1,50	0,76
$I_{\kappa\max}^{(2)}, \text{ кА}$	3,67	2,26	1,83	0,78	2,05	0,70	2,16	1,06
$I_{\kappa\min}^{(2)}, \text{ кА}$	3,31	1,11	0,90	0,39	1,01	0,38	1,07	0,54
$S_{\kappa\max}^{(3)}, \text{ МВА}$	156,0	27,32	22,09	9,43	24,74	8,48	26,08	12,78
$S_{\kappa\min}^{(3)}, \text{ МВА}$	141,0	13,37	10,86	4,68	12,24	4,54	12,90	6,54

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.

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

Таблиця 2.7 – Розрахункові струми мережі підстанції

Елемент мережі	Розрахункова формула	Розрахункові значення
Трансформатор 35/10 кВ: $U_n = 35 \text{ кВ}$ $U_n = 10 \text{ кВ}$	$I_{нтр} = \frac{S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{нтр35} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,3 \text{ А.}$ $I_{нтр10} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,6 \text{ А.}$
Трансформатор 35/10кВ з урахуванням перевантаження і РПН	$I_{нтр} = \frac{S_{нтр} \cdot K}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U)}$	$I_{нтр35} = \frac{2500 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35(1 - 0,08)} = 62,8 \text{ А.}$
Фідер 62	$I_n = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{нф62} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 32,3 \text{ А.}$
Фідер 65		$I_{нф65} = \frac{1550}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 85,3 \text{ А.}$
Фідер 66		$I_{нф66} = \frac{2340}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 129,0 \text{ А.}$
Навантаження секцій: секція І секція ІІ	$I_{\Sigma I} = I_{нф-62} + I_{нф-65}.$ $I_{\Sigma II} = I_{нф-66}.$	$I_{\Sigma I} = 32,3 + 85,3 = 117,6 \text{ А.}$ $I_{\Sigma II} = 129,0 \text{ А.}$

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

У зв'язку з тим, що обладнання на трансформаторній підстанції «Вищетарасівка» є застарілим, та у наслідок великого строку експлуатації може викликати аварійні ситуації на підстанції та в системі електропостачання в цілому. Силове обладнання підстанції потребує заміни.

При виборі нового електрообладнання слід звернути увагу на сучасні зразки, які у більшості випадків мають кращі технічні характеристики, більший термін експлуатації та низькі експлуатаційні витрати.

Для збільшення надійності електропостачання району, що живиться від підстанції «Вищетарасівка» пропонується використати вакуумні вимикачі. На стороні 35 кВ – вимикачі серії ВБЭС-35/630, на стороні 10 кВ – вимикачі серії ВВ/TEL-10-20/1000, що спеціально розроблені для заміни раніш встановлених на підстанції вимикачів ВМГ-133.

Не зважаючи на те, що даний тип вимикачів виготовлявся на підприємстві «Таврида-Електрик», що розташовувалося у м. Севастополь, вони є наявними на ряді складів і в даний час пропонуються до реалізації.

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 значеннями струмів і напруг елементів електроустановок. Вибір апаратів виконуємо в табличній формі [2, 5, 12].

Номінальний струм, напругу, ціну апарату можна дізнатися з каталогів та прайс-листів на офіціальних сайтах виробників, або дистриб'юторів [13, 14]:

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

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

$U_{н мер}$ – номінальна напруга мережі.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

Трансформатори напруги і власних потреб, конденсаторні та акумуляторні батареї використовують для живлення оперативних кіл релейного захисту, що реагує на ненормальні режими. Трансформатори живлять підстанцію та заряджають джерела резервного живлення, конденсаторні та акумуляторні батареї підтримують працездатність систем релейного захисту та автоматики під час зникнення напруги в мережі [12, 13].

Всі силові елементи перевіряються на термічну та електродинамічну стійкість під час проходження через них струмів кз, що дозволяє уникнути пошкоджень обладнання під час роботи ТП [12].

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 $i_{мах}$ (за каталогом) для певного апарата з ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ за співвідношенням [2, 12]:

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

де $i_{мах}$ – максимальний допустимий струм апарату [2, 12];

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

3.1 Вибір електричних апаратів напругою 35 кВ

У кваліфікаційному проекті прийнято рішення щодо встановлення на стороні 35 кВ вакуумних вимикачів та ро'єднувачів, за допомогою яких в можна вимикати живлення підстанції у безструмову паузу для її ремонту або профілактики обладнання. Роз'єднувач повинен мати заземлюючі ножі для захисту робочого персоналу від наведеної напруги та ін. [12].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір електричних апаратів проводиться шляхом порівняння паспортних даних у відповідності з розрахованими значеннями струмів і напруг електроустановок. Вибір апаратів виконуємо у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вибір апаратів ТП напругою 35 кВ

Апарат, тип	Розрахункові дані		Параметри апарату		Умови вибору	
	найменуван.	Значення	найменуван.	Значення	умова	порівняння
Вимикач ВБЕС-35/630	$U_{уст.ном}$	35,0 кВ	$U_{ном}$	35,0 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$	35,0 = 35,0
	$I_{роб.мах}$	45,4 А	$I_{ном}$	630,0 А	$I_{ном} \geq I_{мах}$	630,0 > 62,8
	$I_{\kappa}^{(3)}$	4,22 кА	$I_{відкл. ном}$	25,0 кА	$I_{откл} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	20,0 > 4,22
	$i_y^{(3)}$	8,92 кА	$i_{пр.с}$	50,0 кА	$i_{пр.с} \geq i_y^{(3)}$	50,0 > 8,92
	I_{ya}	8,2 кА	$I_{пр.с}$	50,0 кА	$I_{пр.с} \geq I_{ya}$	50,0 > 8,2
	$B_{\kappa} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot t_{ср}$	25,0 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	3500,0 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	3500,0 > 25,0
Роз'єднувач РДЗ-2-35/1000	$U_{уст.ном}$	35,0 кВ	$U_{ном}$	35,0 кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$	35,0 = 35,0
	$I_{роб.мах}$	45,4 А	$I_{ном}$	1000,0 А	$I_{ном} \geq I_{мах}$	1000,0 > 62,8
	I_{ya}	8,2 кА	$I_{пр.с}$	63,0 кА	$I_{пр.с} \geq I_{ya}$	63,0 > 8,2
	B_{κ}	25,0 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	1600,0 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	1600,0 > 25,0

Приймаємо до встановлення зі сторони 35 кВ на підстанції «Вищитарасівка» високовольтні вимикачі типу ВБЕС-35/630 та роз'єднувачі із ножами заземлення РДЗ-2-35/1000.

3.2 Вибір електричних апаратів напругою 10 кВ

Шафу комплектного розподільного пристрою напругою 10 кВ (КРП 10) обираємо КРПН К-59 номінальна наруга-10кВ, максимальна робоча наруга 12 кВ, струм головних кіл 630А, струм термічної стійкості 40 кА. Шафа має зовнішнє виконання і монтується на бетонний фундамент без додаткової

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підготовки. КРПН К-59 має кріплення для вакуумних або масляних вимикачів, комплектується роз'єднувачами РВЗ, РВФЗ, трансформаторами струму ТОЛ-10 та ін. Умови вибору і сам вибір апаратів КРП виконуємо в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір комутаційних апаратів напругою 10 кВ

Апарат, тип	Розрахункові дані		Параметри апарату		Умови вибору	
	Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення	Умова	Порівняння
1	2	3	4	5	6	7
Роз'єднувач вводу РВЗ-10/400 ІУЗ	$U_{н.мер}$	10,0 кВ	$U_{н.ан}$	10,0 кВ	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10,0 = 10,0$
	$I_{раб.мах}$	137,6А	$I_{н.ан}$	400,0 А	$I_{н.ан} \geq I_{р.мах}$	$400,0 > 137,6$
	I_{ya}	2,1 кА	$I_{нр.с}$	41,0 кА	$I_{нр.с} \geq I_{ya}$	$41,0 > 2,1$
	B_{κ}	$10,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t$	$16^2 \cdot 1,4 = 358 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	$358,0 > 10,0$
Вимикач вводу ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{н.мер}$	10,0 кВ	$U_{н.ан}$	10,0 кВ	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10,0 = 10,0$
	$I_{раб.мах}$	137,6А	$I_{н.ан}$	1000 А	$I_{н.ан} \geq I_{р.мах}$	$1000 > 137,6$
	$I_{\kappa}^{(3)}$	2,6 кА	$I_{відкл.ном}$	20,0 кА	$I_{откл} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	$20,0 > 2,6$
	$i_y^{(3)}$	5,5 кА	$i_{нр.с}$	52,0 кА	$i_{нр.с} \geq i_y^{(3)}$	$52,0 > 5,5$
	I_{ya}	2,82 кА	$I_{нр.с}$	20,0 кА	$I_{нр.с} \geq I_{ya}$	$20,0 > 2,82$
	B_{κ}	$2,6^2 \cdot 1,4 = 21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t$	$20^2 \cdot 1,4 = 560 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	$560,0 > 21,0$
Роз'єднувач секційний РВЗ-10/400 ІУЗ	$U_{н.мер}$	10,0 кВ	$U_{н.ан}$	10,0 кВ	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10,0 = 10,0$
	$I_{раб.мах}$	129,0 А	$I_{н.ан}$	400,0 А	$I_{н.ан} \geq I_{р.мах}$	$400,0 > 129,0$
	I_{ya}	2,1 кА	$I_{нр.с}$	41,0 кА	$I_{нр.с} \geq I_{ya}$	$41,0 > 2,1$
	B_{κ}	$10,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t$	$16^2 \cdot 1,4 = 358 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	$358,0 > 10,0$
	$U_{н.мер}$	10,0 кВ	$U_{н.ан}$	10,0 кВ	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10,0 = 10,0$
	$I_{раб.мах}$	129,0А	$I_{н.ан}$	1000 А	$I_{н.ан} \geq I_{р.мах}$	$1000 > 129,0$
	$I_{\kappa}^{(3)}$	2,6 кА	$I_{відкл.ном}$	20,0 кА	$I_{откл} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	$20,0 > 2,6$
	$i_y^{(3)}$	5,5 кА	$i_{нр.с}$	52,0 кА	$i_{нр.с} \geq i_y^{(3)}$	$52,0 > 5,5$
	I_{ya}	2,82 кА	$I_{нр.с}$	20,0 кА	$I_{нр.с} \geq I_{ya}$	$20,0 > 2,82$
	B_{κ}	$2,6^2 \cdot 1,4 = 21 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t$	$20^2 \cdot 1,4 = 560 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	$560,0 > 21,0$

Продовження таблиці 3.2.

1	2	3	4	5	6	7
Роз'єднувач відхідної лінії РВЗ-10/400 ІУЗ	$U_{н\ мер}$	10,0 кВ	$U_{н\ ап}$	10,0 кВ	$U_{н\ ап} \geq U_{н\ мер}$	10,0 = 10,0
	$I_{раб.мах}$	129,0 А	$I_{н\ ап}$	400,0 А	$I_{н\ ап} \geq I_{р\ max}$	400,0 > 129,0
	I_{ya}	2,1 кА	$I_{нр.с}$	41,0кА	$I_{нр.с} \geq I_{ya}$	41,0 > 2,1
	B_{κ}	10,0 кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	$16^2 \cdot 1,4 = 358$ кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	358,0 > 10,0
Вимикач відхідної лінії ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{н\ мер}$	10,0 кВ	$U_{н\ ап}$	10,0 кВ	$U_{н\ ап} \geq U_{н\ мер}$	10,0 = 10,0
	$I_{раб.мах}$	129,0А	$I_{н\ ап}$	1000 А	$I_{н\ ап} \geq I_{р\ max}$	1000 > 129,0
	$I_{\kappa}^{(3)}$	2,6 кА	$I_{відкл. ном}$	20,0 кА	$I_{откл} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	20,0 > 2,6
	$i_y^{(3)}$	5,5 кА	$i_{нр.с}$	52,0 кА	$i_{нр.с} \geq i_y^{(3)}$	52,0 > 5,5
	I_{ya}	2,82 кА	$I_{нр.с}$	20,0 кА	$I_{нр.с} \geq I_{ya}$	20,0 > 2,82
	B_{κ}	$2,6^2 \cdot 1,4 = 21$ кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t$	$20^2 \cdot 1,4 = 560$ кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t \geq B_{\kappa}$	560,0 > 21,0

3.3 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму підстанції вибирають за номінальними параметрами і перевіряють на термічну і динамічну стійкість у режимі короткого замикання [2, 12, 13].

До комплекту шаф 10 кВ входять трансформатори струму типу ТОЛ-10. На стороні 35 кВ встановлюємо трансформатори струму, які вмонтовані в силові трансформатори типу ТВТ-35-І-1000/5.

Вибір трансформаторів струму (ТС) зводиться до виконання умови [12]:

$$S_{н2} \geq S_{рознр.2}, \quad (3.2)$$

де $S_{н2}$ – номінальна потужність трансформатора струму, ВА;

$S_{рознр.2}$ – розрахункова потужність вторинного кола ТС, ВА.

$$S_{рознр2} = I_{н2}^2 \cdot Z_{н2}, \quad (3.3)$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$Z_{н2}$ – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

$I_{н2}$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А.

$$Z_{н2} = \sum Z_{приб} + R_{пров} + R_{конт}, \quad (3.4)$$

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

$R_{пров}$ – опір з'єднувальних проводів, Ом;

$R_{конт}$ – перехідний опір контактів, приймаємо рівним 0,05 Ом.

В якості прикладу розглянемо вибір найбільш завантаженого трансформатора струму, який встановлюється на ввіді трансформатора напругою 10 кВ.

Дані приладів, які підключаються до трансформатора струму, який встановлюється на ввіді 10 кВ, наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Дані приладів

Найменування приладу	Тип приладу	Опір котушок струму, Ом
1. Амперметр	Э8032М	0,075
2. Лічильник активної та реактивної енергії	EMS112.41.4	0,05
Всього ($\sum Z_{прил.}$, Ом)		0,125

З виразу (3.3) визначаємо:

$$Z_{н2} = \frac{S_{н2}}{I_{н2}^2}, \quad (3.5)$$

Номінальне вторинне навантаження на трансформатор струму ТВТ-35-І-200/5-О4 в класі точності 0,5 дорівнює 30 ВА. Струм в оперативних колах районної підстанції приймаємо змінний і рівний 5 А.

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

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо опір з'єднувальних проводів за формулою:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{н2}} - I_{\text{н2}}^2 \cdot (\sum Z_{\text{прил}} + R_{\text{контр}})}{I_{\text{н2}}^2}, \quad (3.6)$$

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

Розрахунковий переріз з'єднувальних проводів:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\ell_{\text{розр}}}{\gamma \cdot R_{\text{пров}}}, \quad (3.7)$$

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

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

Приймаємо при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку:

$$\ell_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot \ell, \quad (3.8)$$

де ℓ – відстань від трансформаторів струму до вимірювальних приладів, яка дорівнює 6 м.

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

За умовою механічної міцності для алюмінієвих жил приймаємо мінімально допустимий переріз 2,5 мм² [1, 12].

Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму, який встановлений на вводі 10 кВ, а також умови вибору наведені в таблиці 3.4.

Параметри вибраних трансформаторів струму, які будуть використовуватись як джерела оперативного змінного струму для підключення до елементів релейного захисту та вимірювальних приладів підстанції 35/10 кВ «Вищитарасівка», наведені в таблиці 3.5.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.4 – Вибір трансформатора струму вводу 10 кВ

Розрахункові дані		Каталожні дані ТОЛ-10 150/5		Умови вибору	
Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення
$U_{н\text{ мер}}$	10,0 кВ	$U_{н\text{ ап}}$	10,0 кВ	$U_{н\text{ ап}} \geq U_{н\text{ мер}}$	10,0 = 10,0
$I_{\text{раб.мах}}$	129,0 А	$I_{н\text{ ап}}$	150,0 А	$I_{н\text{ ап}} \geq I_{\text{р max}}$	150,0 > 129,0
$I_{н2[1]}$	5,0 А	$I_{н2}$	5,0 А	$I_{н2[1]} = I_{н2}$	5,0 = 5,0
Клас точності	0,5	Клас точності	0,5	Клас точності	0,5
$S_{\text{розр.2}}$	2,0 ВА	$S_{н2}$	30,0 ВА	$S_{н2} > S_{\text{розр.2}}$	30,0 > 2,0
$i_{\text{уд}}^{(3)}$	5,63 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{дин}}$	12,5 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}^{(3)}$	12,5 > 5,5
B_k	$2,6^2 \cdot 1,5 = 10,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_t^2 \cdot (I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ис}})^2$	$1(150 \cdot 12,5)^2 = 875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_t^2 \cdot (I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{ис}})^2 \geq B_k$	875,0 > 10,5

Таблиця 3.5 – Параметри трансформаторів струму

Місце встановлення	Клас точності	$I_{\text{раб.мах}},$ А	$I_{\text{ном}},$ А	$K_{\text{ТС}}$	Тип трансформатора
Ввід 35 кВ	0,5/Р	45,4	200,0	200/5	ТВТ-35-І-400/5-О4
Ввід 10 кВ	0,5/Р	137,6	200,0	200/5	ТОЛ-10 200/5
Вимикач секційний 10 кВ	0,5/Р	129,0	200,0	200/5	ТОЛ-10 200/5
Фідер 62	0,5/Р	32,3	50,0	50/5	ТОЛ-10 50/5
Фідер 65	0,5/Р	85,3	100,0	100/5	ТОЛ-10 100/5
Фідер 66	0,5/Р	129,0	150,0	150/5	ТОЛ-10 150/5

Система обліку і вимірювання повинна включати комплекс вимірювальних приладів. Схема розміщення вимірювальних приладів на районній понижуючій підстанції 35/10кВ наведена в таблиці 3.6, технічна характеристика контрольно-вимірювальної апаратури в таблиці 3.7.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Таблиця 3.6 – Схема встановлення вимірювальних приладів підстанції

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

Таблиця 3.7 – Характеристика контрольно-вимірювальних апаратів

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

3.4 Вибір трансформаторів напруги

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

На шинах 10 кВ для контролю ізоляції приймаємо трифазні триобмоткові трансформатори напруги типу НТМИ-I-10У3 [13]. 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:

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

$$S = \sqrt{\sum P^2 + \sum Q^2}, \quad (3.9)$$

де $\Sigma P, \Sigma Q$ – 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 котушки	Число котушок	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кількість приладів	Загальна потужність	
							$P, \text{Вт}$	$Q, \text{Вар}$
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-10У3 вторинна потужність по класу точності 0,5 складає 100 ВА.

3.5 Вибір трансформатора власних потреб підстанції

Трансформація і розподілення електроенергії на підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка» 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 [12, 13].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

$$S_{ВП} = \frac{K_{одн} \cdot \sum K_3 \cdot P_n}{\eta_{ов} \cdot \cos \varphi} + P_{осв} + P_{об}, \quad (3.10)$$

де $K_{одн}$ – коефіцієнт одночасності;

K_3 – коефіцієнт завантаження;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

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

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна;

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

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

Для спрощення розрахунків приймаємо:

$$S_{ВП} = (0,01 - 0,02) \cdot S_{нтр}, \quad (3.11)$$

$$S_{ВП} = 0,01 \cdot 2500 = 25,0 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор власних потреб типу ТМ-25/10, який підключається до шин 10 кВ через роз'єднувач типу РВЗ-10/400 із приводом ПР-10 [2, 12, 13].

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

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

$$I_{ВП} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.13)$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{вп}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,5 \text{ А.}$$

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

Приймаємо стандартну плавку вставку $I_{\text{пл. вст.}} = 3,2 \text{ А}$ [2, 12, 13].

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

Трансформатори струму використовують в якості джерела оперативного струму для релейного захисту, який реагує на збільшення струму в електричному колі (захист від коротких замикань і перевантажень).

Трансформатори напруги і власних потреб використовують для живлення оперативних кіл релейного захисту, що реагує на ненормальні (аварійні) режими роботи, які не пов'язані зі значним зниженням напруги в мережі.

Вибране електричне обладнання підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка» наведено на аркуші 21ЕЕД. 9683858.06.25.310000ЭЗ графічної частини кваліфікаційного проєкту.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Релейний захист силових трансформаторів

4.1.1 Стан питання

Як відомо із практики експлуатації силових трансформаторів та із літературних джерел [2, 10, 16-20], в процесі експлуатації можливі пошкодження в силових трансформаторах підстанції та на їх з'єднаннях з комутаційними апаратами.

В процесі експлуатації також можуть виникати небезпечні аномальні режими роботи, не пов'язані з пошкодженням трансформатора, або його з'єднань. Можливість пошкоджень та ненормальних режимів обумовлена необхідністю установки на трансформаторах захисних пристроїв [19].

Відомо, що основними видами пошкоджень силових трансформаторів є багатофазні та однофазні к.з. в обмотках та на виводах трансформатора, також «пожежа сталі» магнітопровода. Однофазні пошкодження бувають двох типів: на землю та між витками обмотки. Найбільш поширені однофазні та багатофазні к.з. на виводах трансформаторів та однофазні виткові к.з. в обмотках. Захист від коротких замикань виконується з дією на відключення пошкодженого трансформатора. Його виконують швидкодіючим [16, 20].

Замикання однієї фази на землю є небезпечним для обмоток, приєднаних до мереж з глухозаземленою нейтраллю. У таких випадках захист повинен відключати трансформатор навіть при однофазних замиканнях на землю. В мережах з ізольованою нейтраллю однофазне коротке замикання на землю є нормальним режимом роботи. В таких випадках захист трансформатора від однофазних к.з. виконується тільки в тих випадках, якщо лінія теж має такий захист.

При виткових замиканнях у витках виникає значний струм, що пошкоджує ізоляцію та магнітопровід трансформатора, тому такі пошкодження повинні відключатись швидкодіючим захистом. Але у даному випадку струмові

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

захисти не матимуть ефективності, тому що струм в такому випадку може бути меншим за номінальний, через це для захисту масляних трансформаторів від міжвиткових к.з. використовують газовий захист. При виникненні дуги всередині бака у наслідок розкладення трансформаторного масла та матеріалу ізоляції починає виділятися газ, на який і реагує газове реле [16].

Також небезпечним внутрішнім пошкодженням є «пожежа в сталі» магнітопроводу, яка виникає при пошкодженні ізоляції між листами магнітопроводу, у наслідок чого різко зростають втрати на перемагнічування та струми Фуко, що веде до місцевого нагріву магнітопроводу та подальшого пошкодження ізоляції.

Аномальні режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішнім к.з. й перевантаженнями. В цих випадках в обмотках трансформаторів виникають великі струми. Особливо небезпечні струми, що виникають при зовнішніх к.з., вони можуть значно перевищувати номінальний струм трансформатора, у наслідок чого може привести до перегріву та пошкодження ізоляції обмоток та самої котушки.

Релейний захист виявляє аварійний режим в роботі ТП або лінії, місце виникнення даного аномального режиму роботи та подає сигнал на привід вимикачів на вимкнення частини електроустановки або всієї мережі. [2, 16].

У наш час для виконання релейного захисту все більше використовують мікропроцесорні елементи та пристрої захисту [17].

Стрімке впровадження мікропроцесорних пристроїв захисту пояснюється тим, що вони мають ряд суттєвих переваг над електромагнітними та індукційними реле, наприклад: більшу надійність; вища точність спрацьовування та широкий діапазон уставок, простота монтажу; більшу гнучкість при наладці; є можливість підключення до комп'ютера та мережі інтернет, що дає змогу дистанційно керувати підстанцією; більшість таких приладів ведуть журнал аварійних ситуацій, що сталась на об'єкті, де вказується час аварії, осцилограма параметрів мережі у той час та дію, що була виконана пристроєм захисту [17].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

4.1.2 Пристрій релейного захисту МРЗС-05М

Пристрій релейного захисту МРЗС-05М призначений для [17]:

- вимірювання струмів мережі, напруги та частоти струму;
- автоматизації елементів підстанції за часом або іншими умовами;
- захисту від міжфазних коротких замикань;
- захисту від струмів перевантаження;
- автоматичного вимкнення, при зниженні частоти в мережі.

Пристрій мікропроцесорний керування і захисту МРЗС-05М живиться від мережі постійного струму напругою 220 В. Має чотири пари струмових вводів та чотири пари вводів напруги. Також є сім керуючих контактів, два перемикаючих та п'ять замикаючих, вісім логічних вводів постійного струму, та роз'єм для підключення RS485 кабелю. Пристрій має виконання УХЛ4 і може працювати у температурному режимі від -5 до +55°С [17].

На сайті виробника можна завантажити декілька програм для налагоджування МРЗС-05М. Цікавою особливістю цього пристрою є те, що він веде базу даних, у яку заносяться 50 останніх аварійних ситуацій із наведенням часу, коли це трапилось, вимірюваних параметрів та дій, що були виконані зі сторони автоматики.

Окрім перелічених функцій, за допомогою даного пристрою МРЗС-05М можна дистанційно вести моніторинг та керування підстанцією. Схему пристрою МРЗС-0,5 наведено на аркуші 21ЕЕД. 9683858.06.25.410000ЭЗ.

Технічні характеристики пристрою МРЗС-05М :

- номінальний струм вимірювальних кіл $I_n = 5\text{A}$ (від 0,1 до 30 I_n);
- номінальна напруга вимірювальних кіл 100 В;
- номінальна напруга живлення =220 В (+30В, -65 В);
- стійкість до зникнення напруги до 50 мс;
- комутаційна здатність при замиканні/розмиканні кіл змінного струму – 250 В, 8 А, 1000 ВА;
- мінімальний час спрацювання захисту за струмом та наругою від 0,035 с;
- похибка витримки за часом не більш 0,01с [17].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.1.3 Струмова відсічка трансформатора

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

Струм спрацювання відсічки вибирається за наступними умовами [16]:

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

$$I_{c.в} = k_n \cdot I_{к.з.макс.}^{(3)} \quad (4.1)$$

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

$$I_{c.в} = 1,3 \cdot 1270 \frac{10,5}{35} = 381,0 \text{ А.}$$

- із умов відстроювання від кидків струму намагнічування трансформатору:

$$I_{c.в} = (3...5) \cdot I_{H.ТP} \quad (4.2)$$

де $I_{H.ТP}$ – номінальний струм трансформатора, А.

$$I_{c.в} = 5 \cdot 40 = 200 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле відсічки розраховується за більшим зі значень (4.1) або (4.2) [16]:

$$I_{cp.в} = \frac{I_{c.в} K_{cx}^{(3)}}{K_{mc}} \quad (4.3)$$

$$I_{cp.в} = \frac{381 \cdot 1}{200 / 5} = 9,6 \text{ А.}$$

Приймаємо струм уставки $I_y = 10,0 \text{ А.}$

Уточнена величина струму спрацювання захисту:

$$I'_{c.в} = \frac{I_{y \text{ пв}} \cdot K_{mc}}{K_{cx}} \quad (4.4)$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I'_{c..6} = \frac{10 \cdot 200/5}{1} = 400 \text{ A.}$$

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

$$k_q = \frac{I_{к.з. \min.}^{(2)}}{I_y \cdot K_{mc}} \quad (4.5)$$

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

$$k_q = \frac{3310}{10 \cdot 40} = 8,5.$$

Згідно із [1,17] $K_q \geq 2,0$, умова виконується: $8,5 > 2,0$.

4.1.4 Максимальний струмовий захист трансформатора

Максимальний струмовий захист (МСЗ) є додатковим захистом для силових трансформаторів. При МСЗ струмові реле або інші логічні елементи підключають до трансформаторів струму із сторони вищої напруги, що дозволяє внести трансформатор у зону дії МСЗ.

Зазвичай МСЗ робиться двоступеневий. З меншою витримкою часу він виключає напругу на шинах нижчої напруги, а з більшою витримкою – відключає сам трансформатор (на випадок внутрішнього к.з.) [16].

МЗС трансформатора на стороні живлення вибираємо за умовою [16]:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{K_{нов}} \cdot k_{с.з.} \cdot I_{раб.м.} \quad (4.6)$$

де k_n – коефіцієнт відстроювання, що враховує неточність розрахунків, та можливу затримку в роботі реле, $k_n = 1,1 \dots 1,2$ [2, 16];

$k_{с.з.}$ - коефіцієнт самозапуску, $k_{с.з.} = 1,2 \dots 1,3$;

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$I_{\text{раб.м.}}$ – максимальний робочий струм трансформатора на стороні вищої напруги, $I_{\text{раб.м.}} = 40 \text{ А}$.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,3 \cdot 39,1 = 76,3 \text{ А}.$$

Струм спрацювання реле МСЗ вибираємо за формулою (4.3):

$$I_{\text{сп.МСЗ}} = \frac{76,3 \cdot 1}{40} = 1,9 \text{ А}.$$

Приймаємо струм уставки МСЗ $I_{\text{уМСЗ}} = 2,0 \text{ А}$.

Уточнене значення струму спрацювання МСЗ трансформатора (4.4):

$$I'_{\text{с.МСЗ}} = \frac{2 \cdot 200/5}{1} = 80 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості МСЗ визначається за формулою (4.5):

$$k_q = \frac{I_{\text{к.з.мін.}}^{(2)}}{I_y \cdot K_{\text{мс}}}.$$

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

$$k_q = \frac{1110}{2,0 \cdot 40} = 13,8,$$

Згідно з [1, 16] $K_q \geq 1,5$, умова виконується : $13,8 > 1,5$.

4.1.5 Захист трансформатора від перевантаження

Захист трансформатора від перевантаження встановлюється з боку живлення. У даному випадку ведеться контроль величини струму фази В.

Струм спрацювання захисту від перевантаження визначається за виразом:

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{C.3} = \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot I_n \quad (4.7)$$

де I_n - номінальний струм трансформатора.

$$I_{C.3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 39,1 = 51,3 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле захисту:

$$I_{cp.} = \frac{51,3 \cdot 1}{40} = 1,3 \text{ А.}$$

Приймаємо струм уставки захисту $I_{уз} = 1,4 \text{ А.}$

4.1.6 Газовий захист трансформатора

Газовий захист (ГЗ) трансформатора є основним захистом, який реагує на всі види ушкоджень в середині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу, зниженням рівня масла в газовому реле, або інтенсивним прямуюванням потоку масла з баку трансформатора в розширювач. Для правильної роботи ГЗ корпус трансформатора встановлюється з нахилом у 1,5-2% у бік розширювача [16].

Основним елементом ГЗ є газове реле, яке працює на неелектричному принципі і встановлюється в розріз трубопроводу від корпусу трансформатора до розширювача. Газовий захист абсолютно селективний і не реагує на ушкодження поза баком трансформатора.

Газовий захист зазвичай виконується двоступінчатим:

- перший ступінь ГЗ спрацьовує при незначному виділенні газу, або зниженні рівня масла в газовому реле, і з витримкою часу діє на сигнал;
- другий ступінь спрацьовує при значному виділенні газу, зниженні рівня масла, або при інтенсивному прямуюванні потоку масла з баку трансформатора в розширювач, і діє на відключення трансформатору з без витримки часу.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Живлення оперативних кіл ГЗ на змінному струмі виконується від трансформаторів напруги. У випадках, коли газовий захист є основним швидкодіючим захистом трансформатора середньої та великої потужності, доцільно забезпечити живлення від пристроїв постійного струму.

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

Схему релейного захисту силового трансформатора наведено на аркуші 21ЕЕД. 9683858.06.25.420000ЭЗ графічної частини кваліфікаційного проєкту.

4.2 Релейний захист повітряних ліній напругою 10 кВ

4.2.1 Максимальний струмовий захист ліній 10 кВ

Максимальний струмовий захист лінії 10 кВ. Схема виконання МСЗ: двофазна, однорелейна із застосуванням пристрою захисту УЗА-АТ.

Розраховуємо МСЗ ліній проводиться у наступній послідовності.

Струм спрацювання МСЗ відстроюватися від робочого струму лінії з урахуванням можливих кидків струму самозапуску двигунів:

$$I_{с.з} = \frac{\kappa_n}{\kappa_n} \cdot \kappa_{с.з.ап.} \cdot I_{р.макс.} \quad (4.8)$$

де κ_n – коефіцієнт надійності (для пристрою УЗА-АТ $\kappa_n = 1,2$) [16];

$\kappa_{с.з.ап.}$ – коефіцієнт самозапуску (для лінії сільськогосподарського призначення може бути прийнятий 1,2...1,3) [16];

κ_n – коефіцієнт повернення реле ($\kappa_n = 0,8...0,85$) [16].

Для фідера 62:

$$I_{с.з} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,3 \cdot 32,3 = 63,0 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{c.p.} = \frac{\kappa_{c.з.} \cdot I_{c.х.}^{(3)}}{\kappa_{m.c.}}, \quad (4.9)$$

де $I_{c.з.}$ - значення струму спрацювання захисту [16], А;
 $\kappa_{m.c.}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

$$I_{c.p.} = \frac{63,0 \cdot 1}{50 / 5} = 6,3 \text{ А.}$$

Значення $I_{c.p.}$ округляється до струму уставки (I_y) обраного типу реле,
за умови, що:

$$I_y \geq I_{c.p.} \quad (4.10)$$

$$I_y = 6,4 \text{ А.}$$

Чутливість захисту визначається за формулою:

$$K_q = \frac{I_{\kappa.min} \cdot K_{cx}}{I_y \cdot \kappa_{m.c.}} \geq 1,5, \quad (4.11)$$

де $I_{\kappa.min}$ - струм двополюсного к.з. у кінці ділянки, що захищається, А;
 K_{cx} - коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму (для схеми на різницю струмів двох фаз $K_{cx} = 1$) [16].

$$K_q = \frac{390 \cdot 1}{6,4 \cdot 50 / 5} = 6,1.$$

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

$K_q = 6,0 > 1,5$ - умова (4.11) виконується.

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

Розрахунок параметрів МСЗ для інших повітряних ліній 10 кВ виконуємо аналогічно. Результати розрахунків наведено у таблиці 4.1.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 – Параметри максимального струмового захисту ПЛ 10 кВ

Розрахункові формули	Розрахункові дані		
№ фідера	Фідер 62	Фідер 65	Фідер 66
$I_{c.з} = \frac{K_H}{K_n} K_{зап.} I_{раб.макс.}, A$	63,0	167,3	251,6
$I_{c.р} = \frac{I_{c.р.} K_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, A$	6,3	8,4	8,4
$K_{m.c.}$	50/5	100/5	150/5
$I_{y,} A$	6,4	8,4	8,4
$I'_{c.з} = \frac{I_{y,} K_{mc}}{K_{cx}^{(3)}}, A$	64,0	168,0	252,0
$K_q = \frac{I_{к.з. min}^{(2)}}{I'_{c.з}} \geq 1,5$	6,1	3,2	3,0
Тип пристрою РЗ	УЗА-АТ	УЗА-АТ	УЗА-АТ

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

4.2.2 Струмова відсічка ПЛ 10 кВ

Розрахуємо струмову відсічку ліній за наступною методикою.

Струм спрацьовування осічки вибирається з таких умов:

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

$$I_{c.в} = K_H \cdot I_{к.з.мах}^{(3)}, \quad (4.12)$$

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

K_H - коефіцієнт надійності ($K_H = 1,2 \dots 1,3$) [16].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$I_{c.в} \geq \frac{(4...5) \cdot \Sigma S_{н..тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.13)$$

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

U_H - номінальна напруга лінії, що захищається, кВ.

Для подальших розрахунків приймається більше з отриманих за формулами (4.12) і (4.13) значень.

Струм спрацювання реле відсічки визначається за виразом:

$$I_{c.p.в.} = \frac{I_{c.в} \cdot K_{cx}^{(3)}}{K_{nc}}; \quad (4.14)$$

Уточнена величина струму спрацювання захисту:

$$I'_{c.p.в.} = \frac{I_{y.pв} \cdot K_{mc}}{K_{cx}}.$$

Чутливість відсічки [16]:

$$K_{ч.в} = \frac{I_{к.}^{(3)}}{I_{c.в}}, \quad (4.15)$$

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

Для струмових відсічок без витримки часу, що встановлюється на повітряних лініях і виконують функції додаткового захисту, повинна виконуватися умова [16]:

$$K_{ч} \geq 1,2. \quad (4.16)$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для фідера 62:

$$I_{c.6} = 1,2 \cdot 2100 = 2520 \text{ A};$$

$$I_{c.6} \geq \frac{5 \cdot 2200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 630 \text{ A};$$

$$I_{c.p.6} = \frac{2520 \cdot 1}{50/5} = 252,0 \text{ A};$$

$$I_{y.p.6} = 117 \text{ A};$$

$$I'_{cp.6} = \frac{252 \cdot 50/5}{1} = 2520 \text{ A}.$$

$$K_{ч.6} = \frac{2600}{2520} = 1,1 \approx 1,2 - \text{умова (4.16) виконується.}$$

Розрахунок параметрів струмової відсічки на інших лініях 10 кВ наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Розрахунок струмової відсічки ПЛ 10 кВ

Розрахункові формули	Розрахункові дані		
	Ф – 62	Ф – 65	Ф – 66
$I_{c.6} = K_n \cdot I_{к.зmax}^{(3)}, \text{A}$	2520	2832	2976
$I_{c.6} \geq \frac{(4...5) \cdot \Sigma S_{н..тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{A}$	630,0	810,0	990,0
$I_{c.p.6} = \frac{I_{c.6} \cdot K_{cx}^{(3)}}{K_{nc}}, \text{A}$	252,0	141,6	99,2
$K_{m.c.}$	50/5	100/5	150/5
I_y, A	252,0	142,0	100,0
$I'_{cp.6} = \frac{I_{y.p.6} \cdot K_{mc}}{K_{cx}}, \text{A}$	2520	2840	3000
$K_{\text{ч}} = \frac{I_{k2 \min}^{(2)}}{I_{CO}} > 1,2$	1,1	1,0	0,9
Тип пристрою РЗ	УЗА-АТ	УЗА-АТ	УЗА-АТ

					21БЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз стану охорони праці на підприємстві

На даний час в мережах Томаківського району та на підстанції 35/10 кВ «Вищетарасівка» ремонтні роботи виконує оперативно-виїзна бригада (ОВБ) Томаківського РЕМ, який знаходиться в 15 км від даної підстанції.

Даний об'єкт за класифікацією із електробезпеки відноситься до особливо небезпечних, так, як знаходиться на відкритому повітря. На ньому присутні такі шкідливі та небезпечні фактори, які діють на людей та на обладнання, як прямі удари блискавки, висока напруга. На обладнання діють атмосферні опади, а також пил, що зменшує строк служби обладнання.

В мережах району електропостачання та підстанції «Вищетарасівка» можуть не завжди виконуватись організаційні питання згідно ПУЕ, тож необхідно притримуватись наступних організаційних заходів, що забезпечують безпеку при виконанні робіт в електроустановках [21]:

- оформлення роботи нарядом-допуском, розпорядженням або переліком робіт, що виконуються у порядку поточної експлуатації;
- допуск до виконання роботи;
- нагляд під час роботи;
- оформлення перерв у роботі;
- оформлення переведень на інше місце, закінчення роботи.

Роботи в електроустановках району виконуються за нарядом оформленому на спеціальному бланку. Наряд видається оперативному персоналові безпосередньо перед початком підготовки робочого місця, до початку роботи. Наряд на роботу оформляється в двох примірниках. Наряд виписується на одного виконавця робіт з одною бригадою. На руки виконавцю робіт видається тільки один наряд [21].

У наряді досить вказати основні види робіт. Для здійснення робіт може бути утворена зведена бригада і наряд видається на виконавця робіт цієї бригади. В наряді можна вказати лише число працюючих [21-23].

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виконавець робіт разом із тим хто допускає перевіряють виконання технічних заходів щодо підготовки робочого місця.

Роботи з безпосереднім наближенням до електроустановки повинна виконувати бригада не менш ніж із двох чоловік: виконавця робіт і члена бригади. У бригаду на кожного її члена з групою за електробезпечністю III може бути включена одна людина з електротехнічного персоналу з групою I. Загальне число членів бригади з групою I може бути не більш двох [21].

Після перевірки виконання технічних заходів оформляється допуск бригади, який полягає в тому, що той хто допускає бригаду:

- перевіряє відповідність складу бригади і кваліфікації включених у неї осіб, запис у наряді;
- зачитує за нарядом прізвище відповідального керівника, виконавця робіт, членів бригади і зміст дорученої роботи; пояснює бригаді, відкіля знята напруга, де встановлені заземлення, які частини приєднань залишилися під напругою і які особливі умови виконання робіт; вказує бригаді границі робочого місця; переконується, що усе викладене бригаді зрозуміло;
- доводить бригаді, що напруга відсутня – дотиком до струмоведучих частин рукою після попередньої перевірки відсутності напруги показником напруги або штангою;
- здає робоче місце виконавцю робіт, яке з указівкою дати і часу в обох бланках наряду оформляється підписами того хто допускає і виконавця робіт.

З моменту допуску бригади до робіт, нагляд за нею з метою попередження порушень вимог техніки безпеки, покладається на виконавця робіт або на того хто спостерігає, які повинні увесь час знаходитися на місці робіт по можливості на тій ділянці, де виконується найбільш відповідальна робота. Тому хто спостерігає забороняється суміщати нагляд з виконанням роботи [21].

Допускається короточасна відлучення одного або декількох членів бригади. У цьому випадку виконавець робіт (наглядач) дає цим особам необхідні вказівки із техніки безпеки.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кількість членів бригади, що залишилися на робочому місці, повинна бути не менша двох, включаючи виконавця робіт. Члени бригади, що повернулися, можуть приступити до роботи тільки з дозволу виконавця робіт. До повернення тих хто відлучалися виробник, (наглядач) не має права покидати робоче місце.

При виявленні порушень правил техніки безпеки або виявлені інших обставин, що загрожують безпеці працюючих, у виконавця робіт відбирається наряд і бригада виводиться з місця роботи.

При перервах на протязі робочого дня бригада виводиться з розподільчого пристрою РП. Наряд залишається в руках у виконавця робіт. Плакати, огороження, заземлення залишається на місці.

Жоден із членів бригади не має права ввійти після перерви в при відсутності виконавця робіт або того хто спостерігає. Допуск бригади після перерви оперативним персоналом не проводиться. Виконавець робіт вказує бригаді місце роботи.

Робота на декількох робочих місцях одного приєднання по одному поряд може виконуватися при дотриманні наступних умов [21]:

- усі робочі місця даного приєднання підготовляються оперативним персоналом і приймаються виконавцем робіт і відповідальним керівником;
- виконавець робіт із бригадою допускається на одне з робочих місць приєднання;
- в електроустановках з персональним оперативним персоналом переведення бригади на інше робоче місце здійснюється тим хто допускає;
- в електроустановках без постійного оперативного персоналу, переведення бригади на інше робоче місце при відсутності того хто допускає виконується відповідальним виконавцем;
- переведення бригади на нове робоче місце оформляється в таблиці наряду за підписом відповідального секретаря.

Після закінчення роботи робоче місце приводиться в порядок, приймається відповідальним керівником, який після висновку виконавцем

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

робіт розписується в наряді про закінчення роботи і здає його оперативному персоналові. Якщо відповідальний керівник не призначався, то наряд оперативному персоналові здає виконавець робіт [21].

Всі робітники, які працюють на даній підстанції повинні проходити спеціальне навчання щорічно. Навчання може проводитись роботодавцем на підприємстві з записом в журналі реєстрації навчання. Працівники мають право влаштовуватись на роботу в ремонтну бригаду без стажування та дублювання, якщо мають стаж роботи на подібній електроустановці не менше 3-х років. При влаштуванні проходять первинний та вступний інструктаж [21].

Робітники повинні проходити повторні інструктажі при проведенні робіт, на які оформлюється наряд-допуск та позапланові, при поступленні нового інструменту чи встаткування. Всі ці нормативи згідно НПОП на даному РЕМ виконуються.

Основні причини нещасних випадків від дії електричного струму [21]:

- випадковий дотик, наближення на небезпечну відстань до
- струмопровідних частин, що перебувають під напругою;
- поява напруги дотику на металевих конструктивних частинах електроустаткування у результаті пошкодження ізоляції, або з інших причин;
- поява напруги на відключених струмопровідних частинах, на яких працюють люди, внаслідок помилкового включення установки;
- виникнення крокової напруги на поверхні землі, у наслідок замикання проводу на землю.

Основними заходами від ураження електричним струмом є:

- забезпечення недоступності струмопровідних частин, що перебувають під напругою, для випадкового дотику;
- електричний поділ мережі;
- усунення небезпеки з появою напруги на корпусах за допомогою захисного заземлення, занулення;
- застосування малих напруг;
- контроль і профілактика пошкоджень ізоляції та ін.

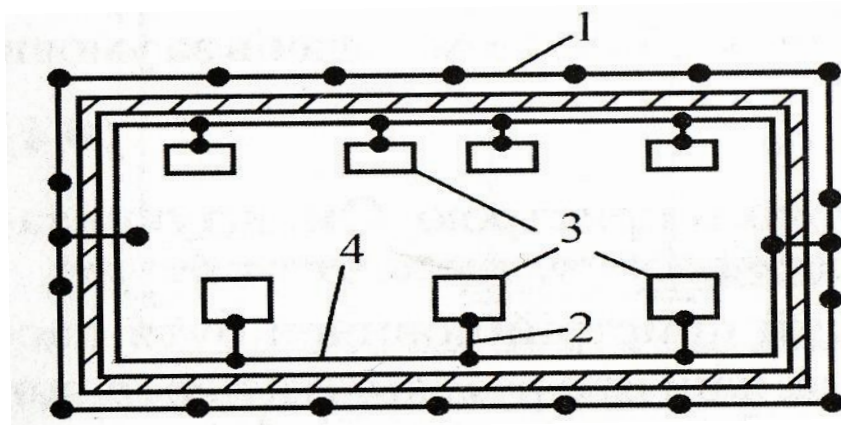
					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2 Засоби з охорони праці на підстанції

Як відмічалось вище, на підстанції важливого значення набуває проблема електробезпеки та захисту електротехнічного персоналу та інших осіб, що обслуговують електроустаткування, від ураження електричним струмом.

Найпоширенішим та найнадійнішим засобом електрозахисту є захисне заземлення, яке базується на зниженні до безпечних значень напруги дотику та крокової напруги, зумовлених замиканням на корпус. Цього досягають шляхом зменшення опору заземлення.

У зв'язку з реконструкцією підстанції та заміною більшої частини її обладнання треба розрахувати та встановити нове захисне заземлення. Призначенням захисного заземлення підстанції повинно бути зниження напруги на тілі людини до допустимої величини, під час торкання до заземлених елементів обладнання підстанції, на яких може з'явитись потенціал при перекритті чи пробойі ізоляції та протіканні струму через заземлювач. Приймаємо контурне заземлення. Розрахунок приведено нижче. Ескіз контурного заземлення приведено на рисунку 5.1.



1 – заземлюючі пристрої; 2 – заземлюючі провідники; 3 – обладнання, що заземлюється; 4 - внутрішня магістраль заземлення.

Рисунок 5.1 – Контурне заземлення підстанції

Відповідно із ПУЕ [1] в електроустановках напругою вище 1000 В з ізолюваною нейтраллю допустимий опір повинен задовольняти умові [1, 12]:

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

$$r_{30} \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{67}{I_3}, \quad (5.1)$$

де U_3 – напруга на заземлюючому пристрої, $U_3 = 250$ В;

I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Знаходимо сумарну довжину повітряних ліній [12]:

$$l = l_{31} + l_{32} + l_{33}, \quad (5.2)$$

де l_{31}, l_{32}, l_{33} – відповідно довжина 62, 65, 66 фідерів.

$$l = 10,7 + 18,5 + 11 = 50,2 \text{ км.}$$

Струм замикання на землю на стороні 35 кВ визначається за виразом [12]:

$$I_3 = \frac{U_n \cdot l}{250}, \quad (5.3)$$

де U_n – номінальна напруга мережі, В.

$$I_3 = \frac{35 \cdot 50,2}{250} = 7,1 \text{ А.}$$

Струм замикання на землю на стороні 10 кВ [23]:

$$I_3 = \frac{U_n \cdot l}{350}, \quad (5.4)$$

$$I_3 = \frac{10 \cdot 50,2}{350} = 1,4 \text{ А.}$$

Для подальшого розрахунку приймаємо $I_3 = 7,1$ А. Заземлення виконується для електрообладнання напругою до та вище 1000 В, тому опір заземлення [12, 24]:

$$r_3 = \frac{67}{I_3}, \quad (5.5)$$

$$r_3 = \frac{67}{7,1} = 9,4 \text{ Ом.}$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно із ПУЕ опір заземлення не повинен перевищувати 4 Ом, приймаємо $r_3 = 4$ Ом. Заземлення виконуємо кутовою сталлю $50 \times 50 \times 4$ мм, довжиною 2,7 м, заглибленими на 0,5 м від поверхні землі і зв'язаними між собою стальною половою перерізом 40×4 мм.

Розрахунковий опір ґрунту з обліком сезонного коефіцієнту визначаємо за формулою:

$$\rho_{розр} = k_c \cdot k_1 \cdot \rho, \quad (5.6)$$

де k_c – коефіцієнт сезонності, $k_c = 1,3$ [12, 24];

k_1 – коефіцієнт враховуючий стан ґрунту, $k_1 = 1,15$ [12];

ρ – питомий опір ґрунту, $\rho = 200$ Ом м [12].

$$\rho_{розр} = 1,3 \cdot 1,15 \cdot 200 = 299,0 \text{ Ом м.}$$

Знаходимо опір кутової сталі (при $h_{cp} = (0,5 + 2,7) / 2 = 1,95$ м):

$$R_g = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр} \cdot (\lg \frac{2,1 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot h_{cp} + l}{4 \cdot h_{cp} - l})}{l}, \quad (5.7)$$

$$R_g = \frac{0,366 \cdot 299 (\lg \frac{2,1 \cdot 2,7}{0,05} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,7}{4 \cdot 1,95 - 2,7})}{2,7} = 40,0 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо опір полови зв'язку (при $\rho_{розр} = 2 \cdot 1,6 \cdot 200 = 640$):

$$R_z = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр} \cdot \lg(\frac{2 \cdot l^2}{d \cdot h})}{l}, \quad (5.8)$$

$$R_z = \frac{0,366 \cdot 640 \cdot \lg(\frac{2 \cdot 120^2}{0,04 \cdot 0,82})}{120} = 7,6 \text{ Ом.}$$

Визначаємо теоретичну кількість кутникової сталі:

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$n_m = \frac{R_\epsilon}{r_3}, \quad (5.9)$$

$$n_m = \frac{40}{4} = 10 \text{ шт.}$$

При $n_m = 10$ шт., та $a/l = 5,45/2,7 = 2,02$ м за кривим [12, 24] визначаємо коефіцієнти екранування стержневих вертикальних заземлювачів $\eta_\epsilon = 0,6$ та $\eta_z = 0,33$ та знаходимо дійсну кількість кутників:

$$n_\partial = \frac{R_\epsilon \cdot \eta_z \left(\frac{1}{r_3 \cdot \eta_z} - \frac{1}{R_z} \right)}{\eta_\epsilon}, \quad (5.10)$$

$$n_\partial = \frac{40 \cdot 0,33 \cdot \left(\frac{1}{4 \cdot 0,33} - \frac{1}{7,6} \right)}{0,6} = 13,8 \text{ шт.}$$

Приймаємо до монтажу 14 кутників і виконуємо перевірочний розрахунок.

При $n = 14$ шт $a = 3,75$ м, тоді коефіцієнти екранування будуть $\eta_\epsilon = 0,57$ та $\eta_z = 0,29$ [12, 24].

Розрахунковий опір заземлюючого пристрою визначимо за формулою:

$$r_{розр} = \frac{R_\epsilon \cdot R_z}{R_z \cdot n \cdot \eta_\epsilon + R_\epsilon \cdot \eta_z}, \quad (5.11)$$

$$r_{расч} = \frac{40 \cdot 7,6}{7,6 \cdot 14 \cdot 0,57 + 40 \cdot 0,29} = 4,02 \text{ Ом;}$$

$$4,02 \approx 4,0.$$

Прийнятий контур заземлення задовольняє вимогам. До встановлення приймаємо 14 кутників у якості вертикальних заземлювачів. Конструкція пристрою заземлення підстанції «Вищитарасівка» наведена на аркуші 21ЕЕД.9683858.06.25.510000ВО графічної частини проєкту.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОГО ПРОЄКТУ

Для визначення економічної ефективності прийнятих у кваліфікаційному проєкті рішень приймаємо показник мінімуму приведених витрат, що являє собою суму поточних виробничих витрат (експлуатаційних витрат) та одночасних капіталовкладень, приведених до однієї розмірності при використанні нормативного коефіцієнта ефективності капітальних вкладень [3, 12].

Розрахунок приведених (зведених) витрат:

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

де B_i – експлуатаційні витрати, тис. грн;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності вкладень, $E_n = 0,12$;

K – капітальні вкладення, тис. грн.

До складу експлуатаційних витрат входять: оплата праці персоналу, оплата електроенергії, палива та змащувальних матеріалів, відрахування на амортизацію, витрати на поточний ремонт та інші прямі витрати.

Економічну ефективність визначаємо за наступними показниками [3, 12]:

1) собівартість продукції (передачі електричної енергії):

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

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

2) прибуток:

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

де $Ц_{е.е.}$ – вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії, $Ц_{е.е.} = 4,35$ грн. [за даними Томаківського РЕМ], переважно побутове навантаження;

C – вартість електричної енергії для оператора мереж;

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) строк (термін) окупності:

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

Загальна кількість капітальних вкладень:

$$K = K_{35/10} + K_{10} + K_{авт}, \quad (6.5)$$

де $K_{35/10}$ – капітальні вкладення у обладнання підстанції 35/10 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:

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

де γ – вартість однієї умовної одиниці, $\gamma = 250$ грн. [15];

n_i – кількість умовних одиниць обладнання.

Капітальні вкладення на реконструкцію системи електропостачання північної частини Томаківського району наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Капітальні вкладення в реконструкцію системи електропостачання частини району

Найменування робіт або витрат	Од. ви	Кіл-ть	Вартість, тис/грн	
			На одиницю	Загальна
Трансформатор 35/10 кВ 2500 кВА	шт	1,0	1440,0	1440,0
Вакуумні вимикачі ВБЕС-35-25/630	шт.	3,0	550,0	1650,0
Вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-20/1000	шт.	7,0	100,0	700,0
Роз'єднувач РДЗ-35/630	шт.	4,0	50,0	200,0
Обмежувач перенапруги ОПН-ВР/TEL-35	шт.	6,0	10,0	60,0
Обмежувач перенапруги ОПН-РТ/TEL-10	шт.	12,0	5,2	62,4
Трансформатор струму ТОЛ-10	шт.	14,0	5,0	70,0
Пристрій РЗ МРЗС-05М	шт.	2,0	5,5	11,0
Пристрій РЗ УЗА-АТ	шт.	7,0	4,5	31,5
Монтаж пристроїв релейного захисту	шт.	9,0	30,0	30,0
Реконструкція ПЛ проводом АС 95	км	15,0	80,0	1200,0
Реконструкція ПЛ проводом АС 50	км	10,0	40,0	400,0
Разом капітальних вкладень				5854,5

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.2 – 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	36,8
Вимикачі напругою 10 кВ	16,3	7,0	114,0
ПЛ 10 кВ на ж/б опорах	2,7	50,0	136,0
Шафи 10 кВ	2,4	7,0	16,0
Разом:			404,7

$$B_{\text{експл.1}} = 250 \cdot 404,7 = 101175 = 101,2 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 6.3 – 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	7,0	44,8
ПЛ-10 кВ	2,7	50,0	135,0
Шафи 10 кВ	2,7	7,0	18,9
Шафи 10 кВ	1,4	7,0	9,8
Разом:			303,2

$$B_{\text{експл.2}} = 250 \cdot 303,2 = 75800,0 = 75,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в силових трансформаторах:

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

де S_p – розрахункова потужність ТП-35/10 кВ, кВА; $S_p = 5019,0$ кВА;
 S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА; $S_n = 2 \times 2500$ кВА;

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ΔP_{κ} – номінальні витрати в обмотках трансформаторів, $\Delta P_{\kappa} = 25,5$ кВт;

τ – час втрат, $\tau = 2000$ год/рік;

ΔP_{xx} – номінальні втрати у сталі трансформатора, $\Delta P_{xx} = 6,5$ кВт;

T_{ϵ} – час роботи трансформатора на рік, $T_{\epsilon} = 8760$ год;

$\mathcal{C}_{e.e.}$ – вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії, $\mathcal{C}_{e.e.} = 4,35$ гон. [за даними Томаківського РЕМ], переважно побутове навантаження.

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах 35/10 кВ.

До реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТП1}} = \left(\left(\frac{4390}{1800 + 2500} \right)^2 \cdot 25,5 \cdot 2000 + 6,5 \cdot 8760 \right) \cdot 4,35 \cdot 10^{-3} = 478,9 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$B_{\text{втр.е.е.ТП2}} = \left(\left(\frac{5019}{2500 + 2500} \right)^2 \cdot 25,5 \cdot 1500 + 6,5 \cdot 8760 \right) \cdot 4,35 \cdot 10^{-3} = 415,3 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ визначаємо за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга в лінії, $U_n = 10$ кВ;

S_p – розрахункове навантаження лінії, кВА;

r_o – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

L – довжина лінії 10 кВ, км.

Дані для розрахунку втрат електричної енергії в повітряних лініях району електропостачання напругою 10 кВ наведено в таблиці 6.4.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.4 – Розрахункові дані ПЛ 10 кВ

Марка проводу	L , км	r_o , Ом/км	τ , год/рік	S_p , кВА
До реконструкції				
АС-35	9,7	0,95	1900	831,6
АС-50	11,5	0,67	1900	2128
АС-50	3,5	0,67	1900	3415
Після реконструкції				
АС-50	9,7	0,67	1700	831,6
АС-95	11,5	0,35	1700	2128
АС-95	3,5	0,35	1700	3415

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ до реконструкції:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.е.е. ПЛ 1}} &= \left(\frac{831,6}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,95 \cdot 9,7 \cdot 4,35 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{2128}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,67 \cdot 11,5 \cdot 4,35 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{3415}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1900 \cdot 3 \cdot 0,67 \cdot 3,5 \cdot 4,35 \cdot 10^{-6} = 5684,2 \text{ тис.грн}
 \end{aligned}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ після реконструкції:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.е.е. ПЛ 2}} &= \left(\frac{831,6}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,67 \cdot 9,7 \cdot 4,35 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{2128}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,35 \cdot 11,5 \cdot 4,35 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{3415}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,35 \cdot 3,5 \cdot 4,35 \cdot 10^{-6} = 2546,1 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Розрахуємо розмір амортизаційних відрахувань:

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

де H_a – норма амортизаційних відрахувань $H_a = 6,0\%$ [13];

K – розмір капіталовкладень, тис. грн.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Необхідно визначити капіталовкладення в усю інфраструктуру підстанції і елементів електромережі до реконструкції. Вони становлять, виходячи із даних Томаківського РЕМ, 4400 тис. грн.

Визначимо суму амортизаційних відрахувань до реконструкції:

$$B_{a1} = \frac{6,0}{100} \cdot 4400 = 264,0 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо суму амортизаційних відрахувань після реконструкції:

$$B_{a2} = \frac{6,0}{100} \cdot 5854,5 = 351,3 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо експлуатаційні витрати за рік:

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

До реконструкції:

$$\sum B_1 = 264,0 + 101,2 + (478,9 + 5684,2) = 6528,3 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$\sum B_2 = 351,3 + 75,8 + (415,3 + 2546,1) = 3338,5 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо обсяги електроенергії, що реалізуються споживачам, за формулою [3, 12]:

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

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:

$$W_{\text{нов}} = 4390 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2400 = 4130,1 \text{ тис. кВт год.}$$

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після реконструкції:

$$W_{нов} = 5049 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2400 = 5343,9 \text{ тис. кВт год.}$$

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

До реконструкції:

$$C_{пер.1} = \frac{6528,3}{4130,1} = 1,5 \text{ грн.}$$

Після реконструкції:

$$C_{пер.2} = \frac{3338,5}{5343,9} = 0,63 \text{ грн.}$$

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

$$\Pi_{до рек.} = (4,35 - 2,0 - 1,5) \cdot 4130,1 = 3510,6 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_{після рек.} = (4,35 - 2 - 0,63) \cdot 5343,9 = 9191,5 \text{ тис. грн.}$$

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

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

$$E = 9191,5 - 3510,6 = 5680,9 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо строк окупності капіталовкладень:

$$T_{ок.} = \frac{5854,5}{5680,9} = 1 \text{ рік.}$$

Приведені витрати до реконструкції:

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{np.1} = 6528,3 + 0,12 \cdot 4400 = 7056,3 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати після реконструкції:

$$Z_{np.2} = 3338,5 + 0,12 \cdot 5854,5 = 4041,0 \text{ тис. грн.}$$

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

В таблицю 6.5 зводимо техніко-економічні показники базового та проєктованого варіанта системи електропостачання.

Таблиця 6.5 – Техніко-економічні показники кваліфікаційного проєкту

Показники	До реконструкції	Після реконструкції
Додаткові капітальні вкладення, тис. грн.	-	5854,5
Річні експлуатаційні витрати, тис. грн	6528,3	3338,5
Приведені витрати, тис. грн..	7056,3	4041,0
Кількість відпущеної корисної електроенергії за рік, тис. кВт·год	4130,1	5343,9
Питомі витрати на передачу і розподіл 1кВт·год електроенергії, грн.	1,5	0,63
Прибуток підприємства від транспортування електроенергії, тис. грн	3519,6	9191,5
Економічний ефект, тис. грн.	-	5680,9
Строк окупності капітальних вкладень, рік	-	1,0

Техніко-економічні розрахунки показали, що після реконструкції системи електропостачання, збільшення відпущеної енергії від підстанції «Вищетарасівка» та зменшення її втрат в розподільних мережах дало додатковий прибуток у розмірі 5680,9 тис. грн. Строк окупності капіталовкладень на реконструкцію в розмірі 5854,5 тис. грн. становить один рік (аркуш 21ЕЕД.9683858.06.25.610000ТБ).

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційному проєкті вирішені питання реконструкції системи електропостачання північної частини Томаківського району Дніпропетровської області.

Запропоновані у проєкті технічні заходи дозволять підвищити надійність роботи розподільних електричних мереж району, що в свою чергу дозволить підвищити надійність електропостачання району в цілому, суттєво знизити втрати електричної енергії в елементах мережі і зменшити кількість перерв в електропостачанні.

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

Удосконалення релейного захисту силових трансформаторів підстанції та повітряних ліній напругою 10 кВ із застосуванням сучасних мікропроцесорних та мікроелектронних пристроїв захисту дозволить зменшити кількість відмов обладнання та кількість хибних спрацьовувань захисту, що також значно підвищить надійність системи релейного захисту і дозволить скоротити число перерв в електропостачанні.

Термін окупності додаткових капітальних вкладень на реконструкцію електропостачання північної частини Томаківського району Дніпропетровської області становить один рік.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Харків : ФОРТ, 2017. 760 с.
2. 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.
3. Коваленко О. І. Основи електропостачання : навчальний посібник. Запоріжжя : ТДАТУ, 2024. 237 с.
4. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручник. Київ : Компрінт, 2021. 497с.
5. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. / Іноземцев Г. Б. та ін. Київ : ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. 526 с.
6. Козирський В. В., Каплун В.В., Волошин С. М. Електропостачання агропромислового комплексу. Київ : Аграрна освіта, 2011. 448с.
7. 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).
8. Харченко В. Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств : конспект лекцій. Харків : ХНАМГ, 2011. 168 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. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.
11. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тепля В. В. Проектування електричної частини електричних станцій : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2009. 194 с.
12. Проектування систем електропостачання в АПК : навч. посібн. / С. О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568 с.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

13. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навч. посібн. / А.Ю. Орлович та ін. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. 272 с.
14. Lider elektrik/ Петрофіт комірок. URL : <https://lider.com.ua/uk/pages/o-kompanii> (дата звернення : 25.05.2025).
15. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК: підручник / С. О. Єрмолаєв : за заг. ред. С.О. Єрмолаєва. Київ : Мета. 2003. 543 с.
16. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем : навчально-методичний посібник. Запоріжжя : ЗДІА, 2017. 165 с.
17. Ковальов В.М. Релейний захист і автоматика : конспект лекцій. Харків : ХНАМГ, 2008. 108 с.
18. Махлін П. В., Костенко С. Ю., Кузьменко О. П. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики : навч. посіб. Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. 256 с.
19. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах : навч. посіб. Київ : Вища школа, 2006. 367с.
20. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем : навч. посіб. Київ : НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.
21. НПАОП 0.00–1.21–98 “Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів”. 09. 01. 98 Наказ №4 Держнаглядохоронпраці України.
22. Манідіна Є.А., Рижков В. Г., Манідін В. С. Електробезпека : навчально-методичний посібник. Запоріжжя: ЗДІА, 2015. 86 с.
23. Гандзюк М. П., Желібо Є. П., Халімовський М. О. Основи охорони праці: підручник, 3-є видання. Київ : Каравела, 2006. 392 с.
24. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2018. 120 с.
25. Проскурня О. М., Ганус О. І. Економіка в енергетиці : навч. посіб. Харків : НТУ «ХПІ», 2012. 272 с.

					21ЕЕД.9683858.62.25.000000ПЗ	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		