

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Центр перепідготовки та післядипломної освіти
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Забезпечення надійності функціонування розподільної мережі Шумського РЕМ**

Виконав(ла): студент(ка) II курсу, групи ЕЕд-2
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Зозуля В.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Сисак І. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент Савків В.Б.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2020

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Центр перепідготовки та післядипломної освіти
(повна назва факультету)
 Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри
 _____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
 « 22 » червня 2020 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр
(назва освітнього ступеня)
 за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
 студенту _____ Зозулі Віктору Михайловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності функціонування розподільної мережі Шумського РЕМ

Керівник роботи Сисак Іван Михайлович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 16 » червня 2020 року № 4/7-426

2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 10 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Перелік силових трансформаторів, які встановлені на ПС електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

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

1. Аналітичний розділ
2. Розрахунково-дослідницький розділ
3. Проектно-конструкторський розділ
4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

- | | |
|--|-------------|
| 1. Дослідження Шумського району | 1 л. ф – А1 |
| 2. Варіанти розвитку Шумського району | 1 л. ф – А1 |
| 3. Аналіз усталених режимів Шумського району | 1 л. ф – А1 |
| 4. Схема приєднань ПС | 1 л. ф – А1 |
| 5. Схема електрична принципова ПС | 1 л. ф – А1 |
| 6. | 1 л. ф – А1 |

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 24 червня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	01.08.2020	
2	Аналітичний розділ	01.09.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.10.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.11.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.2020	
6	Висновки	01.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	10.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	10.12.2020	

Студент

_____ (підпис)

Зозуля В.М.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Сисак І.М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Зозуля В.М. Забезпечення надійності функціонування розподільної мережі Шумського РЕМ. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

Стор. – 78; рис. – 26; табл. – 23; креслень - 6; джерел - 13; додатків - 2.

В даній кваліфікаційній роботі магістра здійснено аналіз мережі Шумського району ВАТ “Тернопільобленерго”. Розраховано навантаження підстанції для максимального та мінімального режимів. Запропоновано п’ять можливих варіантів розвитку електричної мережі Шумського РЕМ. Проведено вибір марки проводу, потужності та кількості силових трансформаторів. Розглянуто варіанти схем електричних з’єднань для високої та низької сторони підстанції. Здійснено вибір комутуючої апаратури, вимірювальної апаратури, трансформаторів власних потреб. Запропоновано принципову схему підстанції 35/10 кВ.

Ключові слова: електрична енергія, підстанція, трансформатор, електрична частина.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Розподільні електричні мережі.....	8
1.2 Резервування.....	13
1.3 Висновки до розділу.....	15
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	16
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ Шумського району електромереж ВАТ “Тернопільобленерго”.....	16
2.2 Обчислення навантаження на підстанції «Забара».....	24
2.3 Запропоновані варіанти розвитку електричної мережі Шумського РЕМ.....	25
2.4 Вибір проводів повітряних ліній електропередач.....	30
2.5 Вибір силових трансформаторів ПС «Забара».....	30
2.6 Визначення параметрів елементів. Формування схеми заміщення електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ.....	35
2.7 Висновки до розділу.....	40
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	41
3.1 Варіанти головної схеми електричних з'єднань.....	41
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	48
3.2.1 Розрахунок ударного струму.....	49
3.2.2 Розрахунок складових струму.....	49
3.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму.....	50
3.3 Вибір вимикачів.....	50
3.3.1 Вибір вимикачів на стороні 35 кВ.....	50
3.3.2 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ.....	51
3.4 Вибір роз'єднувачів.....	51
3.4.1 Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ.....	51

	5
3.4.2 Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ.....	52
3.5 Вибір вимірювальної апаратури.....	52
3.6 Вибір ТН.....	53
3.6.1 Вибір ТН на стороні 35 кВ.....	53
3.6.2 Вибір ТН на стороні 10 кВ.....	55
3.7 Вибір трансформаторів струму.....	56
3.7.1 Вибір ТС на стороні 35 кВ.....	56
3.7.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ.....	58
3.8 Вибір обмежувачів перенапруг для 35 кВ і 10 кВ.....	60
3.8.1 Вибір обмежувачів перенапруги на стороні 35 кВ.....	60
3.8.2 Вибір обмежувачів перенапруг на стороні 10 кВ.....	61
3.9 Вибір ТВП.....	63
3.10 Вибір запобіжників на стороні 35 кВ та 10 кВ.....	64
3.11 Побудова принципової схеми ПС «Забара».....	65
3.12 Висновки до розділу.....	68
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	69
4.1 Фактори, що впливають на наслідки ураження електричним струмом.....	69
4.2 Захист від іонізуючих випромінювань.....	73
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	77
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Вибір потужності силових трансформаторів.....	2
Додаток Б. Порівняльний розрахунок трансформаторів.....	3

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасному світі централізоване електропостачання підприємств та населених пунктів забезпечується від енергетичних систем. Дані енергосистеми складаються з електростанцій, підстанцій, повітряних та кабельних лінії електропередач. “Постає завдання забезпечити оптимальний режим роботи енергосистеми в цілому” [2]. Дане завдання необхідно виконати враховуючи взаємозв’язок між окремими елементами енергосистеми.

Проектування розвитку електричних мереж включає в себе задачу розробки та обґрунтування економічних та технічних питань, що забезпечують необхідну якість та надійність електропостачання. На основі проектів відбувається подальша реконструкція або будівництво підстанцій, електростанцій, повітряних ЛЕП.

Проекти розвитку енергосистем та електричних мереж дають змогу в загальному розглядати весь технологічний процес від виробництва до споживання електроенергії.

Тому, забезпечення надійності функціонування розподільних мереж є актуальною задачею.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності функціонування розподільної мережі Шумського району електромереж

Необхідно розв’язати наступні завдання:

- проаналізувати електричну мережу 110 кВ Шумського РЕМ та провести розрахунок найменшого та найбільшого навантажень ПС;
- запропонувати різні варіанти нового проектування мережі 35 кВ та обґрунтувати вибір типу підстанції;
- провести розрахунки для нової лінії електропередач та здійснити вибір потужності та числа трансформаторів підстанції;

– здійснити вибір схеми електричних з'єднань для розподільчих пристроїв 35 кВ та 10 кВ, а також здійснити вибір основного обладнання підстанції 35/10 кВ

Об'єкт дослідження – електричні мережі 35/10 кВ

Предмет дослідження – заходи забезпечення надійності функціонування розподільної мережі Шумського РЕМ

Наукова новизна отриманих результатів – отримало подальший розвиток впровадження заходів забезпечення надійності функціонування розподільної мережі Шумського РЕМ

Практичне значення отриманих результатів – запропоноване рішення по встановленню двохтрансформаторної ПС 35/10 кВ дасть змогу оптимізувати розподіл електроенергії Шумського району, а також забезпечити надійність системи електропостачання.

Апробація. Розглянуті результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на ІХ Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів “Актуальні задачі сучасних технологій” (25-26 листопада 2020 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (13 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 78 сторінок, 23 таблиці, 26 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Розподільні електричні мережі

Як відомо з [4] електричні мережі за призначенням поділяються на:

- Системоутворюючі електричні мережі;
- Електричні мережі живлення;
- Розподільні електричні мережі.

“Системоутворюючі мережі здійснюють функції формування об’єднаних енергосистем, об’єднуючи їх функціонування як єдиного об’єкта керування і одночасно виконуючи передавання електроенергії від потужних електростанцій до системних центрів живлення. Вони є електромережами надвисокої напруги, тобто напруги 330; 500; 750 і 1150 кВ” [13].

Електричні мережі живлення – це мережі, по яких відбувається живлення розподільних пунктів (РП) і підстанцій (ПС) від центрів живлення (ЦЖ) [12].

Розподільні електричні мережі – це мережі, основним призначенням яких є передача та розподіл електроенергії між приймачами.

“Основу розподільних електричних мереж складають розподільні лінії електропередачі напругою 110/35 кВ, 35/10 кВ, 35/6,3 кВ, 10/0,4 кВ і 6,3/0,4 кВ і підстанції споживачів” [4]. Тобто в сучасних енергетичних системах до розподільних мереж відносять мережі з номінальною напругою включно 110 кВ.

В електричних мережах різних напруг одночасно можна побачити як розподільні мережі, так і мережі живлення. При цьому, одна лінія може виконувати як роль розподільної лінії так і роль лінії живлення. Це залежить від того, до якої з частин електричної мережі належить ця лінія [12].

На рис. 1.1 показана електрична схема передачі електроенергії від генеруючої електростанції до споживачів [12].

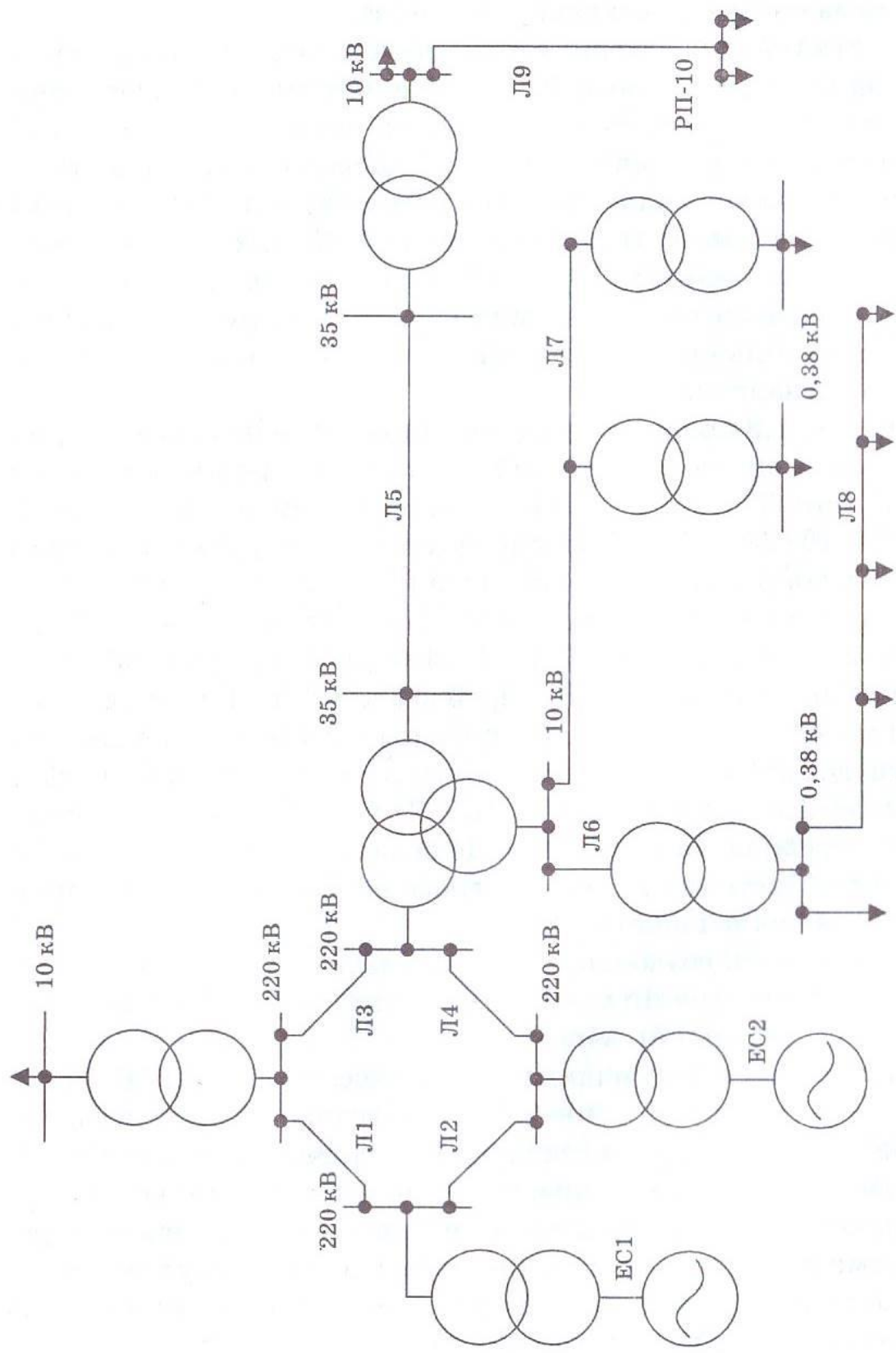


Рисунок 1.1 – Электрична схема передачі електроенергії від генеруючої електростанції до споживачів

На даному рисунку лінія Л6 – є лінією живлення підстанції 10/0,4 кВ. Також лінію Л6 потрібно віднести до розподільних ліній, якщо трансформаторні підстанції вважати приймачами електроенергії. Це стосується також ліній Л5 та Л7.

Розподільні мережі можуть знаходитися в мережах високої напруги – понад 1000 В, а також - в мережах низької напруги – до 1000 В. Для прикладу, Л5-7 разом з трансформаторною підстанцією можна віднести до мережі високої напруги, а лінію Л8 – до мережі низької напруги.

За схемами вмикання споживачів розподільні електричні мережі можна поділити на:

- Магістральні;
- Радіальні;
- Змішані.

На рис. 1.2 показана магістральна електрична мережі [2]:

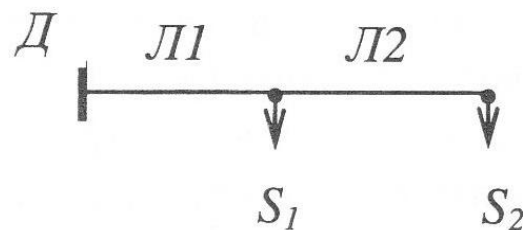


Рисунок 1.2 – Магістральна електрична мережа

Дана мережа характеризується послідовним з'єднанням споживачів S1 та S2 відносно джерела живлення Д.

На рис. 1.3 показана радіальна електрична мережа [2].

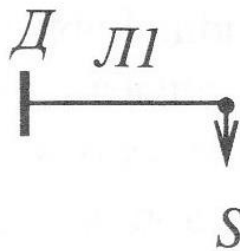


Рисунок 1.3 – Радіальна електрична мережа

Дана мережа характеризується паралельним з'єднанням споживача S відносно джерела живлення D .

Змішана електрична мережа являє собою поєднання радіально-магістральної схеми, тобто послідовно-паралельного з'єднання споживачів електричної енергії.

За конфігурацією схем розподільні електричні мережі можна поділити на:

- Розімкнені;
- Замкнені.

На рис. 1.4 показана розімкнена розподільна електрична мережа [2]:

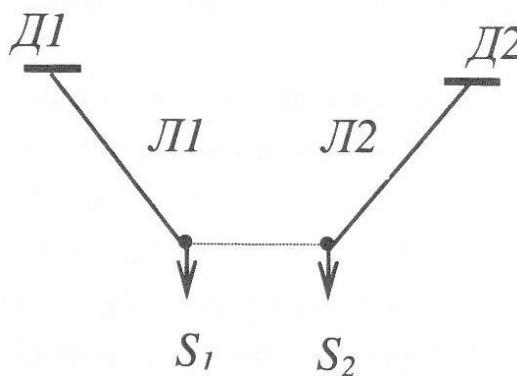


Рисунок 1.4 – Розімкнена розподільна електрична мережа
з резервуванням

На рис. 1.4 показана резервна лінія між двома споживачами S_1 та S_2 .

На рис. 1.5 показана розімкнена розподільна електрична мережа з двостороннім живленням [2].

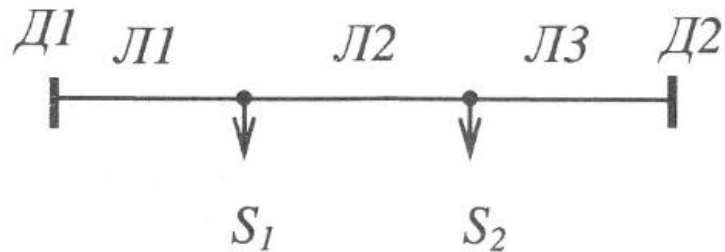


Рисунок 1.5 – Розімкнена розподільна електрична мережа з двостороннім живленням

З рис. 1.5 видно, що живлення кожного споживача (S_1 чи S_2) можна здійснювати від будь-якого джерела живлення ($Д_1$ чи $Д_2$).

На рис. 1.6 показана замкнена розподільна мережа [2].

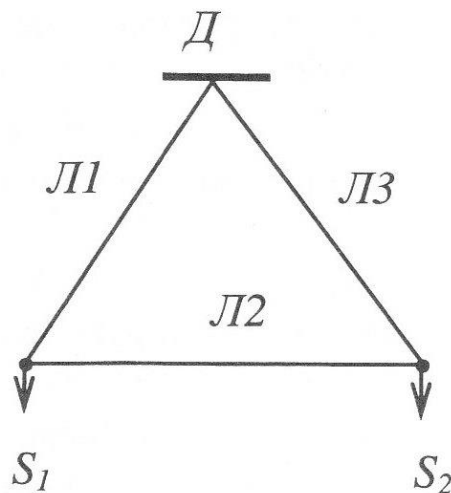


Рисунок 1.6 – Замкнена розподільна електрична мережа

Дана мережа характеризується наявністю одного замкненого контуру.

На рис. 1.7 показана складнозамкнена розподільна електрична мережа [2].

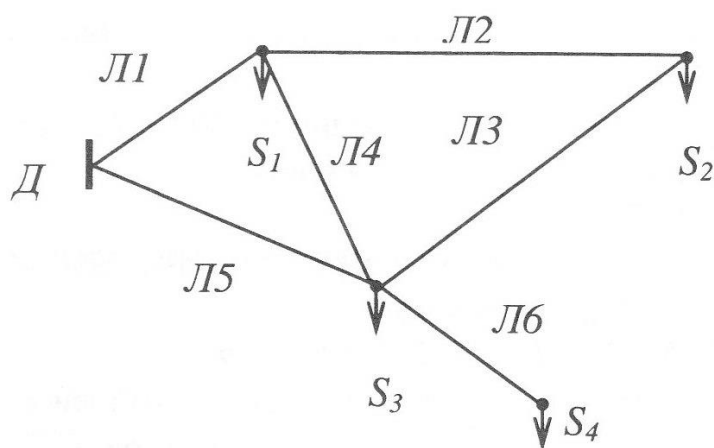


Рисунок 1.7 - Складнозамкнена розподільна електрична мережа

Дана мережа характеризується наявністю двох і більше контурів.

1.2 Резервування

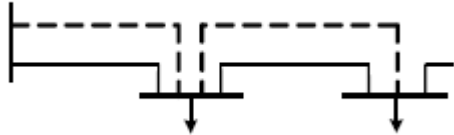
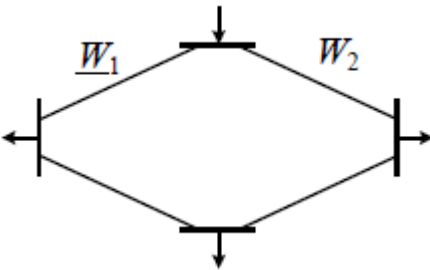
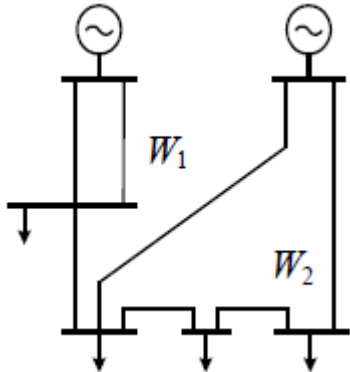
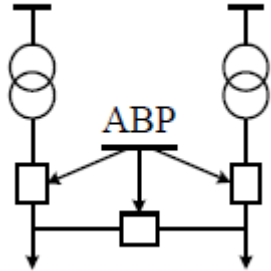
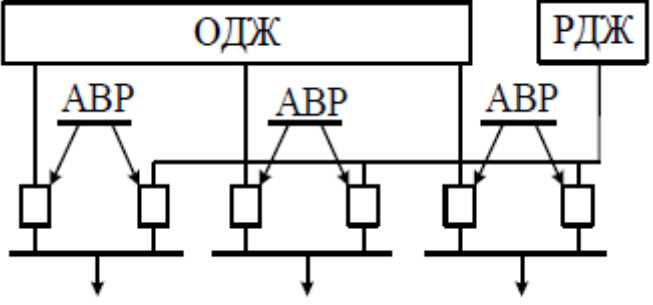
“Резервування – спосіб забезпечення надійності об’єкта за рахунок використання додаткових засобів та (або) можливостей, надлишкових відносно мінімально необхідних для виконання потрібних функцій” [2].

Для підвищення надійності в електричних мереж використовують різне резервування:

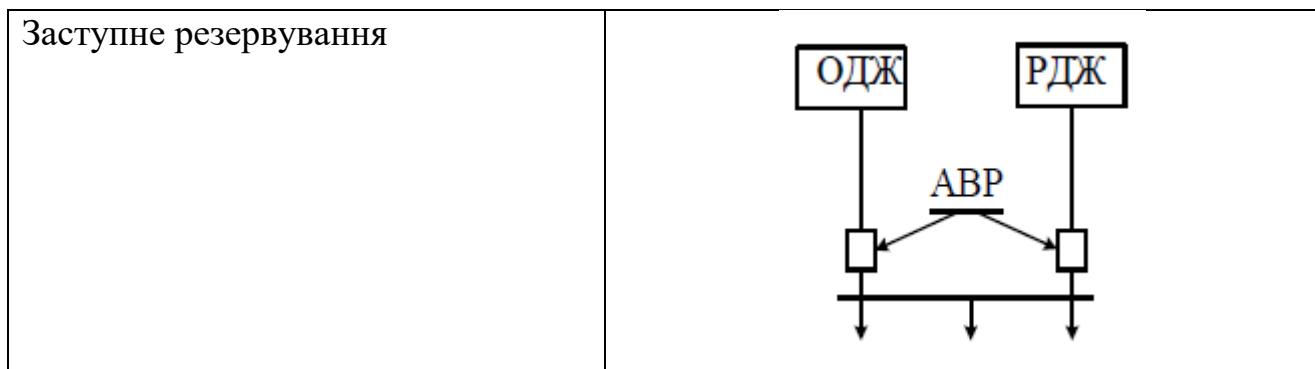
- Роздільне;
- Навантажувальне;
- Постійне;
- Змішане;
- Ковзне;
- Заступне.

В табл. 1.1 показано варіанти резервування і відповідні їм графічні представлення.

Таблиця 1.1 – Резервування

Назва резервування	Графічне представлення
Роздільне резервування	
Навантажувальне резервування	
Постійне резервування	
Змішане резервування	
Ковзне резервування	

Продовження таблиці 1.1



1.3 Висновки до розділу

1. Проаналізовано часткову класифікацію електричних мереж. Особливу увагу звернено на розподільні електричні мережі: їх призначення, варіанти побудови схем.

2. Розглянуто питання резервування, як спосіб забезпечення надійності електричної мережі.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ Шумського району електромереж ВАТ «Тернопільобленерго»

Для проведення характеристики електричних мереж ВАТ «Тернопільобленерго» розглянемо карту електричних мереж (35-750 кВ) Тернопільської області, представлену на рис. 2.1.

Для проведення характеристики електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» розглянемо фрагмент карти електричних мереж (35-750 кВ) Тернопільської області, а саме Шумський район електромереж, представлений на рис. 2.2.

На рис. 2.3 показано фрагмент електричної мережі 110 кВ Шумського району ВАТ «Тернопільобленерго». Дана електрична мережа живить міста, села та підстанції: Кути, Шумськ, Дедеркали, Новостав, Вілія, Тилявка. Живлення населених пунктів та підстанцій здійснюється від шин 35 кВ підстанції Шумськ. Даний фрагмент електричної мережі 110 кВ Шумського району ВАТ «Тернопільобленерго» взято з схеми з'єднань мережі 35/110/330 кВ – однолінійної схеми нормального режиму ВАТ «Тернопільобленерго».

На рис. 2.4 зображено географічне розташування ПС електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

В табл. 2.1 наведено перелік силових трансформаторів, які встановлені на ПС електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

В табл. 2.2 наведено перелік існуючих повітряних ліній напругою 110 кВ та повітряних ліній напругою 35 кВ.

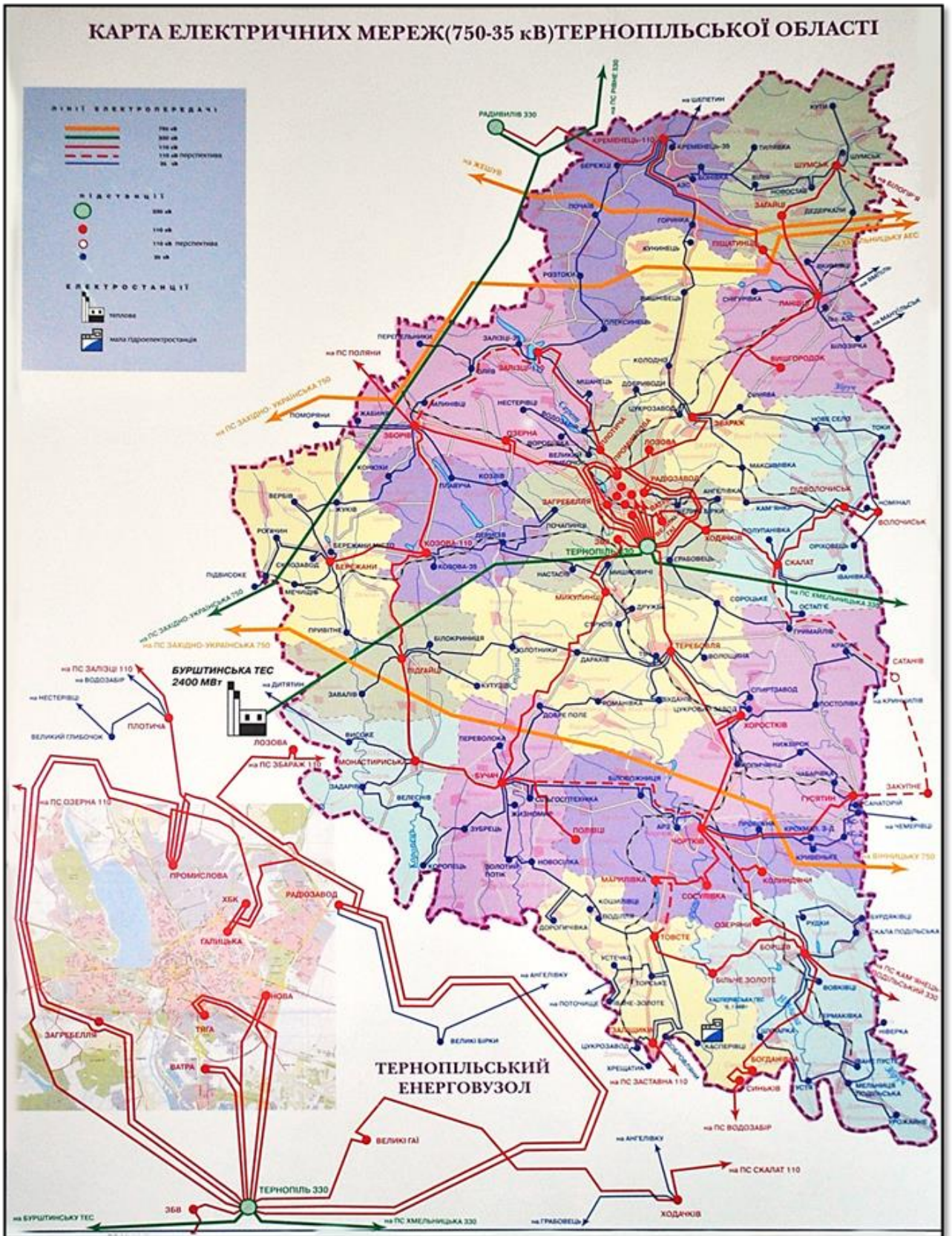


Рисунок 2.1 - Карта електричних мереж (35-750 кВ) Тернопільської області



Рисунок 2.2 – Фрагмент карти електричних мереж (35-750 кВ) Шумського району електромереж Тернопільської області

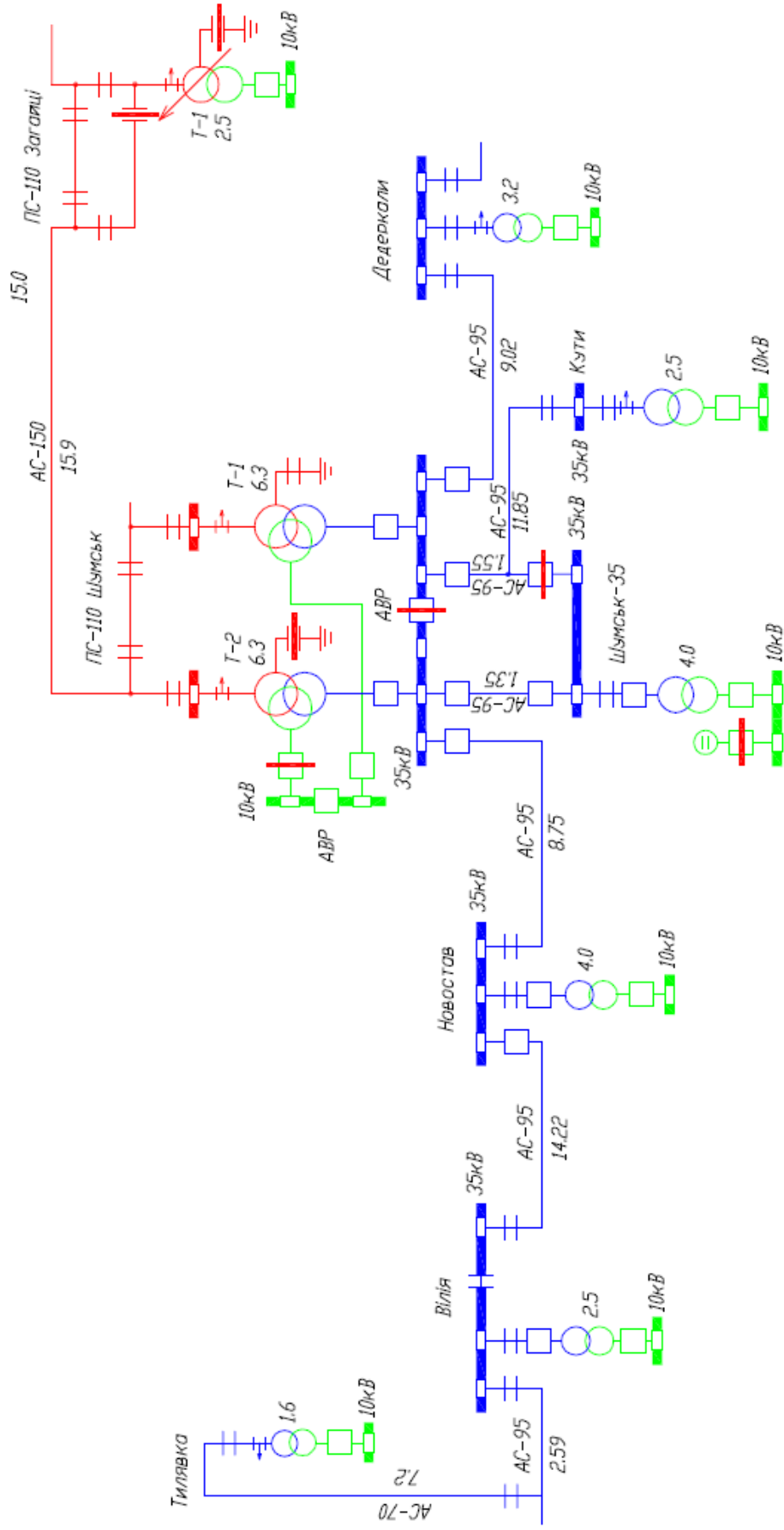


Рисунок 2.3 – Фрагмент електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

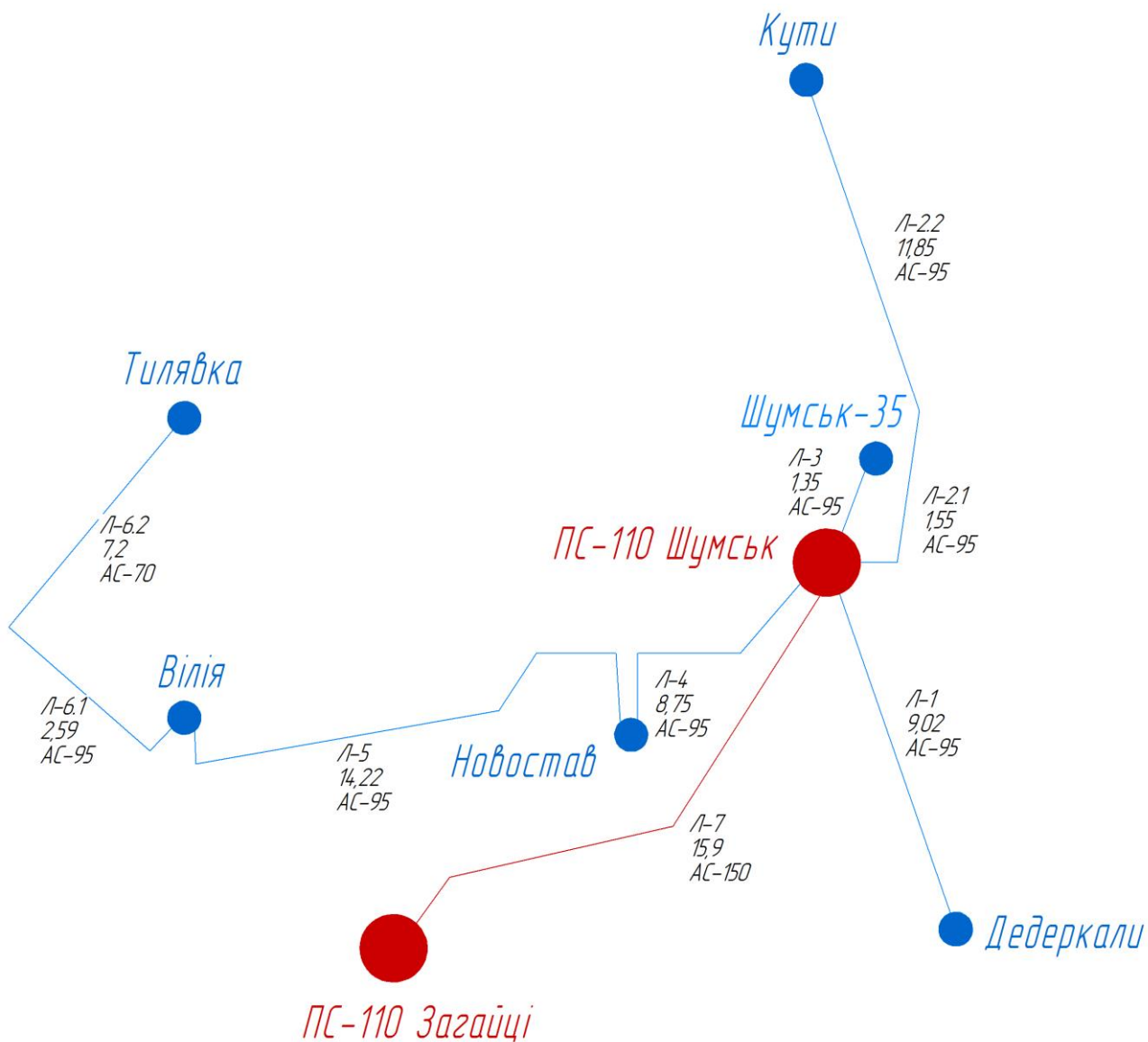


Рисунок 2.4 – Географічне розташування підстанцій електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

Таблиця 2.1 – Силві трансформатори, які встановлені на підстанціях електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

Назва підстанції	Потужність силових трансформаторів, напруга на високій стороні	Номінальна потужність силових трансформаторів, <i>MVA</i>	Номінальна напруга, <i>кВ</i>		
			Висока напруга	Середня напруга	Низька напруга
Тилявка	1600/35	1,6	35.5	-	11
Вілія	2500/35	2,5	35.5	-	11
Новостав	4000/35	4,0	35.5	-	11
Шумськ-35	4000/35	4,0	35.5	-	11
Кути	2500/35	2,5	35.5	-	11
Дедеркали	3200/35	3,2	35.5	-	11
ПС-110 Загайці	2500/110	2,5	115	-	11
ПС-110 Шумськ	6300/110	6,3	115	35.5	11
	6300/110	6,3	115	35.5	11

Таблиця 2.2 - Перелік повітряних ліній електропередач електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

Початок	Кінець	Марка проводу, січення	Довжина проводу, <i>км</i>
ПС-110 Шумськ	Дедеркали	АС-95	9,02
ПС-110 Шумськ	Кути	АС-95	1,55
		АС-95	11,85
ПС-110 Шумськ	Шумськ-35	АС-95	1,35
ПС-110 Шумськ	Новостав	АС-95	8,75

Продовження табл. 2.2

Новостав	Вілія	АС-95	14,22
ПС-110 Загайці	ПС-110 Шумськ	АС-150	15,9
Вілія	Тилявка	АС-95	2,59
		АС-70	7,2

На рис. 2.5 показано карту населених пунктів Шумського району Тернопільської області.

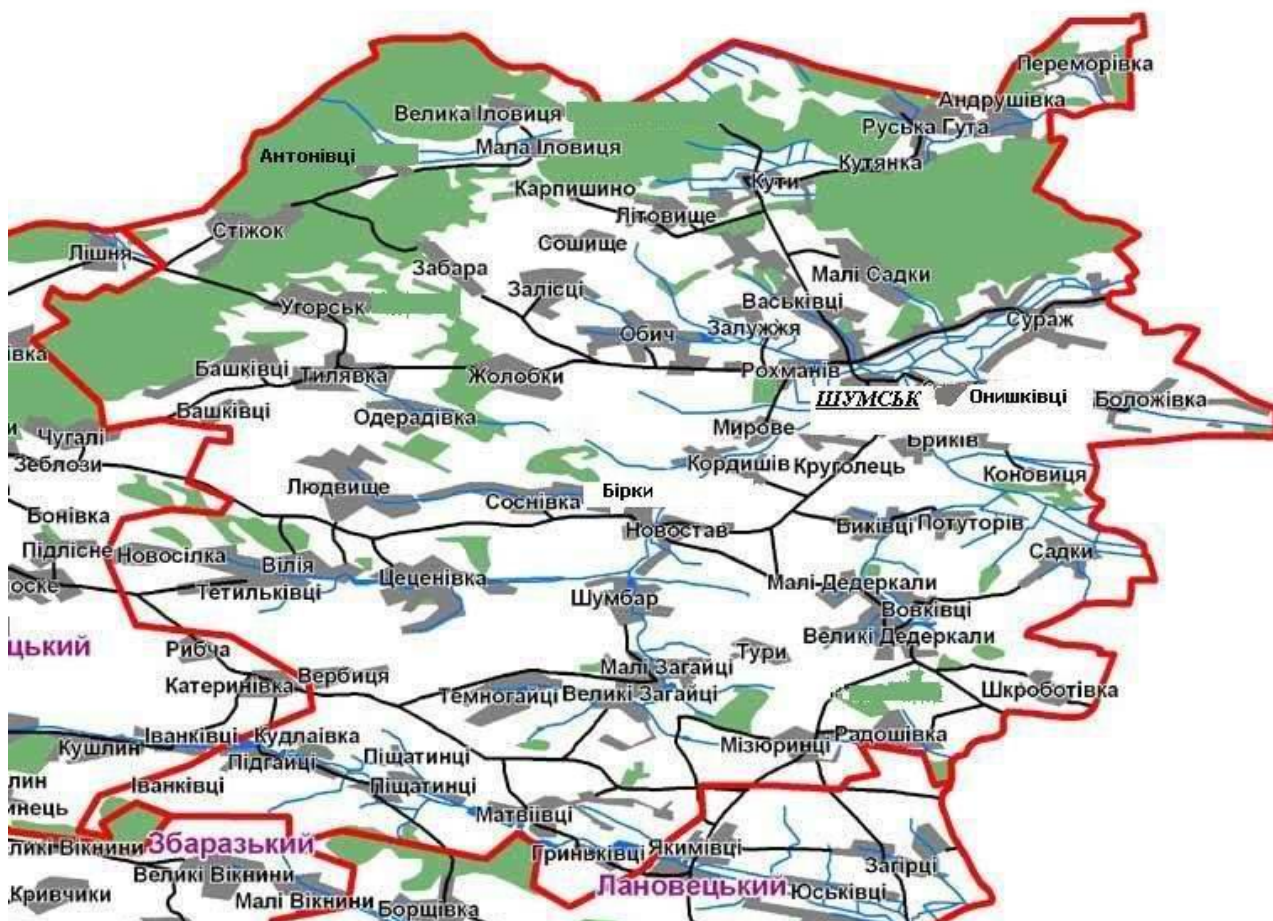


Рисунок 2.5 – Карта населених пунктів Шумського району Тернопільської області

В даній кваліфікаційній роботі здійснюється розробка системи електропостачання ПС 35/10 кВ «Забара». Це дасть змогу оптимізувати режими роботи електричної мережі Шумського району електромереж, що в свою чергу забезпечить якість електричної енергії для споживачів.

Загальне навантаження ПС «Забара» буде становити $P_{ПС} = 2,5 \text{ MВт}$. Коефіцієнт мінімального навантаження становить $k_{min} = 0,55$. Коефіцієнт навантаження на шинах 10 кВ ПС – $\cos\varphi = 0,85$. Час використання максимуму навантаження $T_{max} = 5780 \text{ год}$.

ПС «Забара» згідно забезпечення надійності електропостачання споживачів буде заживляти споживачів II та III категорій на напрузі 10 кВ. В табл. 2.3 наведено склад споживачів по категоріям надійності електропостачання (II та III категорії).

Таблиця 2.3 - Склад споживачів по категоріям надійності електропостачання (II та III категорії)

Категорії споживачів	Процентний склад, %	Потужність, МВт
I	-	-
II	30	0,75
III	70	1,75

Середньорічна тривалість гроз на території району становить 80 годин за рік. Електрична мережа відноситься до II класу по ожеледі та III класу по швидкості напору вітру. Середньорічна температура на території району становить 7°C .

2.2 Обчислення навантаження на підстанції «Забара»

Загальне навантаження ПС «Забара» буде становити $P_{ПС} = 2,5 \text{ MВт}$.
Коефіцієнт навантаження на шинах 10 кВ ПС – $\cos\varphi = 0,85$.

Знаходимо на основі активних складових та коефіцієнтів потужностей реактивні складові навантажень для шин ПС:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

де $\operatorname{tg}\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності, знаходиться на основі коефіцієнта потужності $\cos\varphi$.

$$Q_{\max} = 2,5 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 1,55 \text{ МВАр}$$

Коефіцієнт мінімального навантаження становить $k_{\min} = 0,55$.

В режимі найменшого споживання обчислення навантаження на шинах низької напруги підстанції:

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot k_{\min};$$

$$Q_{\min} = P_{\min} \cdot \operatorname{tg}\varphi;$$

$$P_{\min} = 2,5 \cdot 0,55 = 1,375 \text{ МВт};$$

$$Q_{\min} = 1,375 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 0,85 \text{ МВАр}.$$

В табл. 2.4 наведено значення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Забара» для режимів найменшого та найбільшого навантаження.

Таблиця 2.4 - Значення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Забара» для режимів найменшого та найбільшого навантаження

Загальне навантаження, МВт	Номинальна напруга низької сторони, кВ	Максимум навантаження		Мінімум навантаження	
		Активна складова	Реактивна складова	Активна складова	Реактивна складова
		$P_{\max}, \text{МВт}$	$Q_{\max}, \text{МВАр}$	$P_{\min}, \text{МВт}$	$Q_{\min}, \text{МВАр}$
2,5	10	2,5	1,55	1,375	0,85

2.3 Запропоновані варіанти розвитку електричної мережі Шумського РЕМ

Згідно проведеної характеристики Шумського району електромереж запропоновано п'ять варіантів розвитку електричної мережі даного району.

Варіант 1 (В1).

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.6. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л–9 довжиною 10,83 км проводом АС–95 з ПС «Тилявка» до ПС «Забара» та одноколова лінія Л–8 довжиною 11,28 км проводом АС–95 з ПС «Кути» до ПС «Забара». ПС "Забара" в даному випадку буде прохідною.

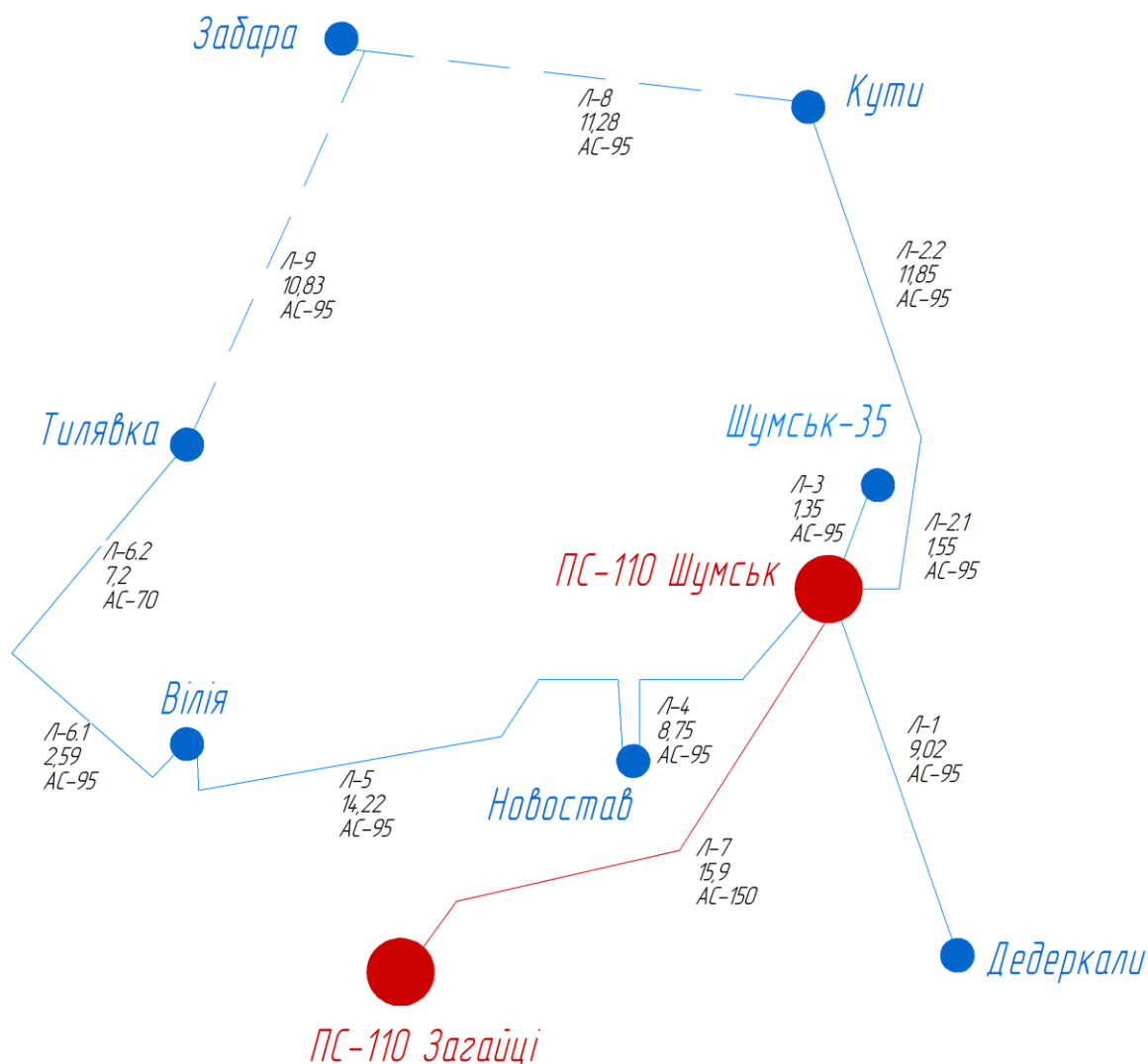


Рисунок 2.6 – Шумський РЕМ. 1 варіант розвитку мережі

В2.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.7. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л–8 довжиною 18,06 км проводом АС–95 з ПС «ПС-110 Шумськ» до ПС «Забара» та одноколова лінія Л–9 довжиною 11,28 км проводом АС–95 з ПС «Кути» до ПС «Забара». ПС "Забара" в даному випадку буде прохідною.

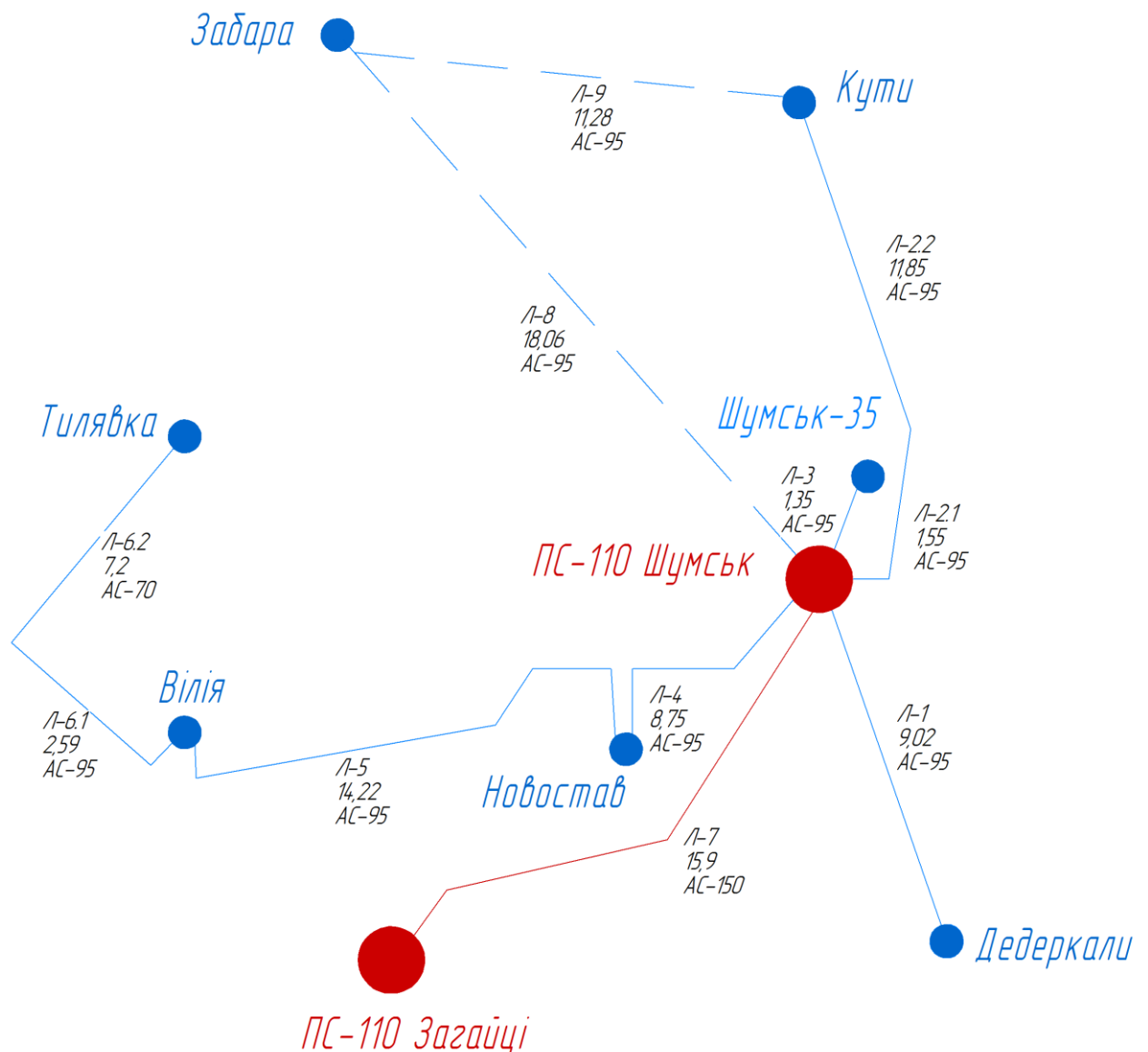


Рисунок 2.7 – Шумський РЕМ. 2 варіант розвитку мережі

В3.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.8. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л–8 довжиною 18,06 км проводом АС–95 з ПС «ПС-110 Шумськ» до ПС «Забара» та одноколова лінія Л–9 довжиною 10,83 км проводом АС–95 з ПС «Тилявка» до ПС «Забара». ПС "Забара" в даному випадку буде прохідною.

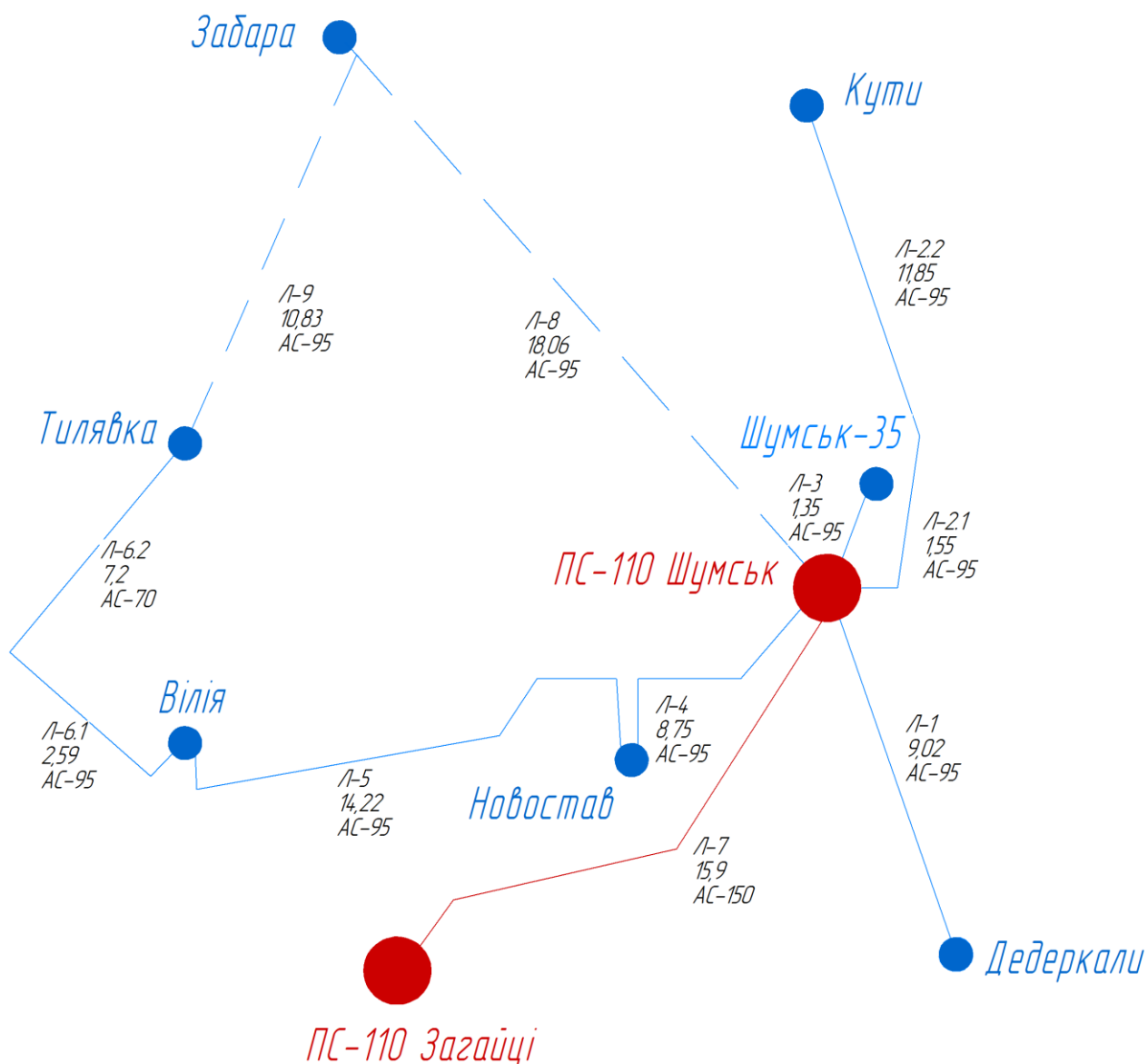


Рисунок 2.8 – Шумський РЕМ. 3 варіант розвитку мережі

В4.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту приведена на рис. 2.9. У цьому запропонованому варіанті будується одна двоколова лінія Л-8 довжиною 18,06 км проводом АС-95 з ПС «ПС-110 Шумськ» до ПС «Забара». ПС "Забара" в даному випадку буде тупіковою.

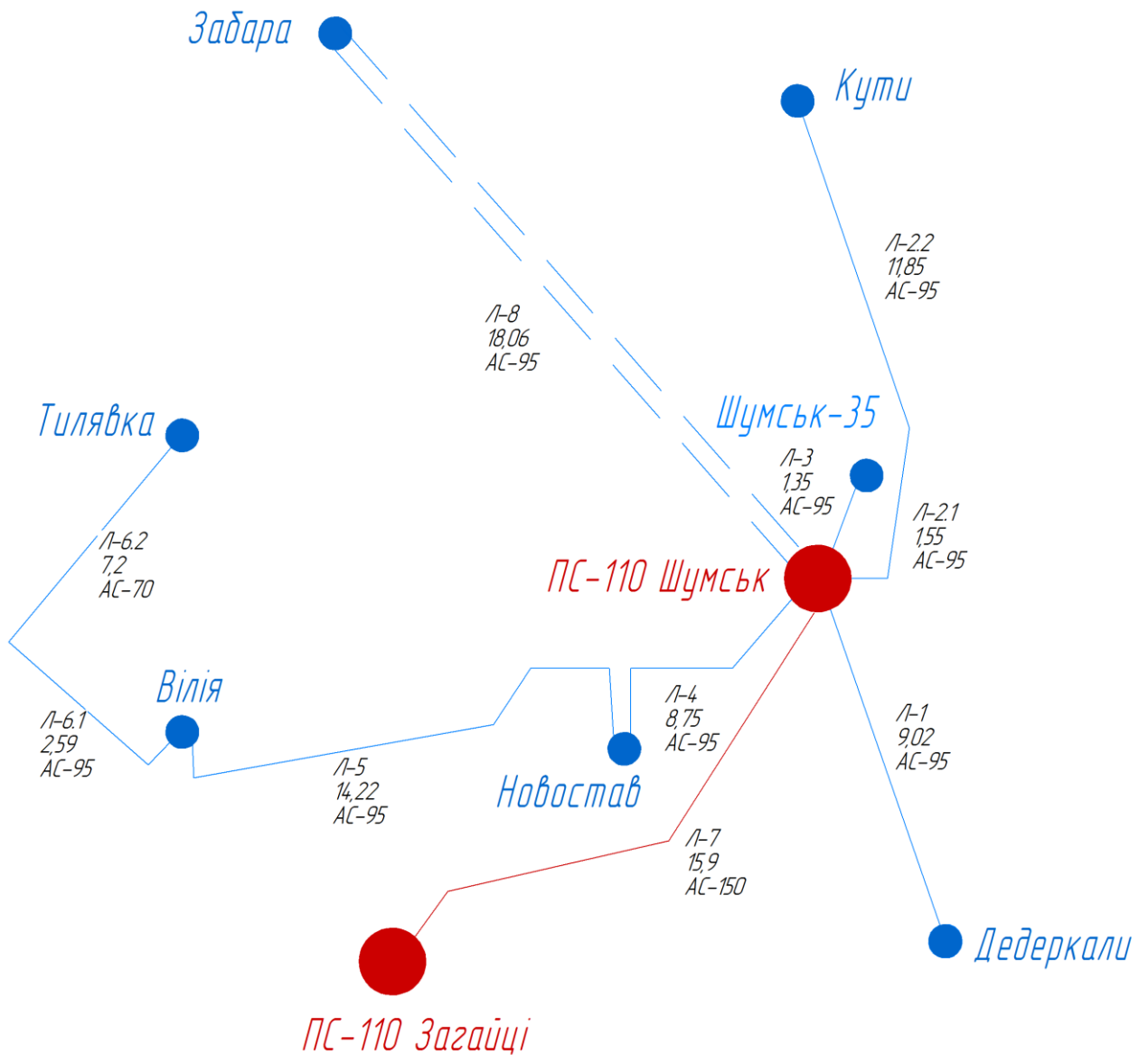


Рисунок 2.9 – Шумський РЕМ. 4 варіант розвитку мережі

В5.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.10. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л – 8 довжиною 18,06 км проводом АС–95 з ПС «ПС-110 Шумськ» до ПС «Забара», одноколова лінія Л – 10 довжиною 11,28 км проводом АС–95 з ПС «Кути» до ПС «Забара», одноколова лінія Л – 9 довжиною 10,83 км проводом АС–95 з ПС «Тиліявка» до ПС «Забара» та одноколова лінія Л – 3 довжиною 1,35 км проводом АС–95 з ПС «Шумськ-35» до ПС «Шумськ-110». ПС "Забара" в даному випадку буде вузловою.

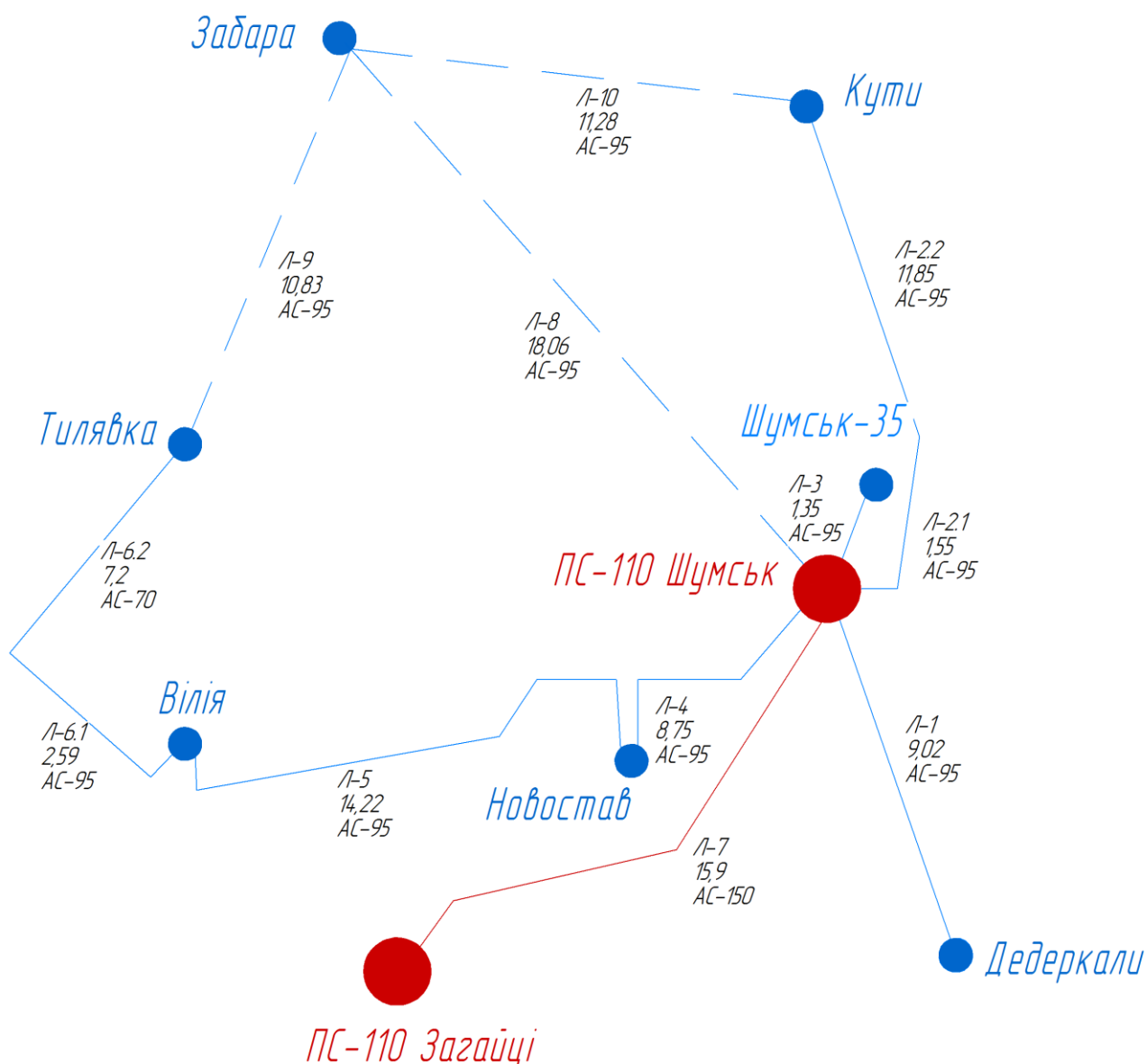


Рисунок 2.10 – Шумський РЕМ. 5 варіант розвитку мережі

В результаті розглянутих п'яти варіантів було вибрано перший варіант. Цей вибір обґрунтовано тим, що побудова підстанції «Забара» прохідного типу дасть змогу зберегти транзит потужності через високу сторону підстанції.

2.4 Вибір проводів повітряних ліній електропередач

Оскільки усі існуючі повітряні лінії електропередач мережі Шумського РЕМ виконані проводами марки АС-150, АС-70 і АС-95, нові повітряні лінії електропередач 35кВ проектуємо маркою проводу АС-95.

Погонні параметри проводу згідно [2]:

$$r_0 = 0,33 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,397 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,87 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/км}.$$

З умов нагрівання допустимий струм проводу - 265 А. Температура навколишнього приймається рівною +25° С.

Максимальний струм відповідає навантаженню підстанції «Забара».

$$I = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2942}{\sqrt{3} \cdot 35} = 48,53 \text{ А}.$$

Провід АС-95 згідно максимального струму навантаження проходить.

2.5 Вибір силових трансформаторів ПС «Забара»

Оскільки споживачі даної підстанції відносяться до II та III категорії по надійності електропостачання, дана ПС «Забара» згідно вимог буде споруджуватися двотрансформаторною.

Методика вибору силових трансформаторів приведена в Додатку А.

В Додатку Б наведено розрахунок, який здійснено в математичному пакеті *PTC MathCAD 15 M050*.

При аварійних режимах можливе перевантаження одного трансформатора на 40% (коефіцієнт 1,4) при максимальному навантаженні. Тому потужність трансформатора вибирається, враховуючи коефіцієнт перевантаження:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{2,5^2 + 1,55^2}}{1,4} = 2,1 \text{ МВА.}$$

Значення втрат КЗ, втрат ХХ, напруги КЗ, струму ХХ вибираємо з табл. 7.3 [2]. Вартість трансформаторів вибираємо з [7]:

В першому варіанті розглядаємо два трансформатори: трансформатор потужністю 1250 кВА та трансформатор потужністю 2500 кВА.

Варіант 1 (В1):

Для ТМ 1250 кВА:

$$S_m = 1250 \text{ кВА}$$

$$ТМ - 1250 / 35$$

$$\Delta P_{кз} = 13,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{хх} = 2,15 \text{ кВт}$$

$$I_{хх} = 0,9 \%$$

$$U_{к.з} = 7 \%$$

$$Ц = 280 \text{ тис.грн.}$$

Для ТМ 2500 кВА:

$$S_m = 2500 \text{ кВА}$$

$$ТМ - 2500 / 35$$

$$\Delta P_{кз} = 26,7 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{хх} = 3,7 \text{ кВт}$$

$$I_{хх} = 0,9 \%$$

$$U_{к.з} = 7 \%$$

$$Ц = 575 \text{ тис.грн.}$$

В другому варіанті приймаємо два трансформатори по 2500 кВА.

Варіант 2 (В2)

$$\begin{aligned}
 S_m &= 2500 \text{ кВА} \\
 TM &= 2500 / 35 \\
 \Delta P_{кз} &= 26,7 \text{ кВт} \\
 \Delta P_{xx} &= 3,7 \text{ кВт} \\
 I_{xx} &= 0,9 \% \\
 U_{кз} &= 7 \% \\
 Ц &= 575 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

З [3] ст. 86 вибираємо коефіцієнт зміни втрат:

$$K_{зм.втр} = 0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр}.$$

Приведені втрати електричної енергії:

В1:

Для ТМ 1250 кВА:

$$\Delta Q_{xx} = 1250 \cdot \frac{0,9}{100} = 11,25 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{кз} = 1250 \cdot \frac{7}{100} = 87,5 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P'_{xx} = 2,15 + 0,02 \cdot 11,25 = 2,375 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 13,6 + 0,02 \cdot 87,5 = 15,35 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 2,375 + 0,785^2 \cdot 15,35 = 11,82 \text{ кВт}.$$

Для ТМ 2500 кВА:

$$\Delta Q_{xx} = 2500 \cdot \frac{0,9}{100} = 22,5 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{кз} = 2500 \cdot \frac{7}{100} = 175 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P'_{xx} = 3,7 + 0,02 \cdot 22,5 = 4,15 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 26,7 + 0,02 \cdot 175 = 30,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 4,15 + 0,785^2 \cdot 30,2 = 22,738 \text{ кВт}.$$

В2:

$$\Delta Q_{xx} = 2500 \cdot \frac{0,9}{100} = 22,5 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{кз} = 2500 \cdot \frac{7}{100} = 175 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P'_{xx} = 3,7 + 0,02 \cdot 22,5 = 4,15 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 26,7 + 0,02 \cdot 175 = 30,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 4,15 + 0,588^2 \cdot 30,2 = 14,606 \text{ кВт}.$$

Приведені втрати для обох трансформаторів:

В1:

$$\Delta P'_{1,2} = 11,82 + 22,738 = 34,561 \text{ кВт}$$

В2:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 14,606 = 29,211 \text{ кВт}$$

Час включення силового трансформатора:

$$t_{вкл} = 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год}.$$

Втрати електроенергії протягом року будуть становити:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t_{вкл}.$$

В1:

$$\Delta E = 34,561 \cdot 8760 = 302751,607 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

В2:

$$\Delta E = 29,211 \cdot 8760 = 255891,509 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Вартість 1 кВт електроенергії для промислового підприємства [8]:

$$c = 2,7515 \text{ грн}.$$

Вартість втрат електроенергії протягом року:

$$C_e = \Delta E \cdot c.$$

В1:

$$C_e = 302751,607 \cdot 2,7515 = 833021,046 \text{ тис. грн};$$

В2:

$$C_e = 255891,509 \cdot 2,7515 = 704085,486 \text{ тис. грн}.$$

Капітальні затрати по двох варіантах складають:

В1:

$$K_1 = 280 + 575 = 855 \text{ тис.грн};$$

В2:

$$K_2 = 2 \cdot 575 = 1150 \text{ тис.грн.}$$

Річні експлуатаційні затрати визначаються по формулі:

$$C_a = \phi \cdot K,$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на силовий трансформатор, приймають рівним:

$$\phi = 0,1.$$

В1:

$$C_a = 0,1 \cdot 855 = 85,5 \text{ тис.грн.}$$

В2:

$$C_a = 0,1 \cdot 1150 = 115 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні річні затрати будуть становити:

$$C = C_e + C_a$$

В1:

$$C_1 = 833,0 + 85,5 = 918,5 \text{ тис. грн};$$

В2:

$$C_2 = 704,1 + 115,0 = 819,1 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності становить:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{1150 - 855}{918,5 - 819,1} \right| = 2,967 \text{ року.}$$

Отже, проведені розрахунки показали, що кращим варіантом для вибору є силовий трансформатор ТМ 2500/35. Потрібно також врахувати, що встановлення потужнішого силового трансформатора в майбутньому дасть змогу збільшити навантаження.

Проведемо розрахунок економічної ефективності при встановленні силового трансформатора $TM-2500/35$, а не силових трансформаторів $TM-2500/35$ і $TM-1250/35$ буде складати:

$$E = C_1 - C_2 = |918,5 - 819,1| = 99,4 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо два силових трансформатори типу $TM-2500/35/10$ з каталожними даними [2]:

$$S_{nom} = 2,5 \text{ MVA};$$

$$U_{nomBH}/U_{nomHH} = 35/11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{xx} = 3,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 26,7 \text{ кВт};$$

$$u_{к} = 7\% ;$$

$$I_{xx} = 0,9\% .$$

Даний силовий трансформатор має пристрій *регулювання напруги під навантаженням* $\pm 6 \times 1,5\%$ в нейтралі обмотки ВН.

2.6 Визначення параметрів елементів. Формування схеми заміщення електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ

Схема електричної мережі Шумського РЕМ формується із схем заміщення силових трансформаторів та повітряних ліній електропередач.

Схема заміщення двообмоткового силового трансформатора показана на рис. 2.11 [4].

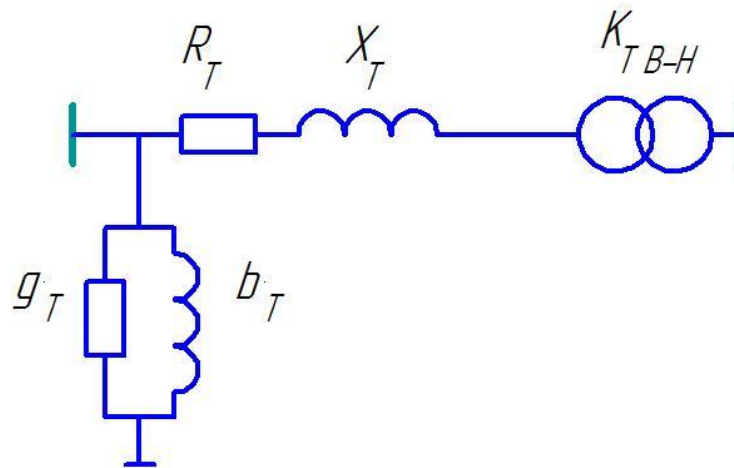


Рисунок 2.11. Схема заміщення двообмоткового силового трансформатора

Параметри елементів схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_T^2};$$

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_T};$$

$$b_T = \frac{I_X}{100} \cdot \frac{S_T}{U_{ном}^2};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2};$$

$$k_{TB-H} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}},$$

де ΔP_K – втрати в міді, $кВт$;

r_T - активний опір обмотки силового трансформатора;

$U_{ном}$ – номінальна напруга обмотки силового трансформатора,

$U_{ном} = 115кВ$

S_T – номінальна потужність силового трансформатора, $МВ\cdot А$;

x_T - реактивний опір обмотки силового трансформатора, $Ом$;

u_k - напруги короткого замикання обвитки;

b_T – реактивна провідність силового трансформатора, $См$;

I_{xx} – струм холостого ходу силового трансформатора, % від $I_{ном}$;

g_T – активна провідність силового трансформатора, См;

ΔP_{xx} – втрати холостого ходу силового трансформатора, кВт.

Трьохобмоткові силові трансформатори представляють трипроменевою схемою заміщення [4], показаною на рис. 2.12.

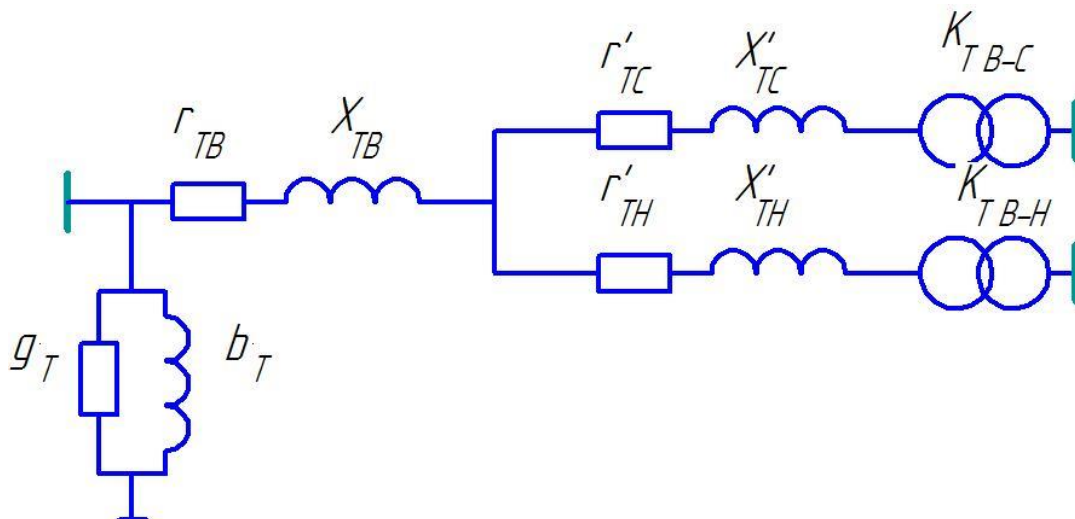


Рисунок 2.12. Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора

За наступними формулами визначаються параметри елементів СЗ трьохобмоткового силового трансформатора:

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2};$$

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}};$$

$$b_T = \frac{I_X}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2}.$$

Повітряні лінії електропередач 110 (35)кВ представляють П-подібною схемою заміщення [4]. Її зображення показано на рис. 2.13.

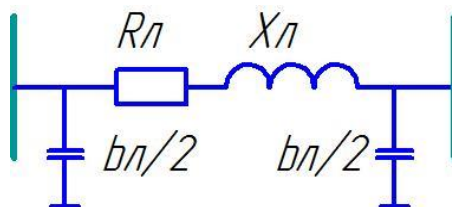


Рисунок 2.13. П-подібна схема зміщення повітряної лінії електропередач 110 (35) кВ

Зобразимо схему заміщення електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.14).

Живлення здійснюється від ПС «Шумськ».

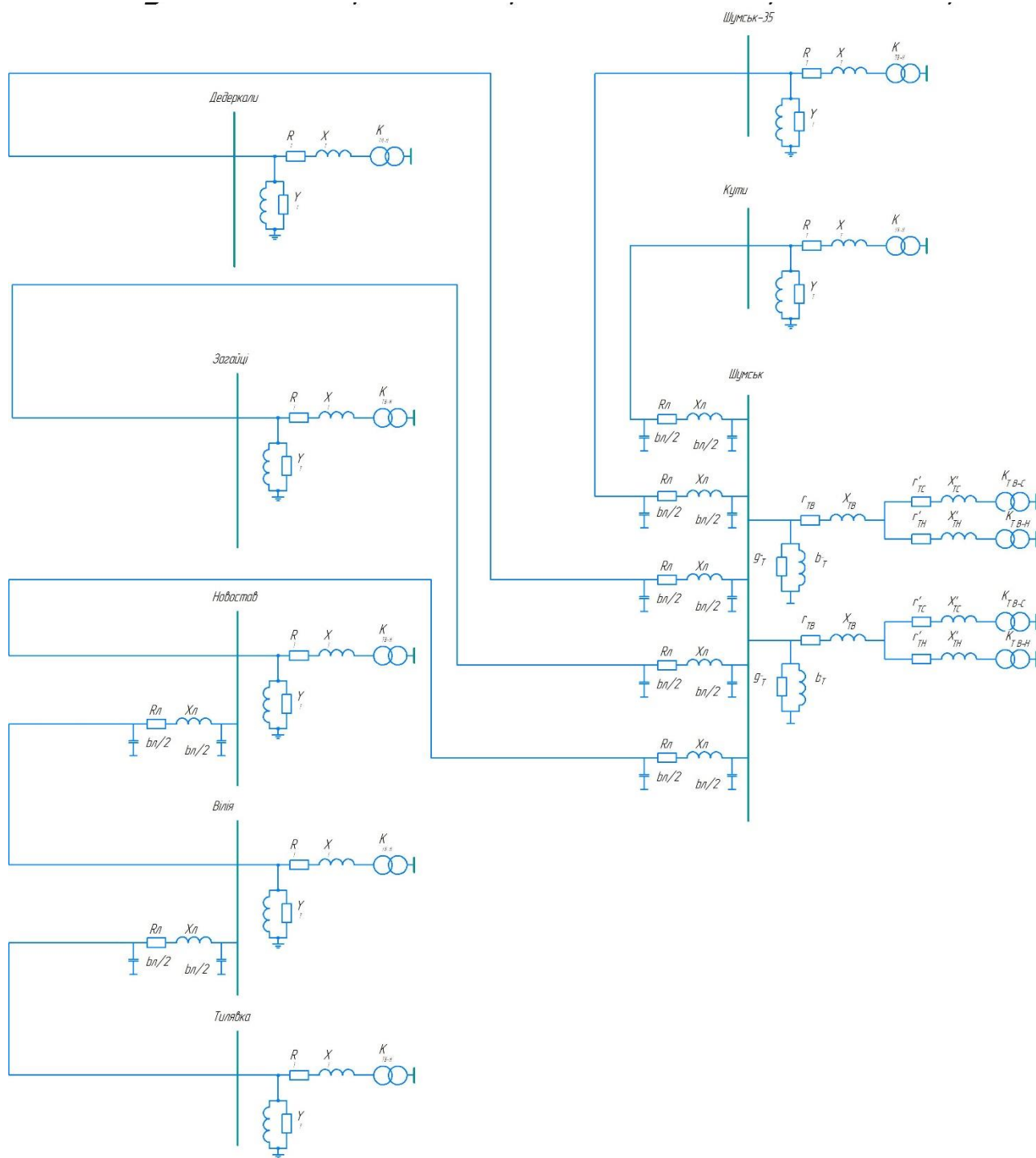


Рисунок 2.14 – Схема заміщення електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ

2.7 Висновки до розділу

1. Проаналізовано електричну мережу 110 кВ Шумського району електромереж ВАТ «Тернопільобленерго», що дало змогу здійснити подальший розвиток мереж 35 кВ.
2. Здійснено обчислення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Забара» для найменшого та найбільшого режимів роботи мережі.
3. Запропоновані п'ять можливих варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Шумського РЕМ та обґрунтовано вибір підстанції «Забара» прохідного типу, що дасть змогу зберегти транзит потужності через високу сторону підстанції.
4. Показано схему заміщення для аналізу усталених режимів роботи електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ, що дасть змогу передбачити перевантаження силових трансформаторів та повітряних ліній електропередач.
5. Обґрунтовано побудову повітряної лінії електропередач з використанням проводу АС – 95 та встановлення двохтрансформаторної підстанції, потужність якої становить 5 МВА.

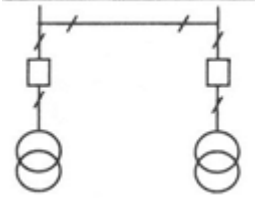
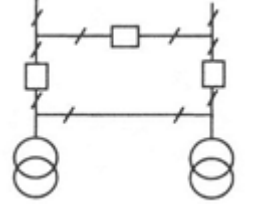
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Варіанти головної схеми електричних з'єднань

Вибір схеми здійснюємо використовуючи рекомендовані схеми розподільчих пристроїв для уніфікованих підстанцій 35–330 кВ [2].

Згідно рекомендованих схем розподільчих пристроїв для уніфікованих підстанцій 35–330 кВ можна використати два варіанти. В табл. 3.1 показано перелік та сферу застосування схем 35 кВ, які можна використати для нашого випадку.

Таблиця 3.1 - Перелік та сфера застосування схем 35 кВ для ВН [2]

Шифр схеми		35-2	35-4
Назва схеми		“Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку лінії”	“Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів”
Умовне зображення схеми			
Сфера застосування	Напруга, кВ	35-220	35-220
	Сторона	ВН	ВН
	Кількість ліній	2	2

Продовження таблиці 3.1

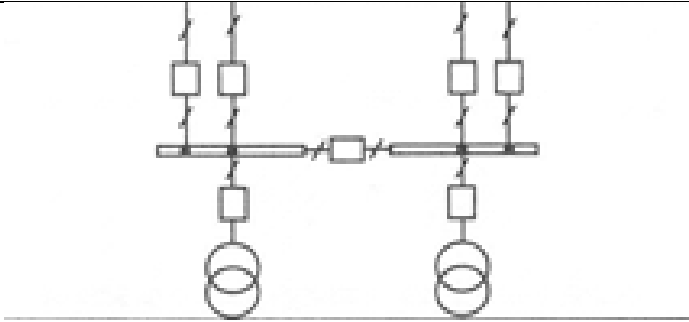
Додаткові умови	Тупикові та відгалужувальні ПС	<p>1. Прохідні ПС, якщо необхідне секціонування ліній і збереження транзиту під час ушкодження трансформатора.</p> <p>2. Для ПС, потужність яких до 63 МВ·А включно</p>
-----------------	--------------------------------	---

В попередньому розділі кваліфікаційної роботи магістра було запропоновано перший варіант як найбільш доцільний. Побудова підстанції «Забара» прохідного типу дасть змогу зберегти транзит потужності через високу сторону підстанції. Отже перший варіант схеми підключення використовувати не можна.

До високої сторони ПС підходить дві одноколові ЛЕП. Для того, щоб підключити ці дві ЛЕП до шин ВН ПС використаємо другу схему електричних з'єднань – «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів» [2]. Схеми застосовують для прохідних підстанцій, якщо необхідне секціонування ліній і збереження транзиту під час ушкодження трансформатора. Друга додаткова умова застосування даної схеми електричних з'єднань – вона застосовується на підстанціях, потужність яких становить до 63 МВ·А включно.

В таблиці 3.2 показано можливий варіант схеми підключення для низької сторони підстанції.

Таблиця 3.2 - Перелік та сфера застосування схем 35 кВ для НН [2].

Шифр схеми		35-5
Назва схеми		“Одна секціонована вимикачем система шин”
Умовне зображення схеми		
Сфера застосування	Напруга, кВ	35
	Сторона	ВН, СН, НН
	Кількість ліній	3 і більше
Додаткові умови		<ol style="list-style-type: none"> Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і середньої напруги та низької напруги на підстанціях 110–220 кВ Допускається на початку розвитку схеми вмикання ліній

Отже, для сторони 10 кВ підстанції «Забара» потрібно використати наступну схему: «Одна секціонована вимикачем система шин». Як вже було сказано раніше, дана схема електричних з'єднань використовується на першому етапі розвитку схеми низької напруги підстанції «Забара».

Кількість приєднань на підстанції визначається за формулою:

$$n_{np} = \frac{P_u}{P_{nat}}$$

Оскільки

$$P_{ПС} = 2.5 \text{ МВт}.$$

Знайдемо кількість приєднань:

$$n_{np} = \frac{2,5}{2,5} = 1 \text{ приєднання.}$$

На рис. 3.1 показано схему приєднань 35 кВ.

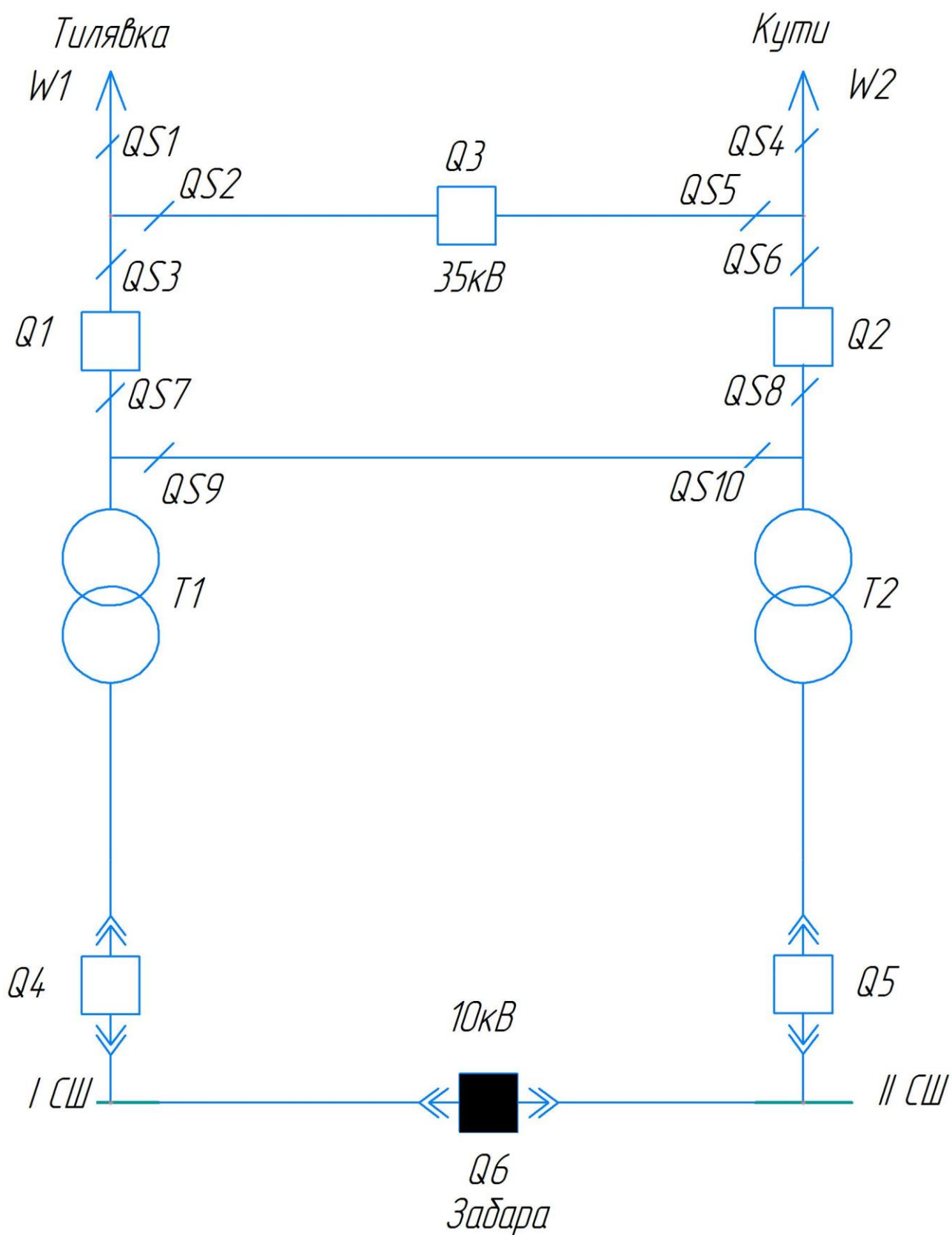


Рисунок 3.1. Схема приєднань 35 кВ на ПС «Забара»

В даній схемі позначено:

- W1-W2 – повітряні лінії електропередач;
- Q1-Q3 – вимикачі на високій стороні;
- QS1-QS10 – роз'єднувачі;
- T1-T2 – силові трансформатори;
- Q4-Q5 – вимикачі на низькій стороні;
- Q6 – автоматичне включення резерву.

Дана схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів», зображена на рис. 3.1, застосовують на високій стороні РП 35–220 кВ на прохідних ПС у разі необхідності секціонування ліній W1 та W2, а також для збереження транзиту потужності при пошкодженні одного з трансформаторів - T1 або T2.

Для нормального режиму роботи прохідної підстанції вимикач Q3 в містку завжди є включеним.

Алгоритм роботи даної схеми наступний (схема зображена на рис. 3.1). При виникненні пошкодження в трансформаторі, наприклад T1, повинні вимикатися вимикачі Q1 та Q4. При цьому через РП високої сторони підстанції «Забара» транзит потужності буде зберігатися. Аналогічні виключення будуть відбуватися і при пошкодженні T2.

Іншим випадком, який може трапитися є виникнення пошкодження на повітряній лінії електропередач W1. Тобі повинні вимикатися вимикач Q1 та вимикач на підстанції «Тилявка». При цьому обидва трансформатори T1 та T2 залишаються під напругою.

Ремонтна перемичка в розподільчому пристрої даної схеми може бути відсутня.

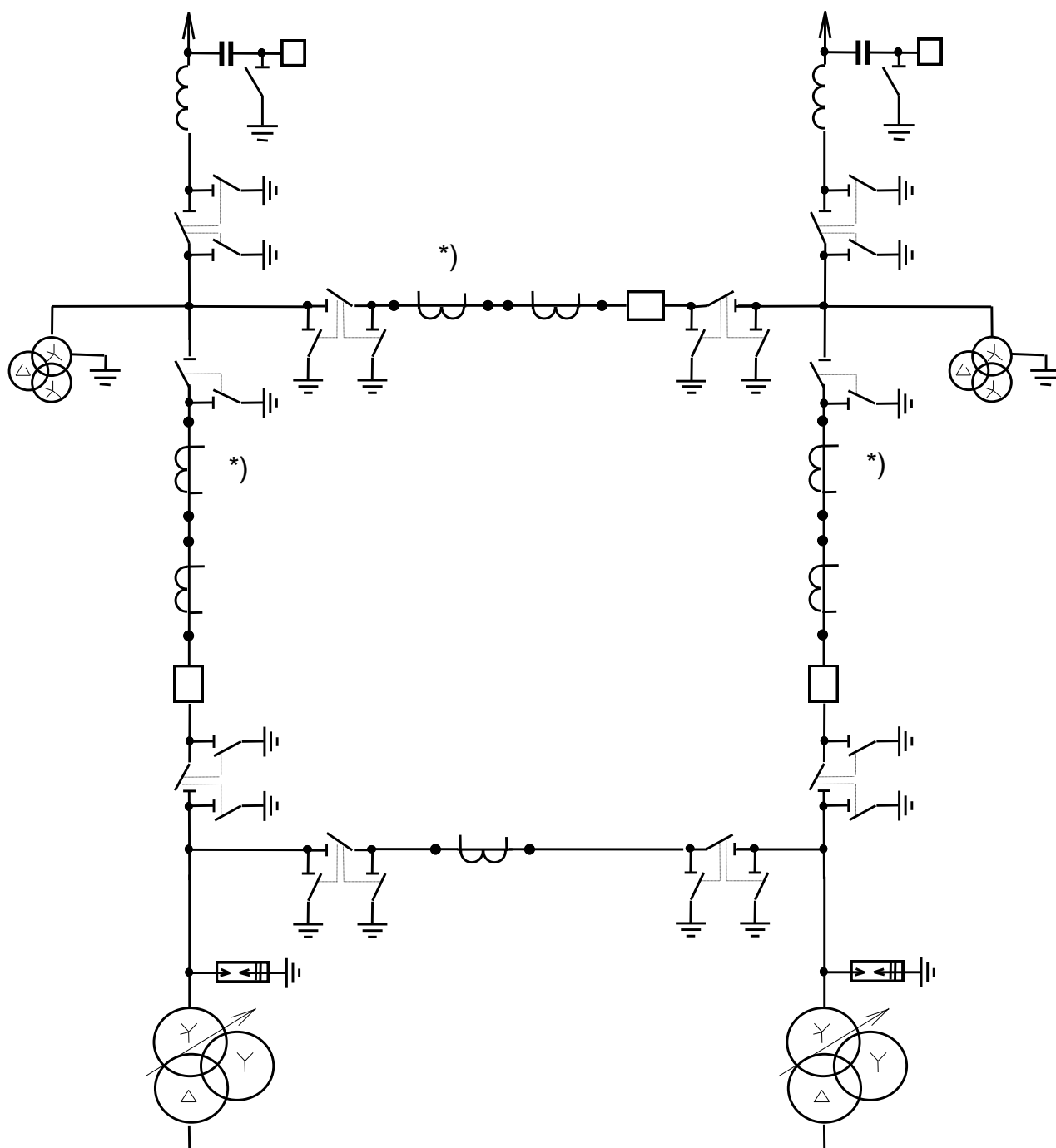


Рисунок 3.2. Схема “Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів”

На даному рисунку ТС, які помічені *), будуть встановлюються лише за необхідності.

Схема низької сторони “Одна секціонована вимикачем система шин”, використовується при встановленні трансформаторів, в яких нерозщеплені обмотки низької напруги 6–10 кВ.

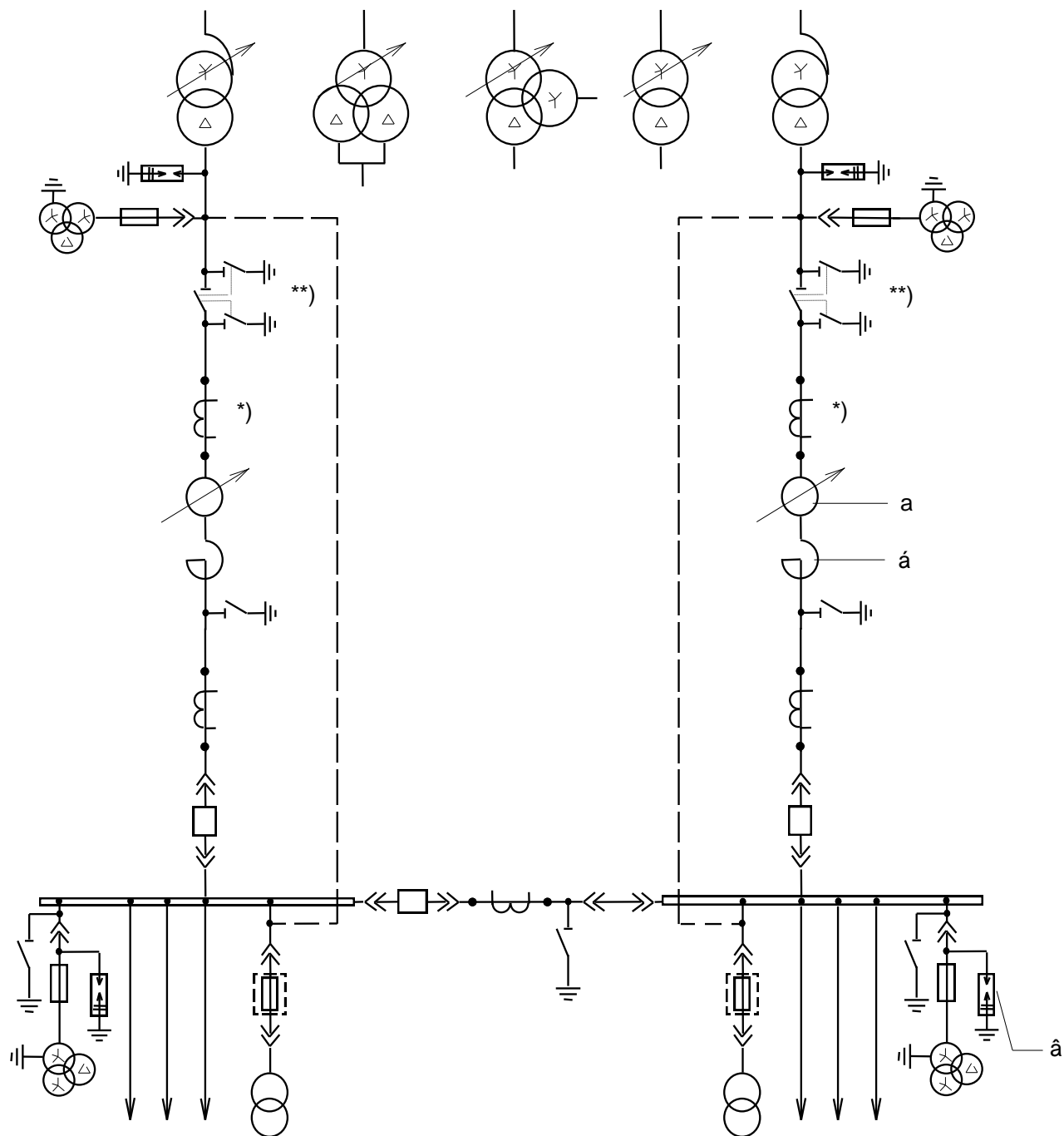


Рисунок 3.3. Схема низької сторони “Одна секціонована вимикачем система шин”

Особливості роботи даної схеми наступні:

- ТС, які помічені *), будуть встановлюють лише за необхідності;
- трансформатори власних потреб підстанції приєднують до виводів силових трансформаторів (пунктирна лінія) в випадку випрямленого та змінного струму;
- Роз'єднувачі, позначені на даному рисунку як **), будуть встановлюватися лише за наявності лінійно-регулювальних трансформаторів.

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Струми короткого замикання є основою для правильного вибору обладнання ПС «Забара». Отже, необхідно в подальшому здійснити вибір трансформаторів струму, трансформаторів напруги, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруг, вимикачів. Тому, потрібно обчислити три- та однофазні струми короткого замикання на підстанції «Забара».

Схему для здійснення розрахунку наведено на рис. 3.4. В дану схему внесені тільки елементи даної електричної мережі, що здійснюють якийсь вплив на шукані струми.

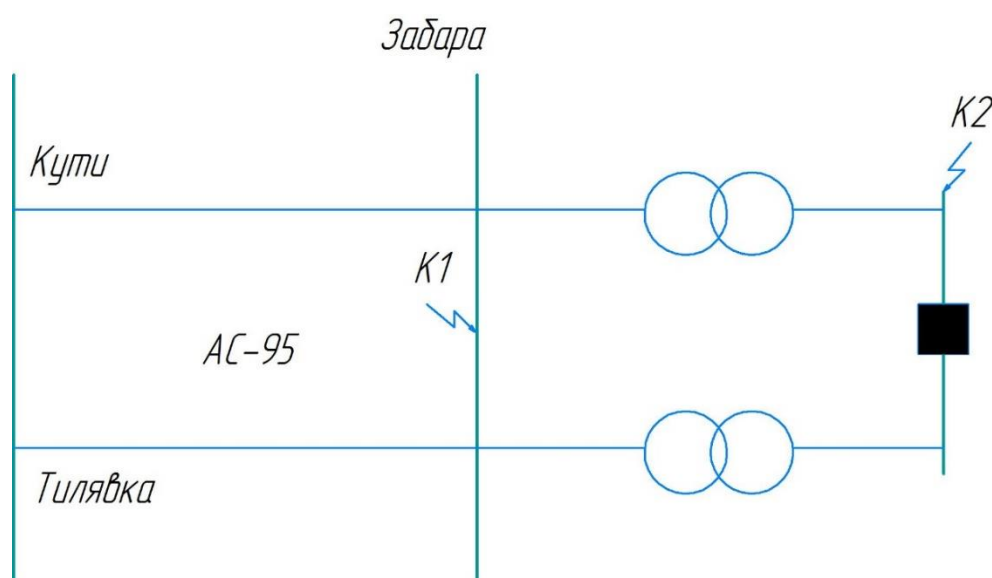


Рисунок 3.4 – Схема для розрахунку електричної мережі

3.2.1 Розрахунок ударного струму

Стала часу затухання на підстанції «Забара» визначається за формулою.

$$T_a = \frac{x}{w \cdot R} (c).$$

В дану формулу входить:

R – еквівалентний активний опір, Ом;

w – кутова частота обертання, становить 314 рад/с;

f – промислова частота мережі, становить 50Гц;

x – реактивний опір, Ом;

Визначаємо ударний струм за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot (1 + e^{-0.01/T_a}) \text{ кА}.$$

В даній формулі I_{n0} – значення складової струму короткого замикання, кА.

3.2.2 Розрахунок складових струму

Для початку необхідно визначити розрахунковий час. На його основі визначимо аперіодичну складову струму. Встановлюємо елегазові вимикачі на високій стороні підстанції і вакуумні вимикачі - на низькій. Відповідно до [5] та [10] час відключення струмів вакуумних вимикачів на 10 кВ становить 0,03 с, а для елегазових вимикачів напругою 35 кВ - 0,02 с.

Знайдемо аперіодичну складову струму:

$$i_a(r) = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{(-r/T_a)} \text{ кА}.$$

В даній формулі:

$\tau = t_{\text{вимк}} + t_3$ – найменший час, с;

$t_3 = 0,01$ – мінімальний час дії захисту, с.

$t_{\text{вимк}}$ – час відключення струмів, с;

Час τ для підстанції «Забара»:

$$\tau_{BH} = 0.02 + 0.01 = 0.03 \text{ с},$$

$$\tau_{HH} = 0.03 + 0.01 = 0.04 \text{ с}.$$

3.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму

Тепловий імпульс струму визначається за формулою:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{КЗ}} + T_a).$$

В даній формулі:

$$\tau = t_{\text{вимк.вим}} + t_3 - \text{час протікання струму};$$

$$t_{\text{вимк.вим}} - \text{час вимкнення вимикача}.$$

Відповідно до [5] $t_{\text{вимк.вим}}$ для вимикачів високої сторони становить 0,04с та відповідно до [10] – для вимикачів низької сторони становить 0,06с .

3.3 Вибір вимикачів

3.3.1 Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

На стороні 35 кВ встановлюємо вакуумні вимикачі типу *Siemens 3AF01*.

Дані заносимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 - Вибір вакуумних вимикачів на стороні 35 кВ

№	Каталожні дані
1	Вимикач SIEMENS 3AF 01
2	$U_{\text{НОМ}} = 36 \text{ кВ}$
3	$I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$
4	$I_{\text{відкл.НОМ}} = 25 \text{ кА}$
5	$i_{\alpha \text{НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 25 = 10,61 \text{ кА}$
6	$i_{\text{гр.наск}} = 62,5 \text{ кА}$
7	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.3.2 Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

На низькій стороні встановлюємо *КРП КП–10Ц* із вакуумним вимикачем типу *ВР1–10–20/1000У2*.

Дані заносимо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Вибір вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ

Каталожні дані
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА}$
$\mu = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,48$
$i_{гр.наск} = 52 \text{ кА};$
$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 8 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.4 Вибір роз'єднувачів

3.4.1 Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

На стороні 35 кВ встановлюємо роз'єднувачі типу *РНД–35/1000У1*.

Дані заносимо в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 - Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

№	Каталожні дані
1	Роз'єднувач РНД – 35/1000 У1
2	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
3	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
4	$i_{гр.наск} = 63 \text{ кА}$
5	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ А}$

3.4.2 Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ

На стороні 10 кВ встановлюємо роз'єднувачі РВЗ–10/1000 ІУЗ.

Дані заносимо в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 - Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ

Параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
Номінальний струм	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
Максимальний наскрізний струм	$I_{макс.наскр.} = 80 \text{ кА};$
Струм термічної стійкості	$I_{терм.стійк.зн} = 31,5 \text{ кА}$
Струм ножів заземлення	$I_{терм.стійк.нз} = 31,5 \text{ кА}$
Час протікання струму термічної стійкості	$t_{2.к.} = 3 \text{ с}$
Час протікання струму для заземлювачів	$t_3 = 1 \text{ с}$
Маса роз'єднувача	$M = 34 \text{ кг}$

3.5 Вибір вимірювальної апаратури

Відповідно до [9] на підстанції «Забара» необхідно встановити: амперметри, лічильники реактивної енергії, ватметр, лічильники активної енергії, вольтметри, варметр.

Дані вибору заносимо в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Вибір вимірювальної апаратури на підстанції «Забара»

Прилад	Тип	Клас точності, d
Амперметр	Е351	1,5
Вольтметр	Е351	1,5
Ватметр	Д365	1,5
Варметр	Д365	2,5
Реєструючий вольтметр	Н393	1,5
Реєструючий частотомір	Н393	2,5
Лічильник активної енергії	І682М	1
Лічильник реактивної енергії	І676М	1,5

3.6 Вибір ТН

Основним призначенням трансформаторів напруги є пониження напруги до стандартної величини 100 В , або $100\sqrt{3}\text{ В}$. Другим призначенням ТН є відокремлення вимірювальних кіл та релейого захисту від кіл 35 кВ .

3.6.1 Вибір ТН на стороні 35 кВ

На стороні 35 кВ навантаження трансформатора напруги представлено в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 - Навантаження трансформатора напруги на стороні 35 кВ

Прилад	Тип	$S_{обм.}$ ВА	Число обмоток, n	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Кількість приладів, m	Загальна потужність, ВА
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2
Реєструючий вольтметр	Н393	10	1	1	0	1	10
Фіксатор імпульсної дії	ФІП	3	1	1	0	1	3
Ватметр	Д365	2.5	1	1	0	1	2.5
Варметр	Д335	2.5	1	1	0	1	2.5
Всього							20

Потужність навантаження буде становити:

$$S_2 = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА.}$$

Відповідно до [11] встановлюємо трансформатор напруги типу ЗНОМП–35 У1.

Паспортні дані такого трансформатора напруги показано в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Паспортні дані трансформатора напруги ЗНОМП–35 У1.

Тип	$U_{1ном.}$ кВ	$U_{2осн.}$ В	$U_{2под.}$ В	$S_{2ном.}$ ВА	Клас точності
ЗНОМП-35 У1	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	100	0.5

Здійснимо перевірку трансформатора напруги:

$$S_{ном(3\phi)} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ В} \times \text{А} > S_2 = 20 \text{ В} \times \text{А.}$$

3.6.2 Вибір ТН на стороні 10 кВ

На стороні 10 кВ навантаження трансформатора напруги представлено в табл.3.10.

Таблиця 3.10 - Навантаження трансформатора напруги на стороні 10 кВ

Прилад	Тип	$S_{обм}$	Число обмоток, n	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	К-ть приладів, m	Загальна потужність	
		В·А					P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2	-
Вольтметр з перемикачем	Е351	2	1	1	0	1	2	-
<u>Реєструючий</u> вольтметр	Н393	10	1	1	0	1	10	-
Ватметр	Д365	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	І672М	8	2	0,25	0,97	5	20	77,6
Лічильник реактивної енергії	І67М	8	2	0,25	0,97	5	20	77,6
Всього							57	155,2

Навантаження буде становити:

$$S_{S2} = \sqrt{57^2 + 155,2^2} = 165,34 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Відповідно до [11] встановлюємо трансформатор напруги ЗНМІ–10 ІУ2.
Паспортні дані трансформатора напруги внесені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Паспортні дані трансформатора напруги ЗНМІ –10 ІУ2

Тип	$U_{1ном.}$ В	$U_{2осн.}$ В	$U_{2доп.}$ В	$S_{2ном.}$ ВА	Клас точності
ЗНМІ-10 ІУ2	10	100	-	100	0.5

Здійснимо перевірку трнаформатора напруги ЗНМІ –10 ІУ2:

$$S_{ном} = 3 \times 100 = 300 \text{ В} \cdot \text{А} ;$$

$$S_{S2} = 165,34 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

3.7 Вибір трансформаторів струму

Основним призначенням трансформаторів струму є пониження струму до стандартної величини 5А.

3.7.1 Вибір ТС на стороні 35 кВ

В табл. 3.12 наведено навантаження трансформатора струму на стороні 35 кВ.

Таблиця 3.12 - Навантаження трансформатора струму на стороні 35 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фази,		
		В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е351	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Варметр	Д365	0,5	-	0,5
Всього		1,5	0,5	1,5

Відповідно до [11] встановлюємо трансформатор струму $T\Phi 3M - 35A - U1$.

Паспортні дані трансформатора струму:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 800 \text{ А};$$

$$i_{дин} = 107 \text{ кА};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 30^2 \cdot 3 = 2700 \text{ кА}^2 \times \text{с}.$$

Опір проводів визначається за формулою:

$$r_{пр.} = \frac{S_{пр.}}{I_{2ном}^2},$$

де $I_{2ном}$ – номінальний струм трансформатора струму;

$S_{пр.}$ – потужність найбільш завантаженої фази.

Допустимий опір:

$$r_{пров.} = Z_{2ном.} - r_{пр.} - r_k,$$

де r_k - опір контактів для декількох приладів [10], становить:

$$r_k = 0.1 \text{ Ом},$$

$Z_{2ном}$ – навантаження трансформатора струму.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз.}}{r_{пров.}},$$

де $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір матеріалу проводу;

$l_{роз.} = 30 \text{ м}$ - відстань від трансформатора струму ВРП 35 кВ до ЗПК;

$$r_{пр.} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом};$$

$$r_{пров.} = 1.2 - 0.06 - 0.1 = 1,14 \text{ Ом};$$

$$q = 0,0283 \cdot 30 / 1,14 = 0,745 \text{ мм}^2;$$

Отже, вибираємо кабель АКВРГ з січенням 4 мм^2 .

Опір навантаження:

$$Z_{нав.} = r_{пров.} + r_{пр.} + r_k = 0,213 + 0,06 + 0,1 = 0,373 \text{ Ом}.$$

Опір проводів з'єднання:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 30}{4} = 0,213 \text{ Ом.}$$

Здійснимо перевірку трансформатора струму:

$$Z_{2\text{ном.}} = 1,2 \text{ Ом} > Z_{\text{наб.}} = 0,373 \text{ Ом.}$$

Даний трансформатор струму задовільняє перевірку.

В силові трансформатори *T1* та *T2* вмонтовуємо трансформатори струму типу *TBT 35-I-300/5* з наступними параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А.}$$

3.7.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ

В табл. 3.13 показано навантаження трансформатора струму на стороні 10 кВ.

Таблиця 3.13 – Навантаження трансформатора струму на стороні 10 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фази,		
		В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е351	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Лічильник Р	І672М	2,5	-	2,5
Лічильник Q	І673М	2,5	-	2,5
Всього		6	0,5	6

Відповідно до [5] встановлюємо трансформатори струму типу *ТПОЛ-10*.

Паспортні дані трансформаторів струму:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А};$$

$$i_{\text{дин}} = 140 \text{ кА};$$

Опір приладів визначається за формулою:

$$r_{np.} = \frac{S_{np.}}{I_{2.ном.}^2},$$

де $I_{2.ном.}$ – номінальний струм трансформатора струму;

$S_{np.}$ – потужність найбільш завантаженої фази.

Допустимий опір:

$$r_{пров.} = Z_{2.ном.} - r_{np.} - r_k,$$

де r_k - опір контактів для декількох приладів [10], становить:

$$r_k = 0.1 \text{ Ом},$$

$Z_{2.ном.}$ – навантаження трансформатора струму.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз.}}{r_{пров.}},$$

де $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір матеріалу проводу;

$l_{роз.} = 40 \text{ м}$ - відстань від трансформатора струму ЗРП 10 кВ до ЗПК;

$$r_{np.} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$r_{пров.} = 0,6 - 0,24 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом};$$

$$q = 0,0283 \cdot 40 / 0,26 = 4,354 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель АКВРГ з січенням 6 мм^2 .

Опір навантаження:

$$Z_{нав.} = r_{пров.} + r_{np.} + r_k = 0,189 + 0,24 + 0,1 = 0,529 \text{ Ом}.$$

Опір проводів з'єднання:

$$r_{пров.} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 40}{6} = 0,189 \text{ Ом}.$$

Здійснимо перевірку трансформатора струму:

$$Z_{2.ном.} = 0,6 \text{ Ом} > Z_{нав.} = 0,529 \text{ Ом}.$$

Даний трансформатор струму задовільняє перевірку.

В силові трансформатори $T1$ та $T2$ вмонтовуємо трансформатори струму типу $TBT 10-I-5000/5$ з наступними параметрами:

$$k_{ном} = \frac{5000}{5};$$

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}.$$

3.8 Вибір обмежувачів перенапруг для 35 кВ і 10 кВ

3.8.1 Вибір обмежувачів перенапруги на стороні 35 кВ

Відповідно до методики на стороні 35 кВ:

- $U_m = 40,5 \text{ кВ};$
- $BIL = 220 \text{ кВ};$
- $I_{max.kz} = 20 \text{ кА};$
- $k = 1,4;$
- $I_H = 10 \text{ кА};$
- клас ізоляції = 1;
- максимальна тривалість підвищення напруги = 10 с.;
- необхідний клас розряду лінії = 1.

Визначаємо напругу:

$$U_{C.min} = 1,05 \cdot \frac{U_M}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{40,5}{\sqrt{3}} = 24,55 \text{ кВ};$$

$$U_{R1.min} = 1,25 \cdot U_{C.min} = 1,25 \cdot 24,55 = 30,69 \text{ кВ};$$

$$U_{R2.min} = 1,4 \cdot \left(\frac{U_M}{\sqrt{3}} \right) / K_{tov.10s} = 1,4 \cdot \left(\frac{40,5}{\sqrt{3}} \right) / 1,075 = 30,45 \text{ кВ};$$

$$K_{tov.10s} = 1,075.$$

$$U_R = U_{R1.MIN} \cdot$$

заокруглюємо кратно до 3 = 33 кВ;

отже,

$$U_R = 33 \text{ кВ};$$

$$U_C = \frac{U_R}{1,25} = \frac{33}{1,25} = 26 \text{ кВ}.$$

Коефіцієнт класу лінії = 1:

$$i10 \text{ кА} / U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- від комутаційних перенапруг ($i1 \text{ кА}_{30/60\mu\text{s}}$) = 74 кВ;

- крутого імпульсу ($i10 \text{ кА}_{1/2\mu\text{s}}$) = 101 кВ;

- від грозових перенапруг ($i10 \text{ кА}_{8/20\mu\text{s}}$) = 95 кВ.

Здійснимо перевірку захисту:

$$\frac{VIL}{i10 \text{ кА}_{8/20\mu\text{s}}} = \frac{220}{95} = 2,31 \text{ кВ} > 1 ,$$

достатньо.

Довжина:

$$16 \text{ мм} / \text{кВ} \times 40,5 = 648 \text{ мм} .$$

Вибираємо ОПН:

Siemens 3EP2-036-1PL1.

Приймаємо аналогічний ОПН для встановлення в нейтралі $T1$ та $T2$.

3.8.2 Вибір обмежувачів перенапруг на стороні 10 кВ

Для сторони 10 кВ:

- $U_m = 12 \text{ кВ};$

- $VIL = 90 \text{ кВ};$

- $k = 1,4;$

- максимальна тривалість підвищення напруги = 10 с.;

- клас ізоляції = 1;

- необхідний клас розряду лінії = 1;

- $I_{\text{max.kz}} = 20 \text{ кА}.$

- $I_H = 10 \text{ кА}$.

Визначаємо напругу:

$$U_{C.\min} = 1,05 \cdot \frac{U_M}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,27 \text{ кВ};$$

$$U_{R1.\min} = 1,25 \cdot U_{C.\min} = 1,25 \cdot 7,27 = 9,08 \text{ кВ};$$

$$U_{R2.\min} = 1,4 \cdot \left(\frac{U_M}{\sqrt{3}} \right) / K_{\text{tov.10s}} = 1,4 \cdot \left(\frac{12}{\sqrt{3}} \right) / 1,075 = 9,02 \text{ кВ};$$

$$K_{\text{tov.10s}} = 1,075.$$

$$U_R = U_{R1.\min}.$$

заокруглюємо до кратного 3 = 12 кВ;

$$U_R = 12 \text{ кВ};$$

$$U_C = \frac{U_R}{1,25} = \frac{12}{1,25} = 9,6 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт для класу лінії = 1:

$$i10\text{кА}/U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- від комутаційних перенапруг ($i1\text{кА}_{30/60\mu\text{s}}$) = 25 кВ;

- від крутого імпульсу ($i10\text{кА}_{1/2\mu\text{s}}$) = 34 кВ;

- від грозових перенапруг ($i10\text{кА}_{8/20\mu\text{s}}$) = 32 кВ.

Здійснимо перевірку захисту:

$$\frac{BIL}{i10\text{кА}_{8/20\mu\text{s}}} = \frac{90}{32} = 2,81 \text{ кВ} > 1 \text{ — достатньо.}$$

Довжина шляху становить:

$$16 \text{ мм} / \text{кВ} \times 12 = 192 \text{ мм.}$$

Вибираємо ОПН:

Siemens 3EP2-012-1PL1.

3.9 Вибір ТВП

Відповідно до [9] на трансформаторних ПС, які забезпечують живлення споживачів I та II категорії встановлюємо 2 ТВП. Резерв потужності не повинен бути більшим за 630 кВА.

Споживачі власних потреб підстанції живляться від 0,4 / 0,22 кВ, оскільки їх потужність є невеликою.

В табл. 3.14 наведено споживачі власних потреб ПС 35/10 кВ

Таблиця 3.14 - Споживачів власних потреб ПС 35/10 кВ

Вид споживача	P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТМ-1250/35	2x2	-
Живлення протиконденсатних обігрівачів	3	-
Зарядно-підзарядний агрегат	46	20.3
Зовнішнє освітлення	15	-
Живлення шафи ШОТ	10	9
Постійно ввімкнені вимірювальні прилади	2	-
Перетворювальна апаратура для оперативного зв'язку	7.5	2.9
Вентиляцій, обігрів та освітлення закритого розподільчого пристрою 10 кВ	5	-
Вентиляцій, обігрів та освітлення ЗПК	20	
Всього	113,5	32,2

Визначаємо повну потужність навантаження на власні потреби:

$$S_{нав.сп} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{113.5^2 + 32.2^2} = 117.979 \text{ кВА.}$$

Повна потужність з врахуванням коефіцієнту попиту [10]:

$$S_{\text{ТВП.ПОЗР}} = K_{\text{П}} \cdot \frac{S_{\text{НАВ.ВП}}}{1.4} = 0.8 \cdot \frac{117.979}{1.4} = 67.417 \text{ кВА}.$$

Відповідно до [6] виюбираємо 2 трансформатори ттиту: *TCP-100/10*. В табл. 3.15 представлено паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 35/10 кВ.

Таблиця 3.15 – Паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 35/10 кВ

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ кВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, Вт		$u_{\text{к}}$ %	$i_{\text{к}}$ %
		ВН	НН	$P_{\text{к}}$	$P_{\text{х}}$		
TCP-100/10	100	10	0,4	1700	440	4	3

По одному трансформатору встановлюємо на кожну секцію *НН 10кВ*.

3.10 Вибір запобіжників на стороні 35 кВ та 10 кВ

За допомогою запобіжників відбувається захист трансформаторів напруги на високій стороні 35 кВ та низькій стороні 10кВ.

$$I_{\text{НОМТН-35}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0.016 \text{ А}.$$

$$I_{\text{НОМТН-10}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0.058 \text{ А}.$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга шин, відповідно для 35 кВ та 10 кВ, В;

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, В · А.

Вибираємо запобіжник наступної марки *ПКТ-101-10-2-31.5У3*. В табл. 3.16 показані дані вибору запобіжників.

Таблиця 3.16 – Вибір запобіжників для сторони 35 кВ та сторони 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ101-35-2-8 УЗ
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{НОМ.ТН} = 0,016 \text{ А}$	$I_{НОМ.ВСТ} = 2 \text{ А}$
$I_{ГО} = 1,31 \text{ кА}$	$I_{ВВД} = 8 \text{ кА}$
Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31.5УЗ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ.ТН} = 0,058 \text{ А}$	$I_{НОМ.ВСТ} = 2 \text{ А}$
$I_{ГО} = 2,98 \text{ кА}$	$I_{ВВД} = 31,5 \text{ кА}$

3.11 Побудова принципової схеми ПС «Забара»

На рис. 3.5 представлено принципову схему ПС 35/10 кВ «Забара».

В табл. 3.17 представлено зведену відомість вибраного обладнання ПС 35/10 кВ.

Таблиця 3.17 – Зведена відомість вибраного обладнання ПС 35/10 кВ

<i>Поз.</i>	<i>Найменування</i>	<i>К-сть</i>	<i>Примітки</i>
<i>T1, T2</i>	<i>Трансформатор силовий</i>	<i>2</i>	
	<i>ТМ-2500/35</i>		
<i>T3, T4</i>	<i>Трансформатор власних потреб</i>	<i>2</i>	
	<i>ТСР-100/10</i>		
<i>ТА1-ТА6</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>6</i>	
	<i>ТФЗМ-35А-У1</i>		
<i>ТА7...ТА20</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>14</i>	
	<i>ТПОЛ-10</i>		
<i>TV1, TV2</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ЗНОМП-35 У1</i>		
<i>TV3, TV4</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ЗНМІ-10 ІУ2</i>		
<i>Q1-Q3</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>3</i>	
	<i>Siemens 3AF01</i>		
<i>Q4...Q12</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>9</i>	
	<i>ВР1-10-20/1000-У2</i>		
<i>QS1-S10</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>10</i>	
	<i>РНД-35/1000 У1</i>		
<i>QS11-QS14</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>2</i>	
	<i>РВЗ-10/1000 ІУ3</i>		
<i>RU1-RU4</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>Siemens 3EP2-036-1PL1</i>		
<i>RU5..RU8</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>Siemens 3EP2-012-1PL1</i>		
<i>FU1, FU2</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-35-2-8 У3</i>		
<i>FU3, FU4</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-10-2-31,5 У3</i>		

3.12 Висновки до розділу

1. Здійснено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції для *РП – 35 кВ* і *РП – 10 кВ*.
2. На основі проведених розрахунків струмів коротких замикань здійснено вибір основного обладнання для розподільчих пристроїв *35 кВ* і *10 кВ*, а саме: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів напруги, трансформаторів струму, обмежувачів перенапруги, трансформаторів власних потреб, запобіжників.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Фактори, що впливають на наслідки ураження електричним струмом

Наслідки ураження електричним струмом залежать від величини і шляху струму, що протікає через тіло людини, роду, частоти і тривалості його дії, індивідуальних особливостей та стану людини, а також стану виробничого середовища.

Величина струму, що протікає через тіло людини, безпосередньо і найбільшою мірою впливає на тяжкість ураження. Відчуття і наслідки, які виникають у людини під дією певної величини струму, залежать від його роду. Характер впливу на людину постійного та змінного струму частотою 50 Гц наведений у табл. 4.1.

Таблиця 3.1 - Характер впливу струму на людину

Величина струму, мА	Змінний струм частотою 50 Гц	Постійний струм
0,6–1,5	Початок відчуття, легке тремтіння пальців	Відчуття немає
2,0–2,5	Початок больових відчуттів	Відчуття немає
5,0–7,0	Початок судорог у руках	Сверблячка, відчуття нагріву
8,0–10,0	Судороги в руках, важко, але можна відірватися від електродів	Посилення відчуття нагріву

Продовження таблиці 4.1

20,0– 25,0	Сильні судороги і болі, утримуючий струм, утруднення дихання	Судороги рук, утруднення дихання
50,0– 80,0	Параліч дихання	Судороги рук, утруднення дихання
90,0– 100,0	Зупинка серця при дії струму протягом 2–3 с, параліч дихання	Параліч дихання при тривалому протіканні струму
300,0	Те ж саме, за менший час	Зупинка серця через 2–3 с, параліч дихання

Зважаючи на наведений характер дії, виділяють такі порогові значення струму:

1. Поріг відчуття – найменше відчутне значення струму (1 мА для змінного струму частотою 50 Гц і 5 мА для постійного струму);

2. Утримуючий струм – найменше значення струму, при якому людина не може самостійно звільнитися від захоплених електродів дією тих м'язів, через які протікає струм (10 мА для змінного струму частотою 50 Гц і 50 мА для постійного струму);

3. Смертельний струм (100 мА і більше).

З наведених даних видно, що змінний струм частотою 50–60 Гц більш небезпечний, ніж постійний, оскільки ті самі явища викликаються більшим значенням постійного струму, ніж змінного. Однак навіть невеликий постійний струм (нижче порога відчуття) при швидкому розриві електричного кола дає дуже різкі удари, які іноді спричиняють судороги м'язів рук.

Випрямлений струм містить постійну і змінну складові, які спільно діють на організм людини в той час, як вимірювальні прилади показують тільки постійну складову. Тому в деяких випадках випрямлені граничні значення струму за постійною складовою можуть бути навіть у 1,2–1,5 рази нижче, ніж для змінного струму.

Струм, що протікає через тіло людини, залежить від напруги і сумарного електричного опору на шляху струму, до якого входить опір тіла людини.

Опір тіла людини – величина нелінійна, яка залежить від багатьох факторів.

Опір тіла людини має ємнісну складову. Часто цією ємністю при розрахунках нехтують і приймають опір тіла людини чисто активним ($Z_h = R_h$). Основним опором у колі струму через тіло людини є опір верхнього рогового шару шкіри, товщина якого складає 0,05–0,2 мм. При знятому роговому шарі шкіри опір внутрішніх тканин не перевищує 1 кОм, а при сухій неушкодженій шкірі опір може досягати 10–100 кОм.

Опір тіла людини змінюється в широких межах і залежить від стану шкіри (суха, волога, чиста, ушкоджена тощо), щільності контакту, площі контакту, величини прикладеної напруги, частоти струму, тривалості впливу струму на людину.

Опір тіла людини залежить від її статі і віку: у жінок він менший, ніж у чоловіків, у дітей менший, ніж у дорослих, у молодих людей менший, ніж у літніх. Це пояснюється різною товщиною і ступенем огрублення верхнього шару шкіри.

При оцінці небезпеки ураження людини електричним струмом опір тіла людини прийнято вважати стабільним, лінійним, активним і рівним 1 кОм.

Небезпека для організму людини тим менша, чим менша тривалість впливу струму. Так, при утримуючому значенні струму швидке відключення від дії струму рятує постраждалого, який не в змозі звільнитися сам. Імовірність настання фібриляції, а також зупинки серця залежить від тривалості дії струму.

При тривалому впливі струму опір тіла людини падає і струм зростає до значення, здатного викликати зупинку дихання або навіть фібриляцію серця.

Зупинка дихання виникає не миттєво, а через кілька секунд, причому, чим більший струм проходить через тіло людини, тим менше цей час. Своєчасне звільнення потерпілого дозволяє запобігти паралічу дихальних м'язів.

Зважаючи на складний характер впливу струму на людину, ГОСТ 12.1.038-82 встановлені гранично допустимі величини струму через тіло людини та напруги в нормальному та аварійному режимі роботи обладнання, значення яких залежить від тривалості дії та роду струму.

Індивідуальні особливості людей у значній мірі визначають результат ураження. Струм, який викликає лише слабкі відчуття в однієї людини, може бути утримуючим для іншої. Характер впливу певного значення струму залежить від стану нервової системи і всього організму людини в цілому, а також від її маси і фізичного розвитку.

Відзначено, що для жінок граничні значення струму приблизно в 1,5 рази нижче, ніж для чоловіків. Це пояснюється більш слабким фізичним розвитком жінок. У конкретної людини граничні значення струму міняються залежно від стану організму, стомлення тощо.

Суттєво впливає на тяжкість ураження також шлях струму через тіло людини. Найбільш небезпечне проходження струму через дихальні м'язи і серце. Так, відзначено, що по шляху «рука – рука» через серце проходить 3,3% загального струму; «ліва рука – ноги» – 3,7%; «права рука – ноги» – 6,7%; «нога – нога» – 0,4%. Випадки з тяжкими і смертельними наслідками найбільш характерні для шляху струму «рука-рука» (40%), «права рука-ноги» (20%), «ліва рука-ноги» (17%). Особливо небезпечними є шляхи струму «голова-руки» і «голова-ноги», але трапляються вони досить рідко.

Серед чинників, що характеризують стан виробничого середовища і найбільш суттєво впливають на небезпеку ураження людини електричним струмом, є температура повітря в приміщенні, вологість та запиленість повітря, наявність у повітрі хімічно активних домішок тощо.

За високої температури повітря посилюється потовиділення, розкриваються пори шкіри, зволожується одяг, взуття, що призводить до зменшення опору тіла людини, одягу та взуття і збільшення величини струму, що протікає через тіло людини. Аналогічно впливає на опір і вологість повітря.

Підвищена вологість повітря, струмопровідний пил та хімічно активні домішки знижують опір ізоляції електроустановки, сприяють переходу напруги на не струмопровідні частини установки, коротким замиканням тощо і, таким чином, підвищують небезпеку електротравм.

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) [1] за чинниками виробничого середовища виділяють такі типи приміщень:

- гарячі, температура в яких продовж доби перевищує 35°C;
- сухі, відносна вологість в яких не перевищує 60%;
- вологі, відносна вологість в яких не перевищує 75%;
- сирі, відносна вологість в яких більше 75%, але менше вологості насичення;
 - особливо сирі, відносна вологість в яких близька до насичення, спостерігається конденсація пари на будівельних конструкціях, обладнанні тощо;
 - запилені, в яких пил проникає в електричні апарати та інші споживачі електроенергії і осідає на струмопровідні частини, при цьому такі приміщення поділяються на приміщення із струмопровідним і неструмопровідним пилом;
 - приміщення з хімічно агресивним середовищем, яке призводить до порушення ізоляції, або біологічним середовищем, що у вигляді плісняви утворюється на електрообладнанні.

4.2 Захист від іонізуючих випромінювань

Засоби та заходи захисту від іонізуючих випромінювань поділяють на організаційні, технічні, санітарно-гігієнічні та лікувально-профілактичні.

Організаційні заходи передбачають забезпечення виконання вимог норм радіаційної безпеки. Наприклад, приміщення, які призначені для роботи з радіоактивними речовинами, повинні бути ізольовані від інших і мати спеціальну обробку стін, стелі, підлоги. Відкриті джерела випромінювання і всі предмети, які опромінюються повинні знаходитися у виділеній зоні,

перебування персоналу в якій обмежено. На контейнери, устаткування, двері приміщень наносять попереджувальний знак радіаційної безпеки.

До технічних заходів та засобів відносять використання автоматизованого устаткування з дистанційним керуванням, витяжних шаф, захисних екранів, камер боксів, що оснащені спеціальними маніпуляторами, які копіюють рухи рук людини.

Захисні екрани виготовляють з урахуванням виду та властивостей випромінювань. Так, захист від гамма-випромінювання здійснюють за допомогою екранів із важких металів (свинець, залізо), бета-випромінювання – із легких металів (алюміній), скла, плексигласу чи комбінованих (перший від джерела – шар легкого, а потім шар важкого металу), нейтронного випромінювання – із матеріалів, які мають у своєму складі водень (вода, парафін), а також із графіту, берилію та інших.

При роботі з джерелами випромінювання використовують засоби індивідуального захисту: халати та шапочки з бавовняної тканини, захисні фартухи, гумові рукавички, щитки, респіратори, комбінезони, пневмокостюми, гумові чоботи.

Санітарно-гігієнічні заходи передбачають: забезпечення чистоти приміщень, включаючи щоденне вологе прибирання; використання приливно-втяжної вентиляції, дотримання норм особистої гігієни.

До лікувально-профілактичних заходів відносять: попередній та періодичний медичні огляди осіб, які працюють з радіоактивними речовинами; встановлення раціональних режимів праці та відпочинку; використання радіопротекторів – хімічних речовин, що підвищують стійкість організму до опромінення. Як радіопротектори використовують різноманітні речовини штучного та природного походження: поліаміди, лимонна та щавельна кислота, сірчаноокислий барій, сорбенти на основі фероціанідів та ін. Суттєве значення відіграють продукти харчування, які містять значну кількість пектинів і мають радіозахисні властивості. До таких продуктів відносяться шипшина, чорна смородина, яблука, агрус, сік журавлини та ін.

Як правило, ефективний захист від іонізуючого випромінювання досягається при одночасному комплексному використанні зазначених організаційних, технічних, санітарно-гігієнічних та лікувально-профілактичних заходів та засобів. При їх виборі враховуються особливості джерел випромінювання. Так, основними заходами, направленими на захист від альфа- та бета-випромінювань, є заходи, що націлені на недопущення накопичення альфа- і бета-активних ізотопів в організмі людини та забруднення шкіри: використання спеціального одягу та взуття, протипилових респіраторів, обезпилення повітря, вологе прибирання помешкань, недопущення вживання радіоактивно забруднених харчових продуктів, води та інші. При роботі з джерелами гама- та рентгенівського випромінювання захист персоналу досягається шляхом зниження активності джерел випромінювання, обмеження часу роботи з ними, збільшення відстані до джерел, екранування джерела іонізуючого випромінювання або зони знаходження людини.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розглянуто забезпечення надійності функціонування розподільної мережі Шумського РЕМ.

Одержано наступні результати:

1. Проаналізовано електричну мережу 110 кВ Шумського району електромереж ВАТ «Тернопільобленерго», що дало змогу здійснити подальший розвиток мереж 35 кВ.

2. Здійснено обчислення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Забара» для найменшого та найбільшого режимів роботи мережі.

3. Запропоновані п'ять можливих варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Шумського РЕМ та обґрунтовано вибір підстанції «Забара» прохідного типу, що дасть змогу зберегти транзит потужності через високу сторону підстанції.

4. Показано схему заміщення для аналізу усталених режимів роботи електричної мережі 110 кВ Шумського РЕМ, що дасть змогу передбачити перевантаження силових трансформаторів та повітряних ліній електропередач.

5. Обґрунтовано побудову повітряної лінії електропередач з використанням проводу АС – 95 та встановлення двохтрансформаторної підстанції, потужність якої становить 5 МВА.

6. Здійснено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції для РП – 35 кВ і РП – 10 кВ.

7. На основі проведених розрахунків струмів коротких замикань здійснено вибір основного обладнання для розподільчих пристроїв 35 кВ і 10 кВ, а саме: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів напруги, трансформаторів струму, обмежувачів перенапруги, трансформаторів власних потреб, запобіжників.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України, - К., 2017.
2. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвертое, переработанное и дополненное.
4. Решетник В.Я. Електричні системи і мережі: Навчальний посібник – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.
6. «ABB Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.
7. <http://www.pkfenergo.ru/catalog/10506-transformator?page=2>
8. <https://www.toe.com.ua/index.php/component/content/article?id=2>
9. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з ВН 6-750 кВ. Інститут "Укренергомережпроект". Міністерство енергетики і електрифікації України. Київ. 1994 р.
10. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
11. Номенклатурний каталог продукції ВАТ «Запорізький трансформаторний завод». - 40 с.
12. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с. – (Вища освіта ХХІ століття).

13. Сисак І.М. Електричні системи та мережі [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1747): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>

ДОДАТКИ

Вибір потужності силових трансформаторів

Активні втрати виникають із-за споживання трансформаторами реактивної потужності і називаються приведеними.

Ці втрати визначаються по формулі:

$$\Delta P_{sh.tr} = \Delta P_{sh.xx} + K_{zav}^2 \cdot \Delta P_{sh.kz},$$

де $\Delta P_{sh.xx} = \Delta P_{xx} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{xx}$ - приведені втрати ХХ трансформатора, включають втрати в самому трансформаторі, і втрати, які створює трансформатор в елементах всієї системи електропостачання;

$$\Delta P_{sh.kz} = \Delta P_{kz} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{kz} - \text{приведені втрати короткого замикання};$$

ΔP_{xx} - втрати потужності ХХ трансформатора (в розрахунках їх приймають рівними втратам в сталі трансформатора);

ΔP_{kz} - втрати потужності короткого замикання (приблизно їх приймають рівним втратам в міді обмоток трансформатора);

$K_{zav.vtr}$ - коефіцієнт зміни втрат

$$K_{zav.vtr} = 0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр};$$

K_{zav} - коефіцієнт, який показує на скільки завантажений трансформатор;

$$\Delta Q_{xx} = S_{nom} \cdot \frac{I_{xx}}{100} - \text{реактивна потужність ХХ трансформатора};$$

$$\Delta Q_{kz} = S_{nom} \cdot \frac{U_{kz}}{100} - \text{реактивна потужність короткого замикання. Дана}$$

потужність споживається трансформатором при його номінальному навантаженні;

I_{xx} - струм ХХ трансформатора, %;

U_{kz} - напруга короткого замикання, %.

Порівняльний розрахунок трансформаторів
Потужність трансформаторів:

$$S_p := 2942 \text{ кВА}$$

Вибираємо два трансформатори, оскільки споживачі належать до II-III категорії. Так як трансформатори можуть працювати як в перевантаженому (на 40%), так і в недовантаженому режимі, будемо розраховувати два варіанти:

Перший варіант:

TM-1250 / TM-2500

Другий варіант:

TM-2500

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{\text{т1.1}} := 1250 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{т1.2}} := 2500 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

$$S_{\text{т2}} := 2500 \text{ кВА}$$

Визначимо коефіцієнти завантаження в нормальному і аварійному режимах:

Перший варіант:

$$K_{\text{zav.tr1.1.nom}} := \frac{S_p}{S_{\text{т1.1}} + S_{\text{т1.2}}} = 0.785$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{\text{zav.tr1.1.avar}} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{\text{т1.1}}} = 1.681 \quad K_{\text{zav.tr1.2.avar}} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{\text{т1.2}}} = 0.841$$

Другий варіант:

$$K_{\text{zav.tr2.nom}} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{\text{т2}}} = 0.588$$

$$K_{\text{zav.tr2.avar}} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{\text{т2}}} = 0.841$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. 7.3 [2]. Вартість трансформаторів виберемо із [7]:

Перший варіант:

$$\text{TM} - 1250: \quad \Delta P_{\text{хх.т1.1}} := 2.15 \text{ кВт} \quad \Delta P_{\text{кз.т1.1}} := 13.6 \text{ кВт} \quad I_{\text{хх.т1.1}} := 0.9 \%$$

$$U_{\text{кз.т1.1}} := 7 \% \quad C_{\text{т1.1}} := 280000 \text{ грн}$$

$$\text{TM} - 2500: \quad \Delta P_{\text{хх.т1.2}} := 3.7 \text{ кВт} \quad \Delta P_{\text{кз.т1.2}} := 26.7 \text{ кВт} \quad I_{\text{хх.т1.2}} := 0.9 \%$$

$$U_{\text{кз.т1.2}} := 7 \% \quad C_{\text{т1.2}} := 575000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 3.7 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 26.7 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 0.9 \%$$

$$U_{kz.tr2} := 7 \% \quad C_{tr2} := 575000 \text{ грн}$$

Час включення: $t_{vkl} := 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год}$

Коефіцієнт зміни втраг вибираємо з [3] ст. 86:

$$K_{zm.vtr} := 0.02 \frac{\text{кВт}}{\text{кВАр}}$$

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

Перший варіант:

ТМ – 1250:

$$\Delta Q_{xx.tr1.1} := S_{tr1.1} \cdot \frac{I_{xx.tr1.1}}{100} = 11.25 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1.1} := S_{tr1.1} \cdot \frac{U_{kz.tr1.1}}{100} = 87.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1.1} := \Delta P_{xx.tr1.1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1.1} = 2.375 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1.1} := \Delta P_{kz.tr1.1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1.1} = 15.35 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1.1} := \Delta P_{xx.sh.tr1.1} + K_{zav.tr1.1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1.1} = 11.82 \text{ кВт}$$

ТМ – 2500:

$$\Delta Q_{xx.tr1.2} := S_{tr1.2} \cdot \frac{I_{xx.tr1.2}}{100} = 22.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1.2} := S_{tr1.2} \cdot \frac{U_{kz.tr1.2}}{100} = 175 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1.2} := \Delta P_{xx.tr1.2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1.2} = 4.15 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1.2} := \Delta P_{kz.tr1.2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1.2} = 30.2 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1.2} := \Delta P_{xx.sh.tr1.2} + K_{zav.tr1.1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1.2} = 22.738 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := \Delta P_{sh.tr1.1} + \Delta P_{sh.tr1.2} = 34.561 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{\text{tr1}} := \Delta P_{1.2.\text{sh.tr1}} \cdot t_{\text{vkl}} = 302751.607 \quad \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (для промислових і прирівняних до них споживачів з приєднаною потужністю 750 кВА і більше 2-го класу до 35 кВ [8]):

$$m := 2.7515 \text{ грн}$$

Вартість витрат електроенергії за рік:

$$C_{e.\text{tr1}} := \Delta E_{\text{tr1}} \cdot m = 833021.046 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{\text{xx.tr2}} := S_{\text{tr2}} \cdot \frac{I_{\text{xx.tr2}}}{100} = 22.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{\text{kz.tr2}} := S_{\text{tr2}} \cdot \frac{U_{\text{kz.tr2}}}{100} = 175 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{\text{xx.sh.tr2}} := \Delta P_{\text{xx.tr2}} + K_{\text{zm.vtr}} \cdot \Delta Q_{\text{xx.tr2}} = 4.15 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{\text{kz.sh.tr2}} := \Delta P_{\text{kz.tr2}} + K_{\text{zm.vtr}} \cdot \Delta Q_{\text{kz.tr2}} = 30.2 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{\text{sh.tr2}} := \Delta P_{\text{xx.sh.tr2}} + K_{\text{zav.tr2.nom}}^2 \cdot \Delta P_{\text{kz.sh.tr2}} = 14.606 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.\text{sh.tr2}} := 2 \cdot \Delta P_{\text{sh.tr2}} = 29.211 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta E_{\text{tr2}} := \Delta P_{1.2.\text{sh.tr2}} \cdot t_{\text{vkl}} = 255891.509 \quad \text{кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.\text{tr2}} := \Delta E_{\text{tr2}} \cdot m = 704085.486 \quad \text{грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.\text{tr1}} := C_{\text{tr1.1}} + C_{\text{tr1.2}} = 855000 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.\text{tr2}} := 2 \cdot C_{\text{tr2}} = 1150000 \quad \text{грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

$$C_a = \phi \cdot K_{z.\text{tr}}$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.\text{tr1}} = 85500 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 115000 \text{ грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 918521.046 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 819085.486 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 2.967 \text{ роки}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ – 2500, оскільки має менші сумарні затрати.

Економічна ефективність при встановленні масляних трансформаторів ТМ-2500, а не масляних трансформаторів ТМ-2500 і ТМ-1250 буде становити:

$$E := C_1 - C_2 = 99435.56 \text{ грн}$$