

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

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
 Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

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

**ЗАВДАННЯ
 НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

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

1. Тема роботи Забезпечення надійності функціонування мережі 110 кВ
 Заліщицького РЕМ

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

Затверджені наказом ректора від « 01 » вересня 2020 року № 4/7-619

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

3. Вихідні дані до роботи Перелік силових трансформаторів, які встановлені на ПС електричної
 мережі Заліщицького 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 Заліщицького району 1 л. ф – А1

2. Варіанти розвитку Заліщицького району 1 л. ф – А1

3. Аналіз усталених режимів Заліщицького 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		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 2 вересня 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)

Головачук Ю.В.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Сисак І.М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Головачук Ю.В. Забезпечення надійності функціонування мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

Стор. – 78; рис. – 26; табл. – 24; креслень - 7; джерел - 14; додатків - 5.

В даній кваліфікаційній роботі магістра здійснено аналіз мережі Заліщицького району ВАТ “Тернопільобленерго”. Розраховано навантаження підстанції для максимального та мінімального режимів. Запропоновано сім можливих варіантів розвитку електричної мережі Заліщицького РЕМ. Проведено вибір марки проводу, потужності та кількості силових трансформаторів. Розглянуто різні варіанти схем електричних з’єднань для високої та низької сторони підстанції. Здійснено вибір комутуючої апаратури, вимірювальної апаратури, трансформаторів власних потреб. Запропоновано принципову схему підстанції 110/10 кВ.

Ключові слова: вимикач, електрична енергія, роз’єднувач, підстанція, обмежувач перенапруг, трансформатор власних потреб, електрична частина, коротке замикання.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Розподільні мережі. Їх призначення, класифікація. Резервування....	8
1.1.1 Радіальні розподільчі мережі. Схеми виконання.....	9
1.1.2 Магістральні розподільчі мережі. Схеми виконання.....	12
1.2 Надійність електропостачання споживачів.....	15
1.3 Висновки до розділу.....	16
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	17
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ Заліщицького району електромереж ВАТ “Тернопільобленерго”.....	17
2.2 Обчислення навантаження на підстанції «Угриньківці».....	25
2.3 Запропоновані варіанти розвитку електричної мережі Заліщицького РЕМ.....	26
2.4 Вибір проводів повітряних ліній електропередач.....	34
2.5 Вибір силових трансформаторів ПС «Угриньківці».....	34
2.6 Визначення параметрів елементів. Формування схеми заміщення електричної мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ.....	39
2.7 Висновки до розділу.....	43
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	44
3.1 Варіанти головної схеми електричних з'єднань.....	44
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	51
3.2.1 Розрахунок ударного струму.....	52
3.2.2 Розрахунок складових струму.....	52
3.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму.....	53
3.3 Вибір роз'єднувачів	54
3.3.1 Вибір роз'єднувачів на 110 кВ.....	54
3.3.2 Вибір роз'єднувачів на 10 кВ.....	54

	5
3.4 Вибір вимикачів	55
3.4.1 Вибір вимикачів на 110 кВ	55
3.4.2 Вибір вимикачів на 10 кВ	56
3.5 Вибір вимірювальної апаратури	56
3.6 Вибір трансформаторів струму	57
3.6.1 Вибір ТС на стороні 110 кВ.....	57
3.6.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ.....	59
3.7 Вибір ТН	61
3.7.1 Вибір ТН на стороні 110 кВ.....	61
3.7.2 Вибір ТН на стороні 10 кВ.....	62
3.8 Вибір ТВП.....	63
3.9 Вибір обмежувачів перенапруг для 110 кВ і 10 кВ	64
3.10 Вибір запобіжників на 10 кВ	65
3.11 Побудова принципової схеми ПС «Угриньківці».....	66
3.12 Висновки до розділу.....	69
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	70
4.1 Дія електричного струму на людину.....	70
4.2 Класифікація електроустановок та приміщень за небезпекою ураження електричним струмом.....	73
4.3 Дії населення і правила поведінки при аваріях на АЕС.....	74
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	77
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Вибір потужності силових трансформаторів.....	2
Додаток Б. Порівняльний розрахунок трансформаторів.....	3

ВСТУП

Актуальність теми. Для підвищення ефективності функціонування електричних мереж можуть застосовуватися різні методи, включаючи резервування. В загальному випадку необхідна надійність живлення для системи електропостачання може бути забезпечена необхідною кількістю генераторів, трансформаторів, секцій шин та ліній живлення.

Надійність характеризується здатністю системи електропостачання та її елементів, до складу яких входять повітряні та кабельні лінії, силові трансформатори, електричні апарати, забезпечити споживача електроенергією належної якості без аварійних перерв, що приводять до порушення плану виробництва, аварій в електричній і технологічній частинах обладнання.

Надійність системи електропостачання залежить від побудови її схеми, ступеня резервування і надійності окремих елементів з врахуванням їх перевантажувальної здатності.

Оцінюючи степінь надійності, необхідно об'єднати як електротехнічну, так і технологічну частину механізму, агрегати або установки. Категорія надійності споживача повинна визначитися з врахуванням резервування в технологічній частині агрегату. Недоцільно резервувати електричну частину агрегату або схему його живлення при відсутності резерву в технологічній частині.

Тому, підвищення надійності функціонування електричних мереж є дуже актуальною задачею.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності функціонування мережі 110 кВ Заліщицького району електромереж

Необхідно розв'язати наступні завдання:

– проаналізувати електричну мережу 110 кВ Заліщицького РЕМ та провести розрахунок найменшого та найбільшого навантажень ПС;

– запропонувати різні варіанти нового проектування мережі 110 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 110 кВ та 10 кВ, а також здійснити вибір основного обладнання підстанції 110/10 кВ

Об'єкт дослідження – електричні мережі 110/10 кВ

Предмет дослідження – заходи забезпечення надійності функціонування мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ

Наукова новизна отриманих результатів – отримало подальший розвиток впровадження заходів забезпечення надійності функціонування мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ

Практичне значення отриманих результатів – запропоноване рішення по встановленню двохтрансформаторної ПС 110/10 кВ дасть змогу оптимізувати розподіл електроенергії Заліщицького 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 (14 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 78 сторінок, 24 таблиці, 26 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Розподільні мережі. Їх призначення, класифікація. Резервування

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

До розподільних мереж відносять електричні мережі з напругою включно 110 кВ.

На рис. 1.1 показана схема електричної мережі енергосистеми [1].

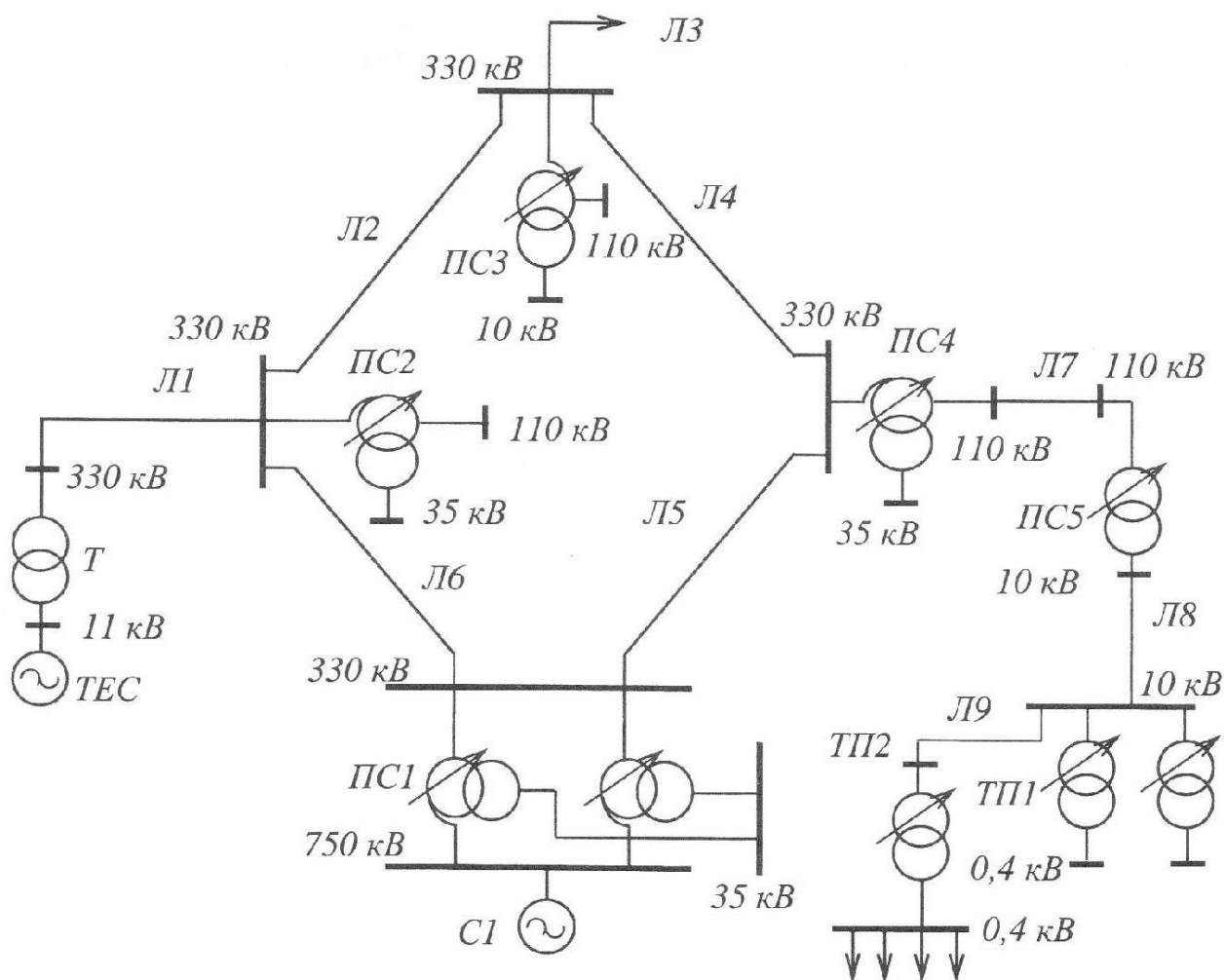


Рисунок 1.1 – Схема електричної мережі енергосистеми

На даній схемі електрична мережа 330кВ виконує функцію системоутворюючої мережі, а електрична мережа 110кВ - розподільної.

Схеми розподільних мереж поділяють на [7]:

- радіальні (паралельне з'єднання);
- магістральні (послідовне з'єднання);
- кільцеві (петлеві);
- змішані (послідовно-паралельне з'єднання).

1.1.1 Радіальні розподільчі мережі. Схеми виконання

Радіальні схеми електричних мереж можна поділити на:

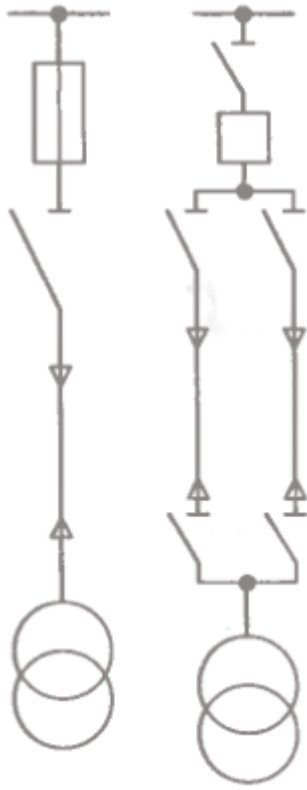
- одноступеневі;
- двоступеневі;
- багатоступеневі.

На рис. 1.2 показано одноступеневі радіальні мережі [7]. Дані схеми застосовують зазвичай на малих підприємствах для живлення окремих груп потужних споживачів з однорідним характером роботи. Також їх застосовують для живлення окремих трансформаторних підстанцій в міських та сільськогосподарських мережах.

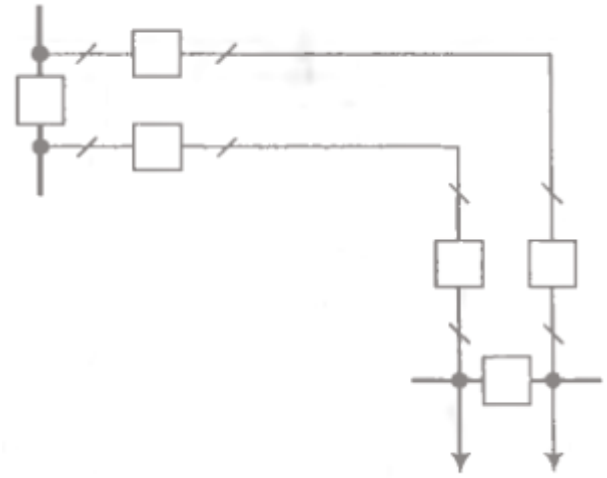
На рис. 1.2, а показано живлення ТП одноколловою радіальною лінією. Дана схема використовується за відсутності споживачів I та II категорії. В іншому випадку використовується схема з двома кабелями.

На рис. 1.2, б показано взаємне резервування живлення розподільного пристрою, а на рис. 1.2, в – резервування з використанням окремої лінії від незалежного джерела живлення.

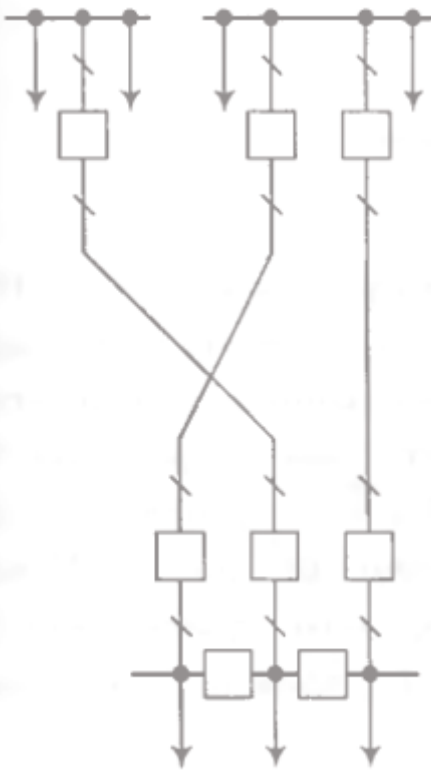
На рис. 1.2, г показана схема з одним вимикачем на декілька ліній.



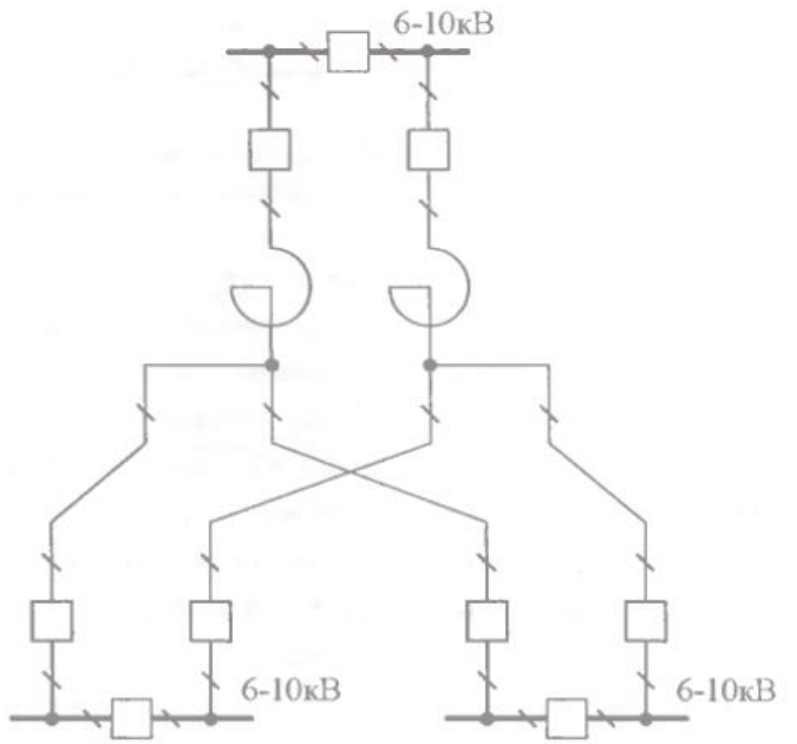
а)



б)



в)



г)

Рисунок 1.2 – Одноступеневі розподільні мережі

Подвійними лініями виконуються радіальні схеми живлення розподільних пристроїв (рис. 1.3). В даній схемі кожна з ліній отримує живлення від окремої секції шин головної понижуючої підстанції [7].

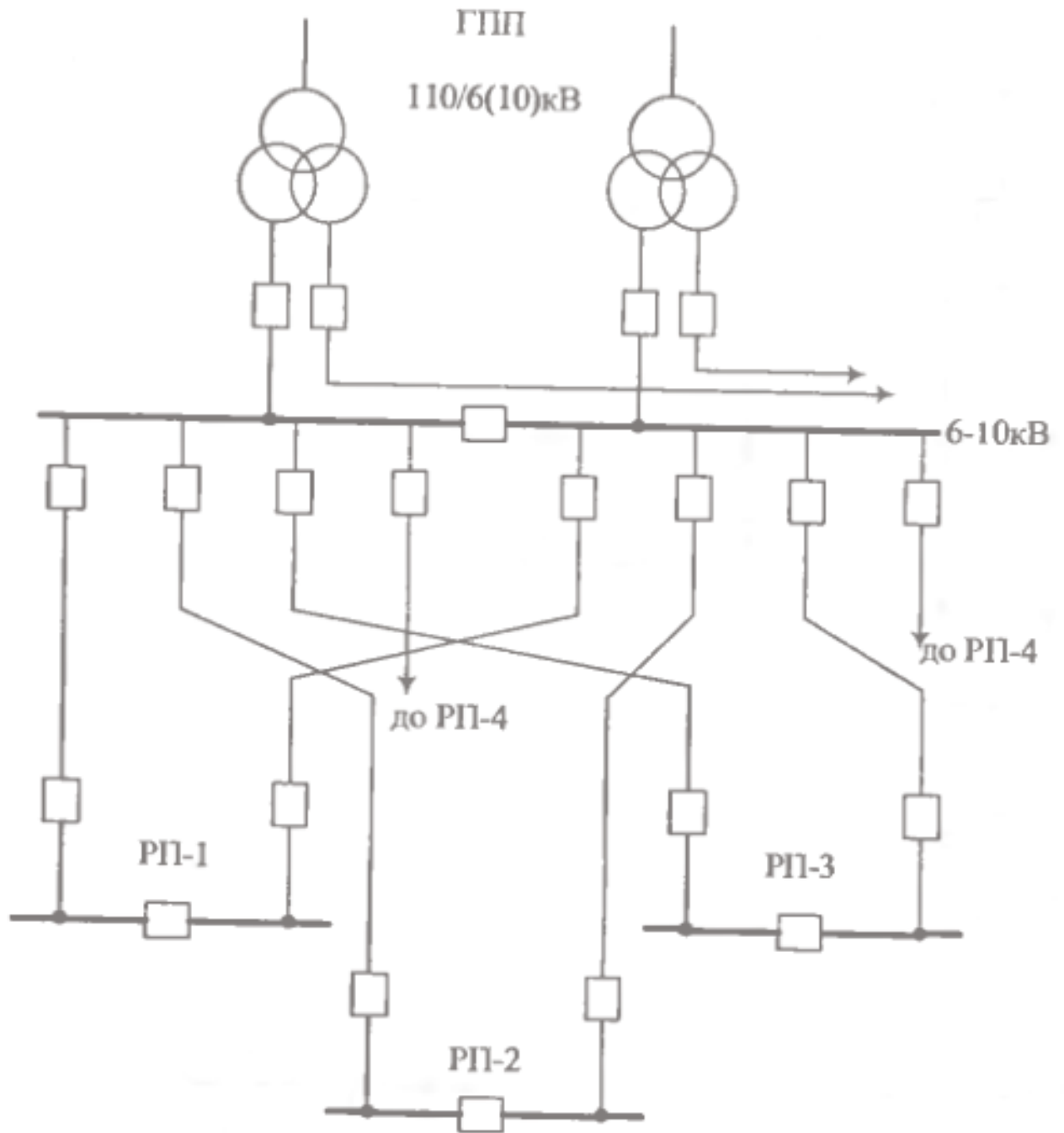


Рисунок 1.3 – Радіальне живлення розподільних пристроїв

На рис. 1.4 показана двоступенева схема живлення від головної понижуючої підстанції.

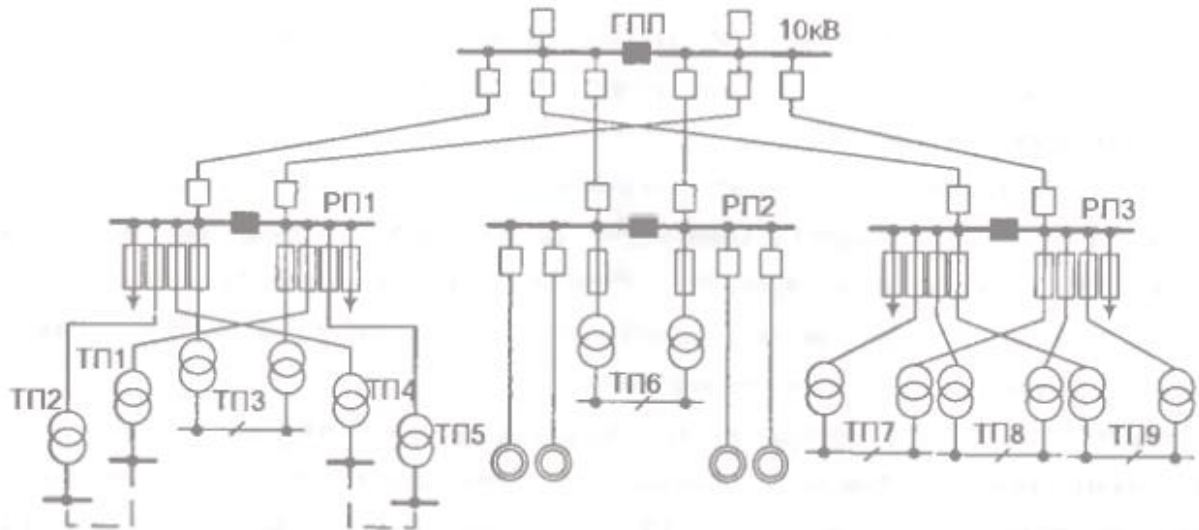


Рисунок 1.4 - Двоступенева схема живлення від головної понижуючої підстанції.

Дані радіальні схеми використовують на середніх та великих промислових підприємствах.

На схемі:

- РП1 – призначене для живлення виробництва з потужними перетворювачами;
- РП2 – двигунів 6 кВ;
- РП3 – живлення цехових ТП.

Багатоступеневі радіальні схеми застосовуються рідко.

1.1.2 Магістральні розподільчі мережі. Схеми виконання

Магістральні електричні мережі можна поділити на:

- Одинарні;
- Наскрізні зустрічні (мережі з двостороннім живленням);

- Подвійні наскрізні (з двома паралельними магістралями);
- Кільцеві розімкнені;
- Кільцеві замкнені.

По надійності їх можна поділити на дві групи:

- Перша група;
- Друга група.

Перша група включає одинарні і кільцеві схеми. Друга група включає схеми з двома паралельними магістралями. Друга група є більш надійнішою з точки зору електропостачання.

Як правило, для живлення трансформаторних підстанцій використовують магістральні схеми.

На рис. 1.5 показано магістральні схеми з одностороннім живленням [7].

На рис. 1.5, а показано одинарну магістральну схему з одностороннім живленням. На рис. 1.5, б показано подвійну магістральну схему з одностороннім живленням. На рис. 1.5, в показано одинарну з загальною резервною магістраллю схему з одностороннім живленням. На рис. 1.5, г показано кільцеву розімкнену магістральну схему з одностороннім живленням. На рис. 1.5, д показано схему подвійної магістралі зі збірними шинами високої напруги на цехових підстанціях. На рис. 1.5, ж показано подвійної магістралі без збірних шин високої напруги на цехових підстанціях.

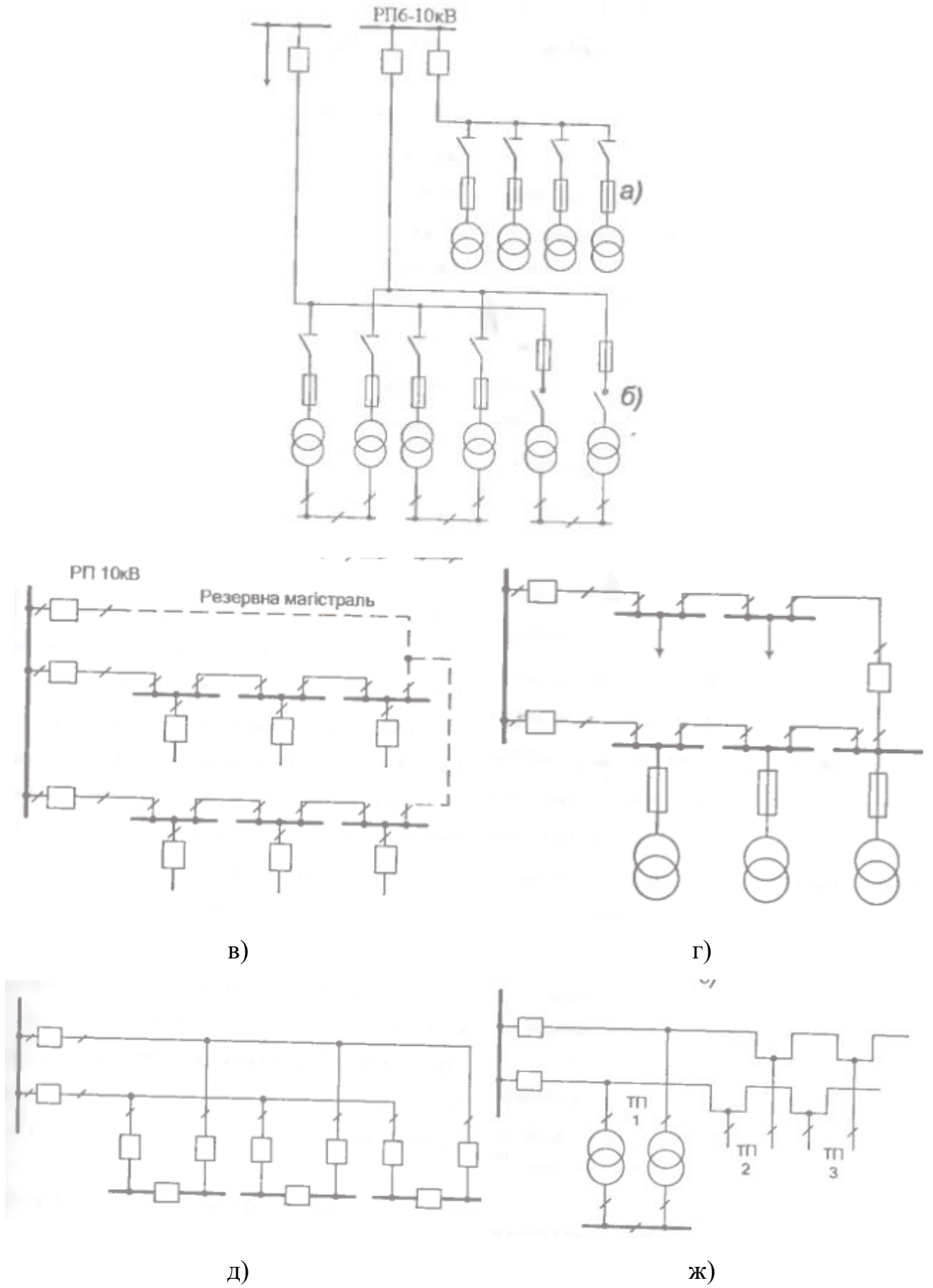


Рисунок 1.5 - магістральні схеми з одностороннім живленням

1.2 Надійність електропостачання споживачів

Згідно ПУЕ [8] по надійності електропостачання споживачі електроенергії можна поділити на три категорії.

I категорія – споживачі електричної енергії, в яких не допускається перерва в електропостачанні на значний час, а тільки на час спрацювання *АВР*. Перерва в електропостачанні для такої категорії споживачів може привести до:

- значних збитків;
- небезпеки для життя людей;
- пошкодженню обладнання;
- браку продукції;
- порушення технологічного процесу;
- пожеж;
- вибухів.

Живлення повинно здійснюватися двома незалежними взаємно резервованими джерелами живлення.

II категорія – споживачі електричної енергії, в яких перерва в електропостачанні допускається до 1 години. Перерва в електропостачанні для такої категорії споживачів може привести до:

- недовипуску продукції;
- простоям.

Живлення повинно здійснюватися двома незалежними взаємно резервованими джерелами живлення.

III категорія – всі інші споживачі.

Живлення може здійснюватися одним джерелом живлення.

1.3 Висновки до розділу

1. Проаналізовано класифікацію розподільних електричних мереж з прикладами побудови схем.

2. Розглянуто класифікацію споживачів згідно ПУЕ по надійності електропостачання: наслідки від перерв в електропостачанні; тривалість перерв, вимоги до живлення даних споживачів.

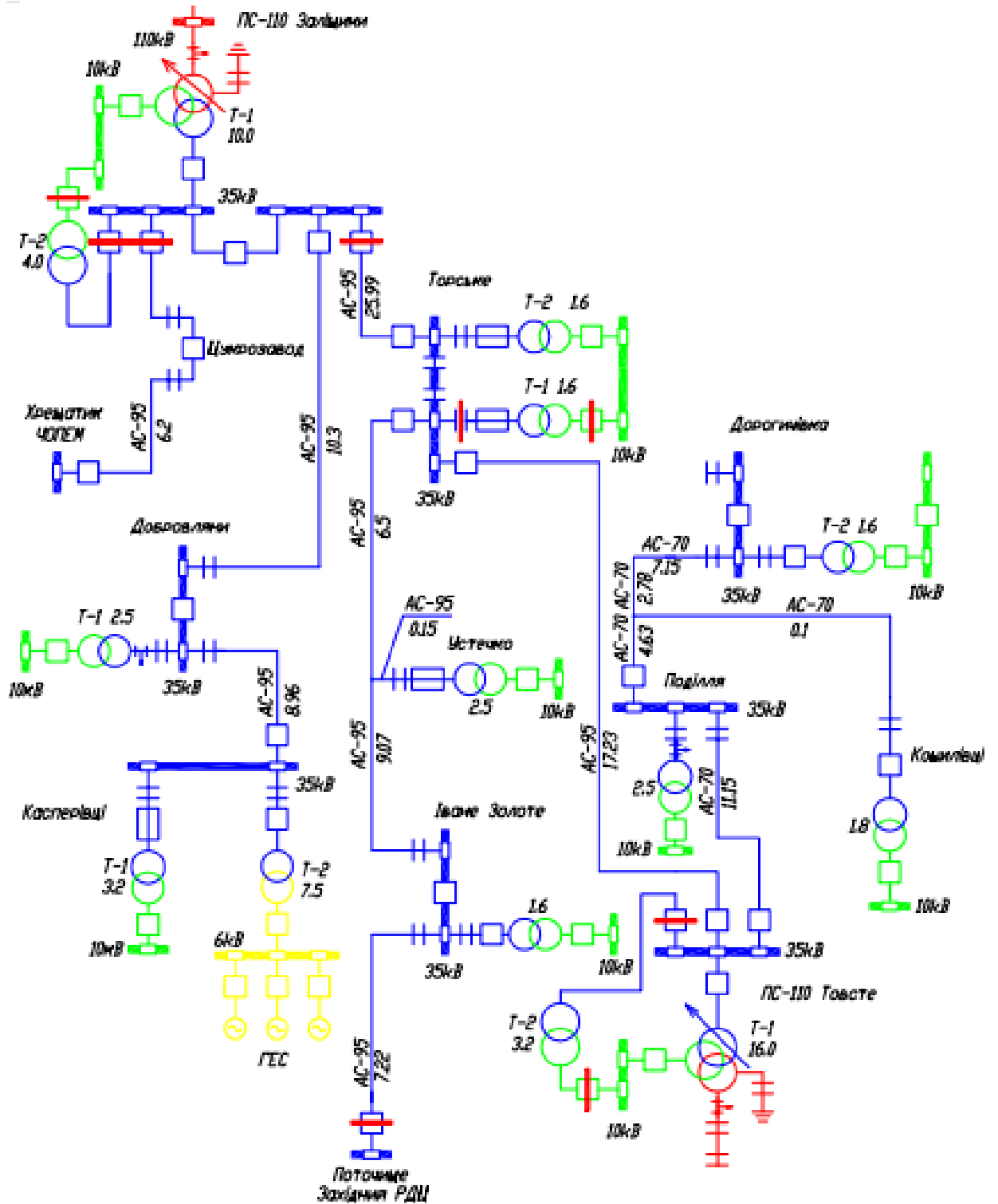
Для проведення характеристики електричної мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» розглянемо фрагмент карти електричних мереж (35-750 кВ) Тернопільської області, а саме Заліщицький район електромереж, представлений на рис. 2.2.



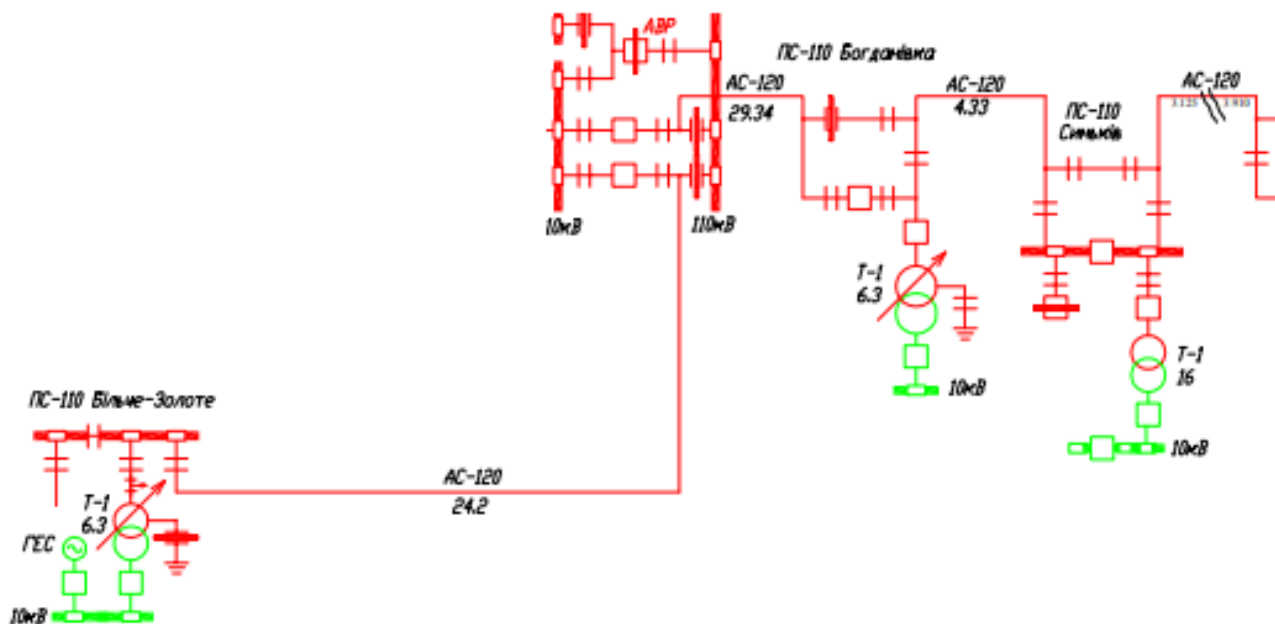
Рисунок 2.2 – Фрагмент карти електричних мереж (35-750 кВ) Заліщицького району електромереж Тернопільської області

На рис. 2.3 показано фрагмент електричної мережі 110 кВ Заліщицького району ВАТ «Тернопільобленерго». Дана електрична мережа живить міста, села та підстанції: Залішки, Добровляни, Касперівці, Дорогичівка, Кошилівці, Поділля, Товсте, Устечко, Торське, Іване-Золоте, ПС Хрещатик та ПС Цукрозавод. Живлення населених пунктів та підстанцій здійснюється від шин

110 кВ підстанції Заліщики. Даний фрагмент електричної мережі 110 кВ Заліщицького району ВАТ «Тернопільобленерго» взято з схеми з'єднань мережі 35/110/330 кВ – однолінійної схеми нормального режиму ВАТ «Тернопільобленерго».



a)



б)

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

а) основний фрагмент; б) додатковий фрагмент

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

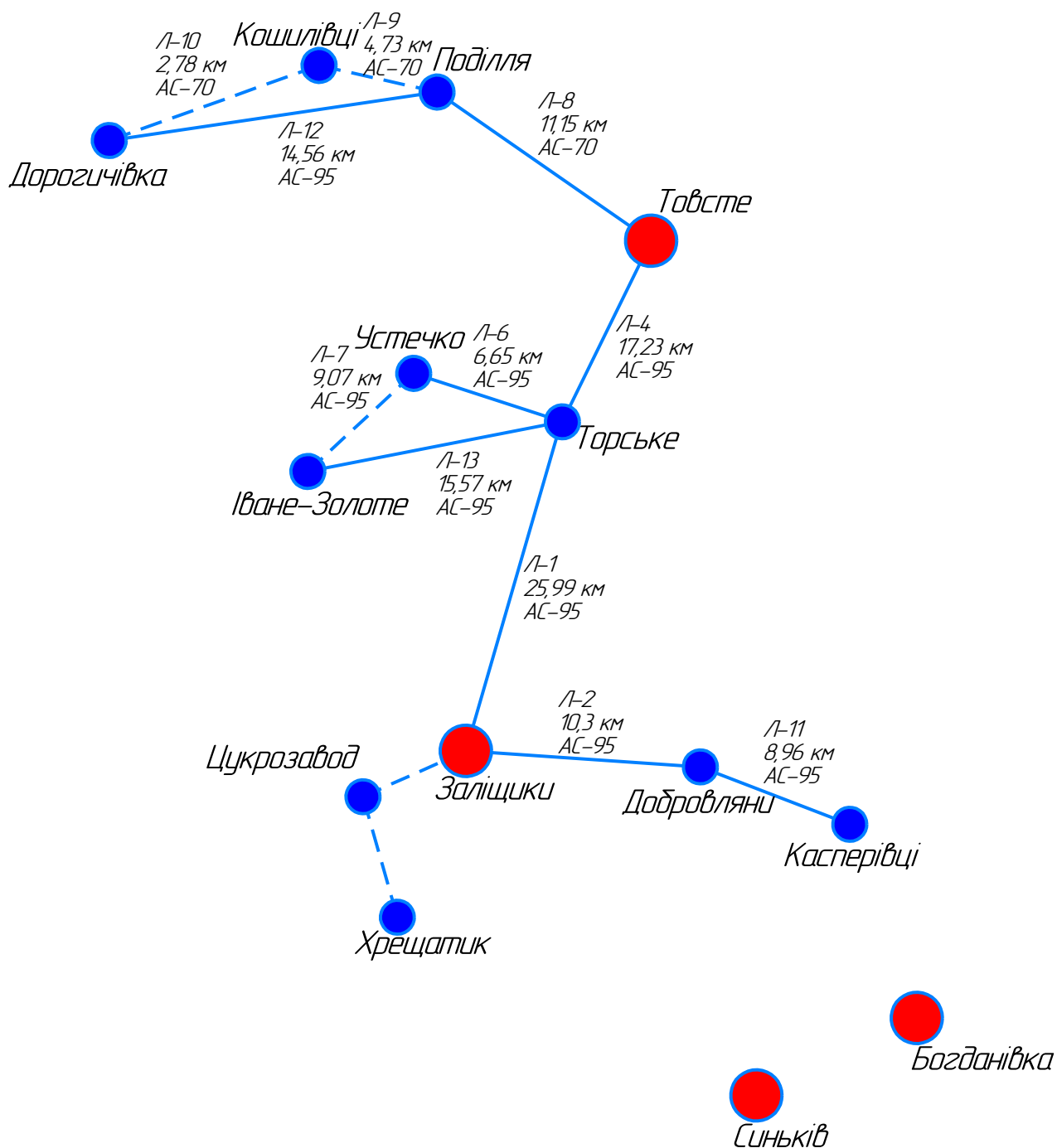


Рисунок 2.4 – Географічне розташування підстанцій електричної мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

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

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

Назва підстанції	Потужність силових трансформаторів, напруга на високій стороні	Номінальна потужність силових трансформаторів, <i>MVA</i>	Номінальна напруга, <i>kV</i>		
			Висока напруга	Середня напруга	Низька напруга
Дорогичівка	1600/35	1.6	35.5	-	11
Кошилівці	1800/35	1.8	35.5	-	11
Поділля	2500/35	2.5	35.5	-	11
Устечко	2500/35	2.5	35.5	-	11
Іване-Золоте	1600/35	1.6	35.5	-	11
Товсте	16000/ 110	16	115	35.5	11
	3200/35	3.2	35.5	-	11
Добровляни	2500/35	2.5	35.5	-	11
Касперівці	3200/35	3.2	35.5	-	11
Заліщики	10000/110	10	115	35.5	11
	4000/35	4	35.5	-	11
Торське	1600/110	1.6	35.5	-	11
	1600/110	1.6	35.5	-	11
Богданівка	6300/110	6.3	115	-	11
Синьків	16000/110	16	115	-	11
Касперівська ГЕС	7500/35	7.5	35.5	-	6.5

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

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

Початок	Кінець	Марка проводу, січення	Довжина проводу, км
Заліщики	Торське	АС-95	25,99
Заліщики	Добровляни	АС-95	10,3
Добровляни	Касперівці	АС-95	8,96
Торське	Устечко	АС-95	6,5
		АС-95	0,15
Торське	Іване-золоте	АС-95	6,5
		АС-95	9,07
Торське	Товсте	АС-95	17,23
Товсте	Поділля	АС-70	11,15
Поділля	Кошилівці	АС-70	4,63
		АС-70	0,1
Поділля	Дорогичівка	АС-70	4,63
		АС-70	2,78
		АС-70	7,15

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



Рисунок 2.5 – Карта населених пунктів Заліщицького району Тернопільської області

В даній кваліфікаційній роботі здійснюється розробка системи електропостачання ПС 110/10 кВ «Угриньківці». Це дасть змогу оптимізувати режими роботи електричної мережі Заліщицького району електромереж, що в свою чергу забезпечить якість електричної енергії для споживачів.

Загальне навантаження ПС «Угриньківці» буде становити $P_{ПС} = 10 \text{ МВт}$. 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 «Угриньківці» 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	3
III	70	7

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 «Угриньківці»

Загальне навантаження ПС «Угриньківці» буде становити $P_{ПС} = 10 \text{ МВт}$. 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 «Угриньківці»:

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

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

$$Q_{\max} = 10 \cdot tg(\arccos(0,85)) = 6,2 \text{ МВАр}$$

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

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

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

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

$$P_{\min} = 10 \cdot 0,55 = 5,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{\max} = 5,5 \cdot tg(\arccos(0,85)) = 3,41 \text{ МВАр}.$$

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

Таблиця 2.4 - Значення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Угриньківці» 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
		$P_{\max}, \text{МВт}$	$Q_{\max}, \text{МВАр}$	$P_{\min}, \text{МВт}$	$Q_{\min}, \text{МВАр}$
10	10	10	6,2	5,5	3,41

2.3 Запропоновані варіанти розвитку електричної мережі Заліщицького РЕМ

Згідно проведеної характеристики Заліщицького району електромереж запропоновано сім 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 двоколова лінія Л – 14 довжиною 15,1 км проводом АС–120 з ПС «Товсте» до ПС «Угриньківці». ПС "Угриньківці" в даному випадку буде тупіковою.

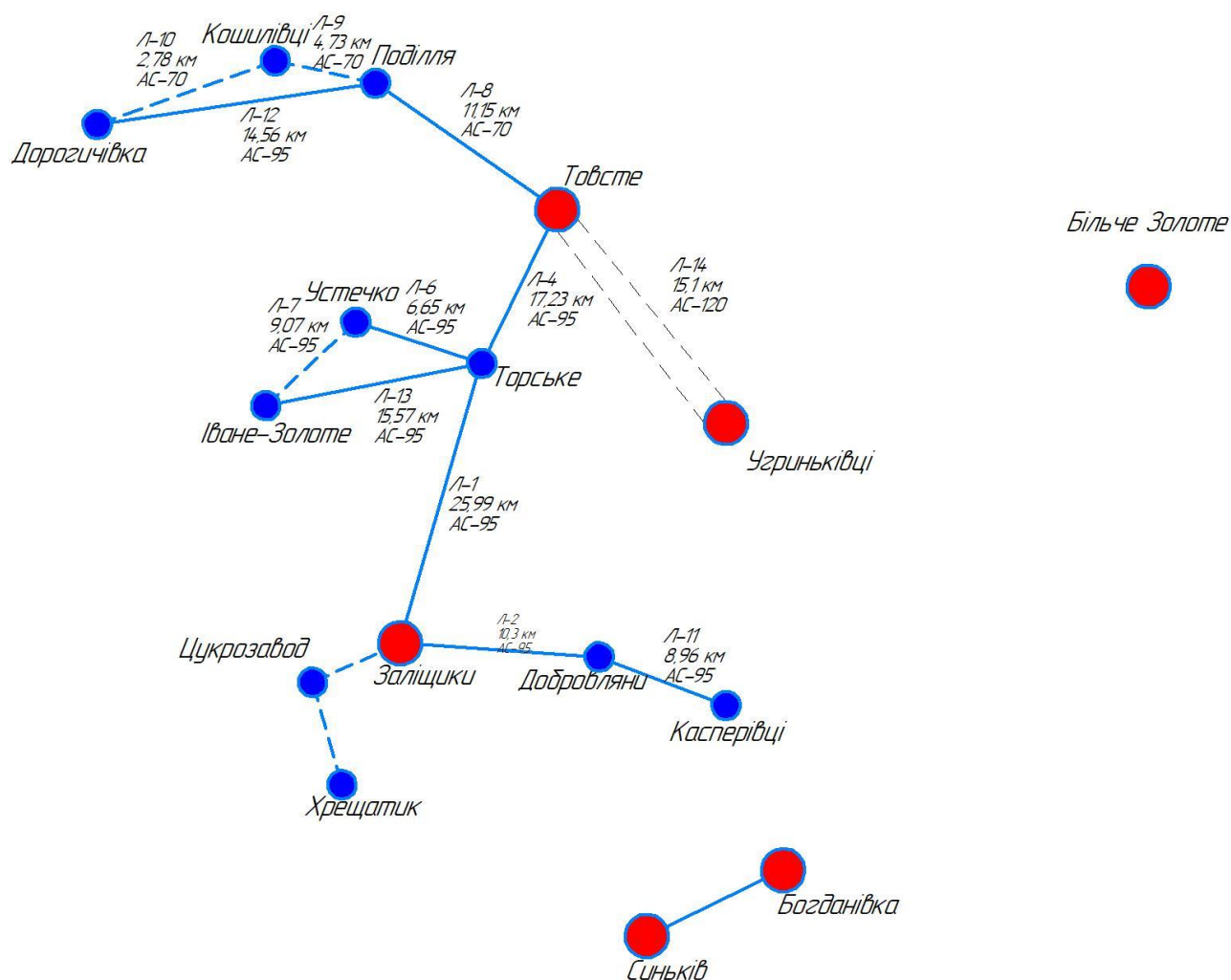


Рисунок 2.6 – Заліщицький РЕМ. 1 варіант розвитку мережі

В2.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.7. У цьому запропонованому варіанті будується двоколова лінія Л – 14 довжиною 17,5 км проводом АС – 120 з ПС «Заліщики» до ПС «Угриньківці». ПС "Угриньківці" в даному випадку буде тупіковою.

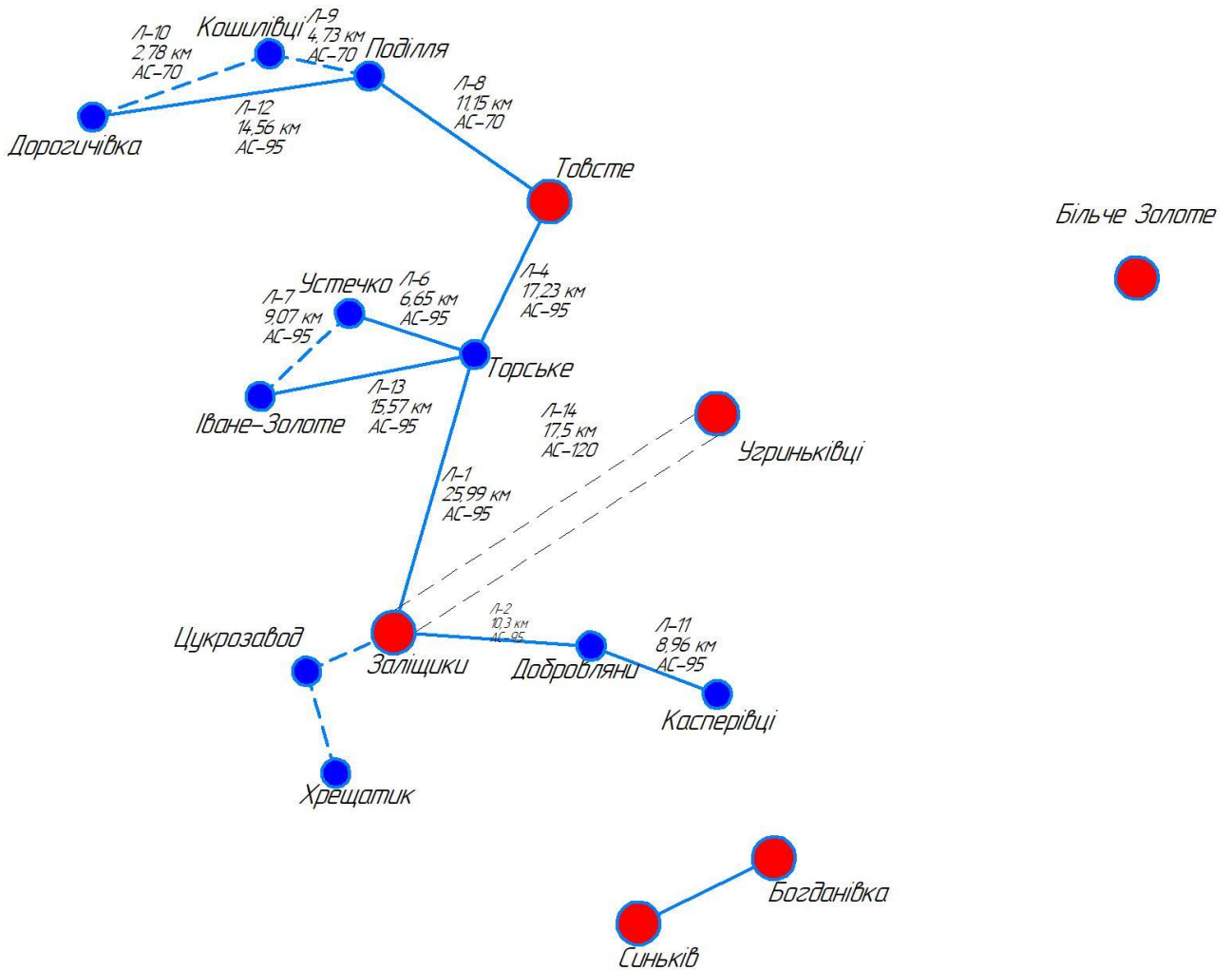


Рисунок 2.7 – Заліщицький РЕМ. 2 варіант розвитку мережі

ВЗ.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.8. У цьому запропонованому варіанті будується двоколова лінія Л-14 довжиною 39,3 км проводом АС-120 з ПС «Більче Золоте» до ПС «Угриньківці». ПС "Угриньківці" в даному випадку буде тупіковою.

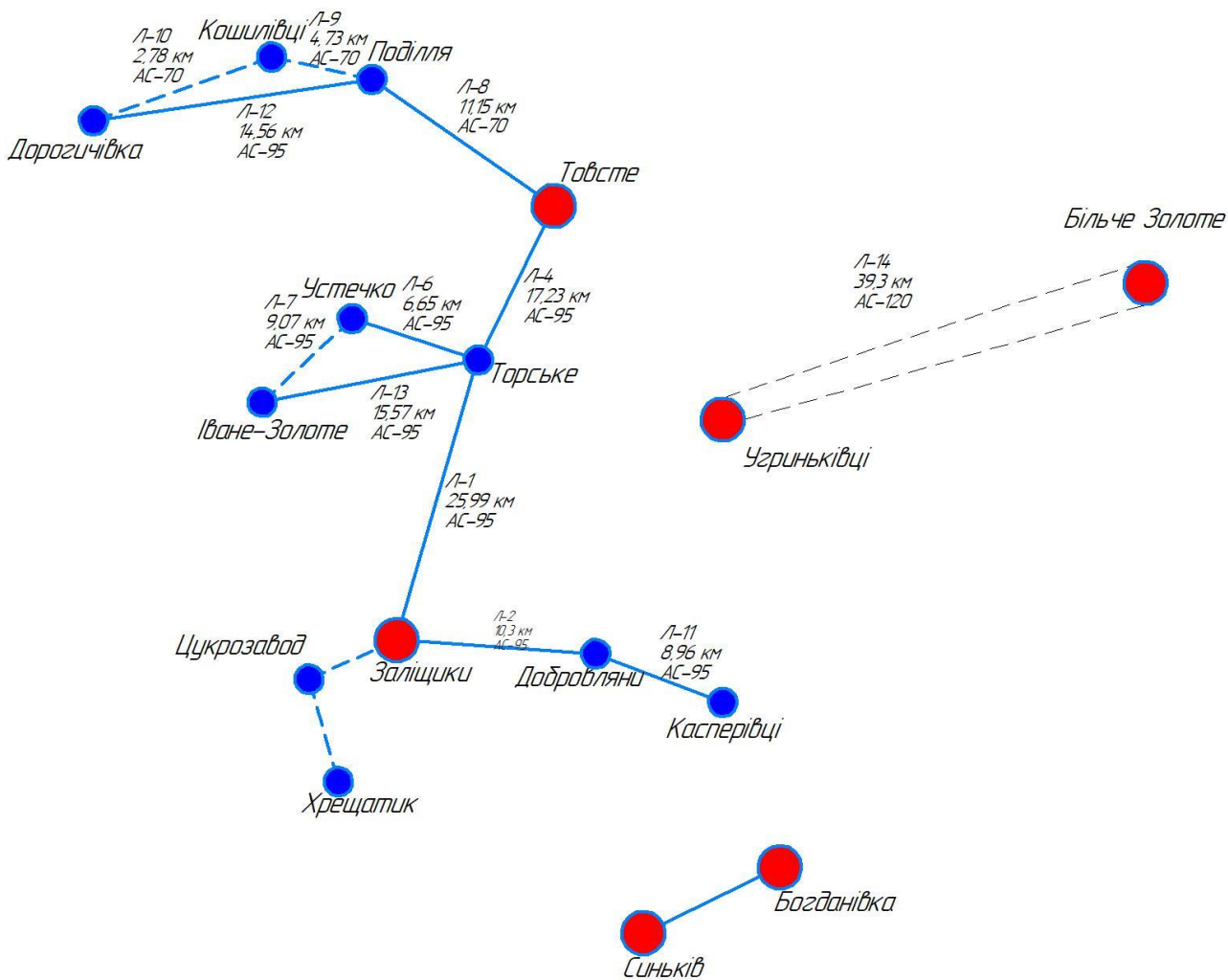


Рисунок 2.8 – Заліщицький РЕМ. 3 варіант розвитку мережі

В4.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту приведена на рис. 2.9. У цьому запропонованому варіанті будується одна одноколова лінія Л-14 довжиною 15,1 км проводом АС-120 з ПС «Товсте» до ПС «Угриньківці» та одноколова лінія Л-15 довжиною 17,5 км проводом АС-120 з ПС «Заліщики» до ПС «Угриньківці». ПС "Угриньківці" в даному випадку буде прохідною.

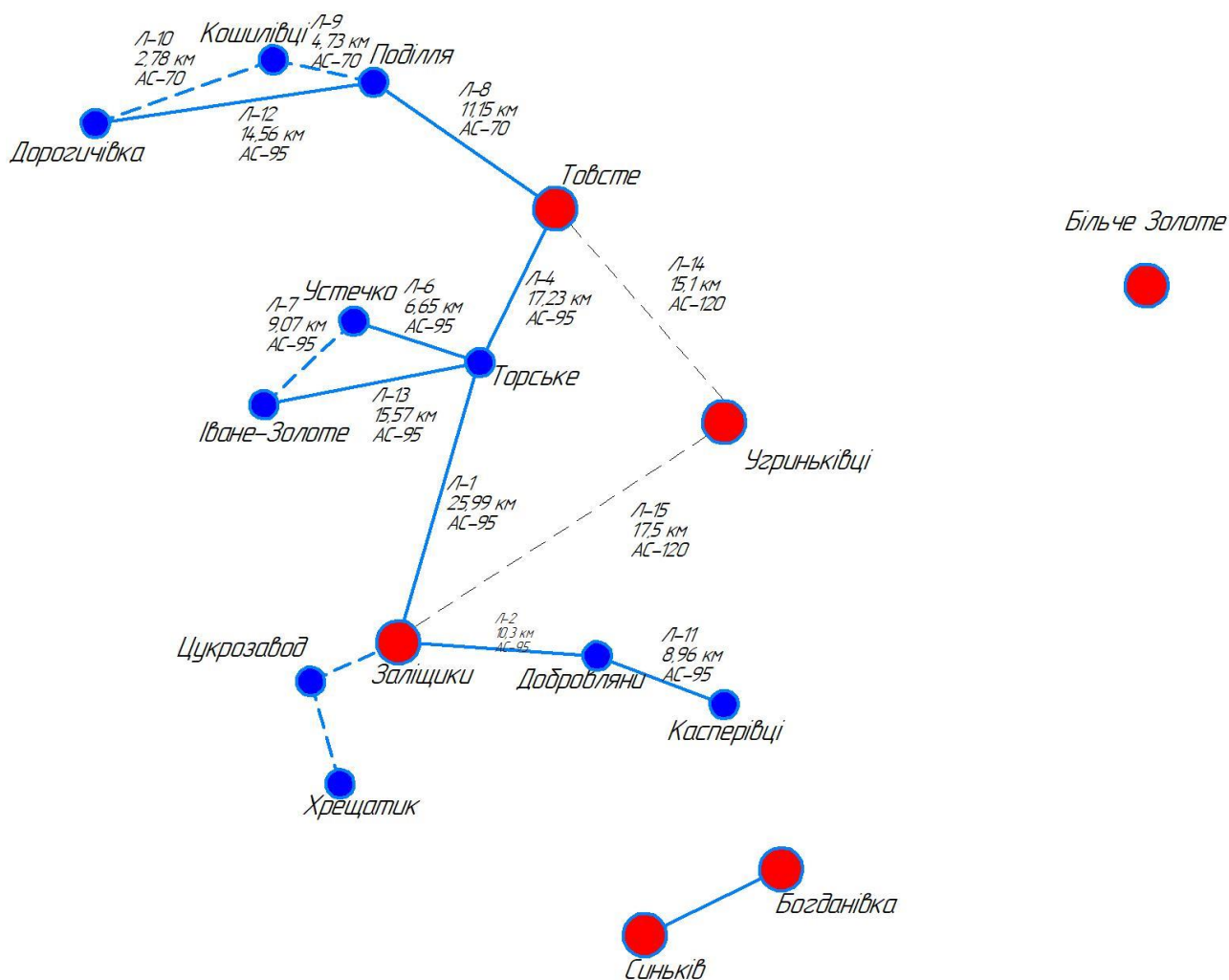


Рисунок 2.9 – Заліщицький РЕМ. 4 варіант розвитку мережі

B5.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.10. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л – 14 довжиною 15,1 км проводом АС–120 з ПС «Товсте» до ПС «Угриньківці» та одноколова лінія Л – 15 довжиною 39,3 км проводом АС–120 з ПС «Золотий Потік» до ПС «Угриньківці». ПС "Угриньківці" в даному випадку буде прохідною.

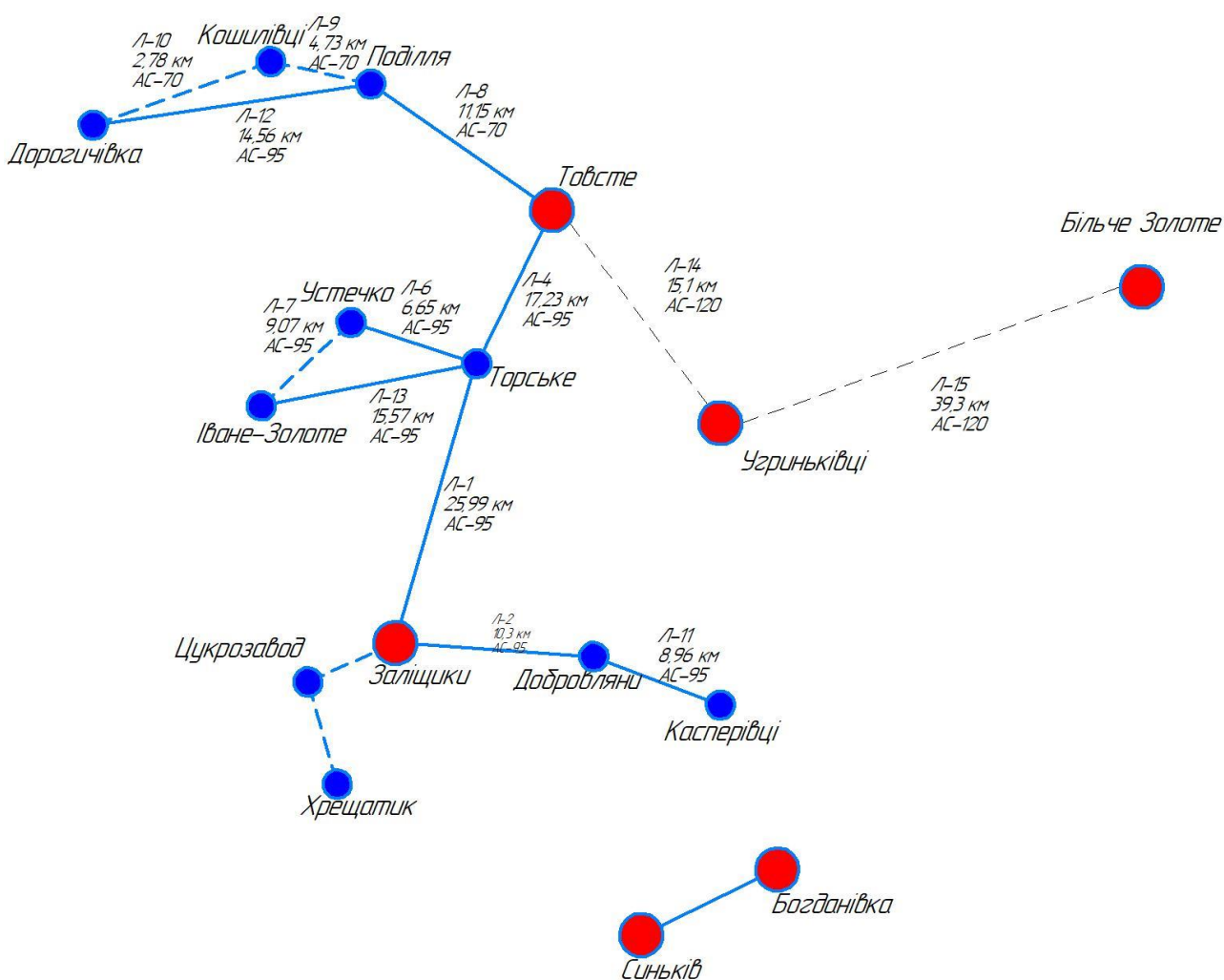


Рисунок 2.10 – Заліщицький РЕМ. 5 варіант розвитку мережі

В6.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.11. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л – 14 довжиною 17,5 км проводом АС–120 з ПС «Заліщики» до ПС «Угриньківці» та одноколова лінія Л – 15 довжиною 39,3 км проводом АС–120 з ПС «Золотий Потік» до ПС «Угриньківці». ПС "Угриньківці" в даному випадку буде прохідною.

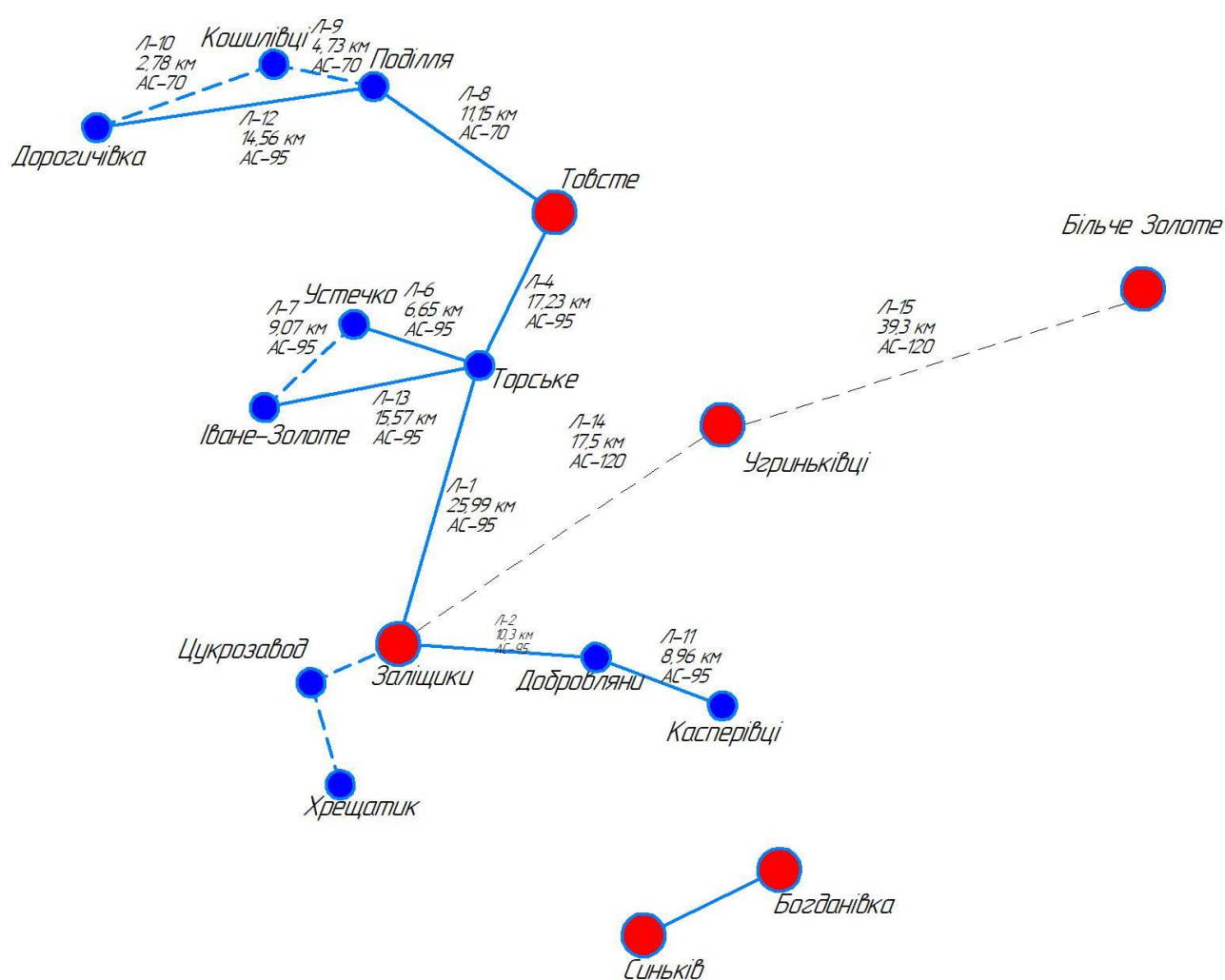


Рисунок 2.11 – Заліщицький РЕМ. 6 варіант розвитку мережі

В7.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.12. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л – 14 довжиною 15,1 км проводом АС–120 з ПС «Товсте» до ПС «Угриньківці», одноколова лінія Л – 15 довжиною 39,3 км проводом АС–120 з ПС «Золотий Потік» до ПС «Угриньківці» та одноколова лінія Л – 16 довжиною 17,5 км проводом АС–120 з ПС «Заліщики» до ПС «Угриньківці». ПС "Угриньківці" в даному випадку буде вузловою.

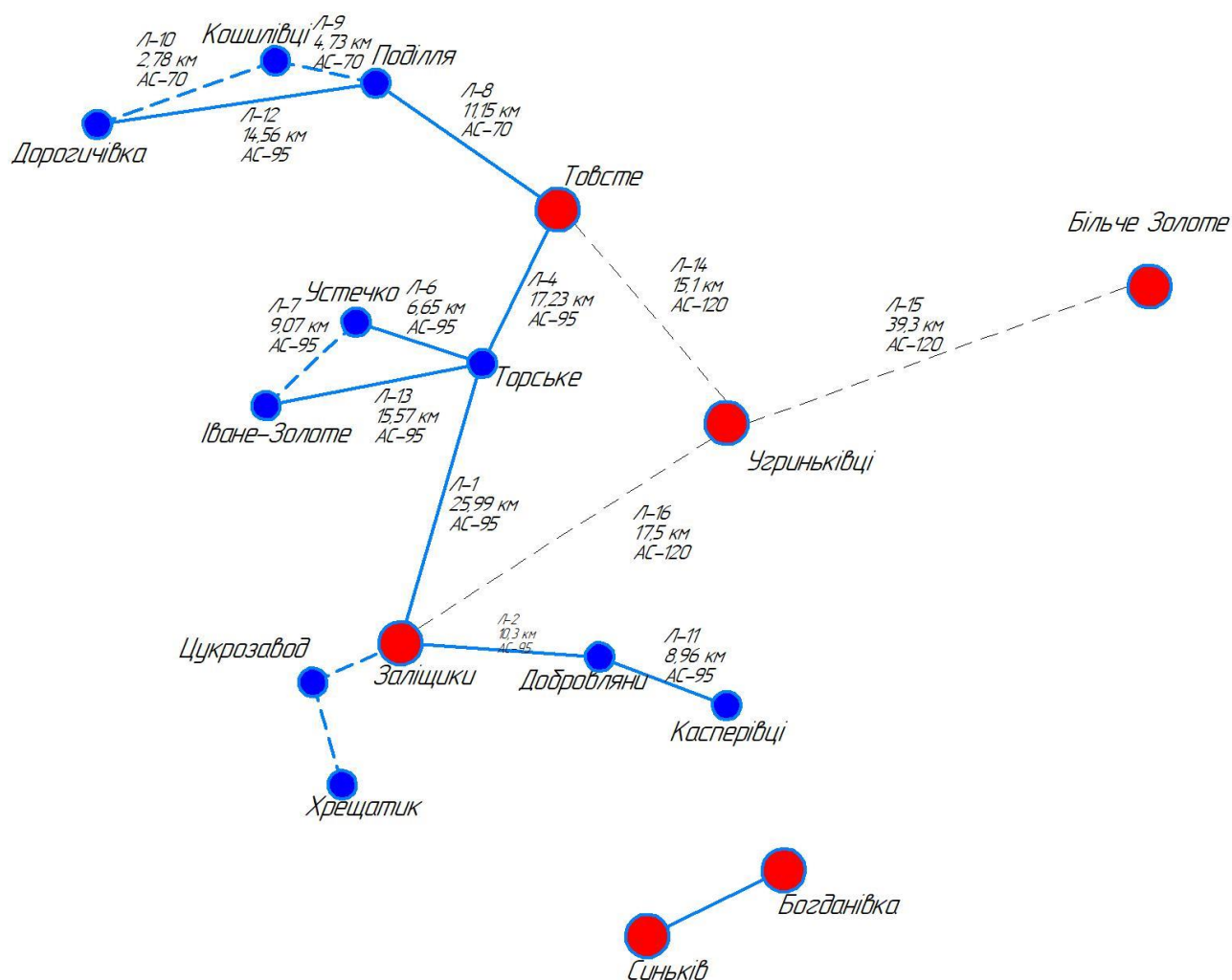


Рисунок 2.12 – Заліщицький РЕМ. 7 варіант розвитку мережі

В результаті розглянутих семи варіантів було вибрано перший варіант. Цей вибір обґрунтовано тим, що побудова підстанції «Угриньківці» тупікового типу дасть змогу зекономити кошти за рахунок побудови дешевшої лінії електропередач та побудови дешевшого ВРП 110 кВ.

2.4 Вибір проводів повітряних ліній електропередач

Оскільки усі існуючі повітряні лінії електропередач мережі Заліщицького РЕМ виконані проводами марки АС-70 і АС-95, нові повітряні лінії електропередач 110 кВ проектуємо маркою проводу АС-120.

Погонні параметри проводу згідно [1]:

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

З умов нагрівання допустимий струм проводу - 380 А. Температура навколишнього приймається рівною +25°С.

Максимальний струм відповідає навантаженню підстанції «Угриньківці».

$$I = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{11760}{\sqrt{3} \cdot 110} = 61,7 \text{ А}.$$

Провід АС-120 згідно максимального струму навантаження проходить.

2.5 Вибір силових трансформаторів ПС «Угриньківці»

Оскільки споживачі даної підстанції відносяться до II та III категорії по надійності електропостачання, дана ПС «Угриньківці» 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:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{10^2 + 6,2^2}}{1,4} = 8,4 \text{ МВА.}$$

Значення втрат КЗ, втрат ХХ, напруги КЗ, струму ХХ вибираємо з табл. 7.3 [1]. Вартість трансформаторів вибираємо з [11]:

В першому варіанті розглядаємо два трансформатори потужністю 6300 кВА.

Варіант 1 (В1):

Для ТМ 6300 кВА:

$$\begin{aligned} S_m &= 6300 \text{ кВА} \\ ТМ &- 6300 / 110 \\ \Delta P_{кз} &= 10 \text{ кВт} \\ \Delta P_{хх} &= 44 \text{ кВт} \\ I_{хх} &= 1 \% \\ U_{к.з} &= 10,5 \% \\ Ц &= 300 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

В другому варіанті приймаємо два трансформатори по 10000 кВА.

Варіант 2 (В2)

$$\begin{aligned} S_m &= 10000 \text{ кВА} \\ ТМ &- 10000 / 110 \\ \Delta P_{кз} &= 58 \text{ кВт} \\ \Delta P_{хх} &= 14 \text{ кВт} \\ I_{хх} &= 0,9 \% \\ U_{к.з} &= 10,5 \% \\ Ц &= 500 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

З [9] ст. 86 вибираємо коефіцієнт зміни втрат:

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

Приведені втрати електричної енергії:

B1:

$$\Delta Q_{xx} = 6300 \cdot \frac{1}{100} = 63 \text{ кВАр} ;$$

$$\Delta Q_{кз} = 6300 \cdot \frac{10,5}{100} = 661 \text{ кВАр} ;$$

$$\Delta P'_{xx} = 10 + 0,02 \cdot 63 = 2,375 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta P'_{кз} = 44 + 0,02 \cdot 661 = 57,23 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta P'_1 = 11,26 + 0,933^2 \cdot 57,23 = 61,114 \text{ кВт} .$$

B2:

$$\Delta Q_{xx} = 10000 \cdot \frac{0,9}{100} = 90 \text{ кВАр} ;$$

$$\Delta Q_{кз} = 10000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1050 \text{ кВАр} ;$$

$$\Delta P'_{xx} = 14 + 0,02 \cdot 90 = 15,8 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta P'_{кз} = 58 + 0,02 \cdot 1050 = 79 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta P'_1 = 15,8 + 0,588^2 \cdot 79 = 43,114 \text{ кВт} .$$

Приведені втрати для обох трансформаторів:

B1:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 61,114 = 122,227 \text{ кВт}$$

B2:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 43,114 = 86,228 \text{ кВт}$$

Час включення силового трансформатора:

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

Втрати електроенергії протягом року будуть становити:

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

B1:

$$\Delta E = 122,227 \cdot 8760 = 1070711,829 \text{ кВт} \cdot \text{год} ;$$

B2:

$$\Delta E = 86,228 \cdot 8760 = 755353,356 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Вартість 1 кВт електроенергії для промислового підприємства [4]:

$$c = 2,7515 \text{ грн}.$$

Вартість втрат електроенергії протягом року:

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

В1:

$$C_e = 1070711,829 \cdot 2,7515 = 2946063,598 \text{ тис. грн};$$

В2:

$$C_e = 755353,356 \cdot 2,7515 = 2078354,758 \text{ тис. грн}.$$

Капітальні затрати по двох варіантах складають:

В1:

$$K_1 = 2 \cdot 300 = 600 \text{ тис.грн};$$

В2:

$$K_2 = 2 \cdot 500 = 1000 \text{ тис.грн}.$$

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:

$$C_a = 0,1 \cdot 600 = 60 \text{ тис.грн}.$$

В2:

$$C_a = 0,1 \cdot 1000 = 100 \text{ тис.грн}.$$

Сумарні річні затрати будуть становити:

$$C = C_e + C_a$$

В1:

$$C_1 = 2946,1 + 60,0 = 3006,1 \text{ тис. грн};$$

В2:

$$C_2 = 2078,4 + 100,0 = 2178,4 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності становить:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{1000 - 600}{3006,1 - 2178,4} \right| = 0,483 \text{ року.}$$

Отже, проведені розрахунки показали, що кращим варіантом для вибору є силовий трансформатор *ТМ 10000/110*. Потрібно також врахувати, що встановлення потужнішого силового трансформатора в майбутньому дасть змогу збільшити навантаження.

Проведемо розрахунок економічної ефективності при встановленні силового трансформатора *ТМ-10000/110*, а не силових трансформаторів *ТМ-6300/110* буде складати:

$$E = C_1 - C_2 = |3006,1 - 2178,4| = 827,7 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо два силових трансформатори типу *ТМ-10000/110/10* з каталожними даними [1]:

$$S_{ном} = 10 \text{ МВА};$$

$$U_{номВН} / U_{номНН} = 110 / 10 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{xx} = 14 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 58 \text{ кВт};$$

$$u_k = 10,5\% ;$$

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

Даний силовий трансформатор має пристрій *регулювання напруги під навантаженням* $\pm 9 \times 1,5\%$ в нейтралі обмотки ВН.

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

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

Схема заміщення двохобмоткового силового трансформатора показана на рис. 2.13 [2].

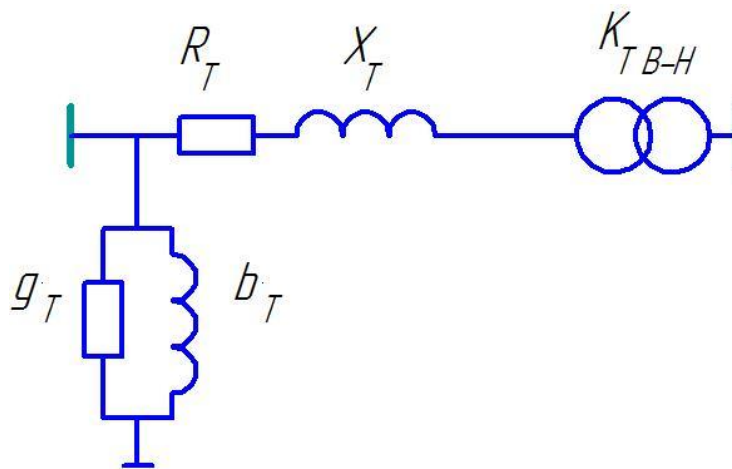


Рисунок 2.13. Схема заміщення двохобмоткового силового трансформатора

Параметри елементів схеми заміщення двохобмоткового 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, κBm ;

r_T - активний опір обмотки силового трансформатора;

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

$$U_{ном} = 115 \kappa B$$

S_T – номінальна потужність силового трансформатора, $MB \cdot A$;

x_T - реактивний опір обмотки силового трансформатора, Om ;

u_K - напруги короткого замикання обвитки;

b_T – реактивна провідність силового трансформатора, Cm ;

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

g_T – активна провідність силового трансформатора, Cm ;

ΔP_{xx} – втрати холостого ходу, κBm .

Трьохобмоткові силові трансформатори представляють трипроменевою схемою заміщення [2], показаною на рис. 2.14.

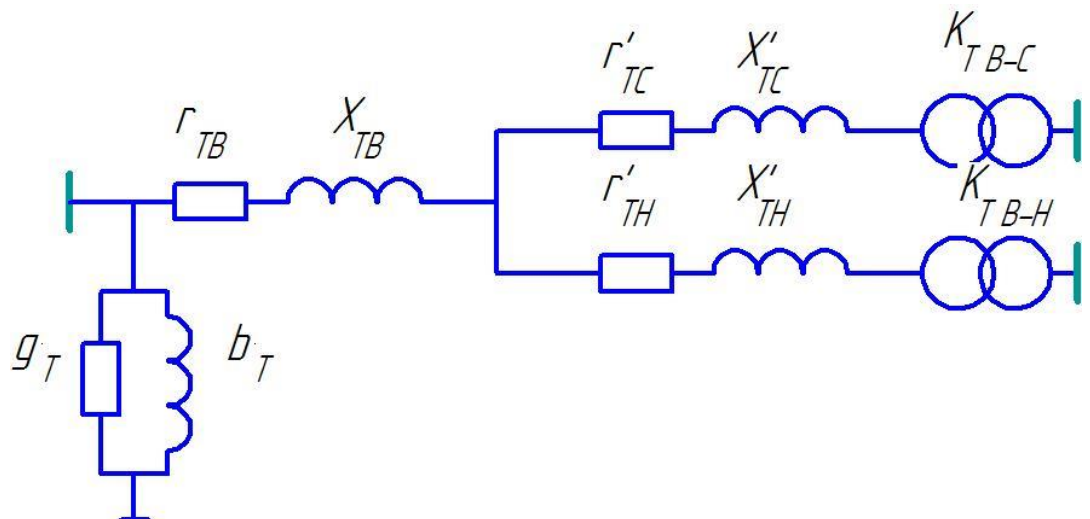


Рисунок. 2.14. Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора

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 [2]. Її зображення показано на рис. 2.15.

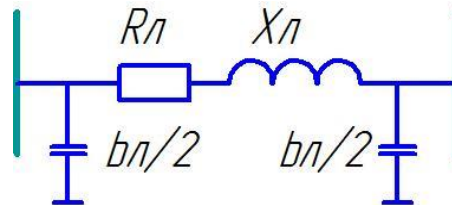


Рисунок 2.15. П-подібна схема зміщення повітряної лінії електропередач 110 (35) кВ

Зобразимо схему заміщення електричної мережі 110 кВ Збарзького РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.16).

Живлення здійснюється від ПС «Заліщики».

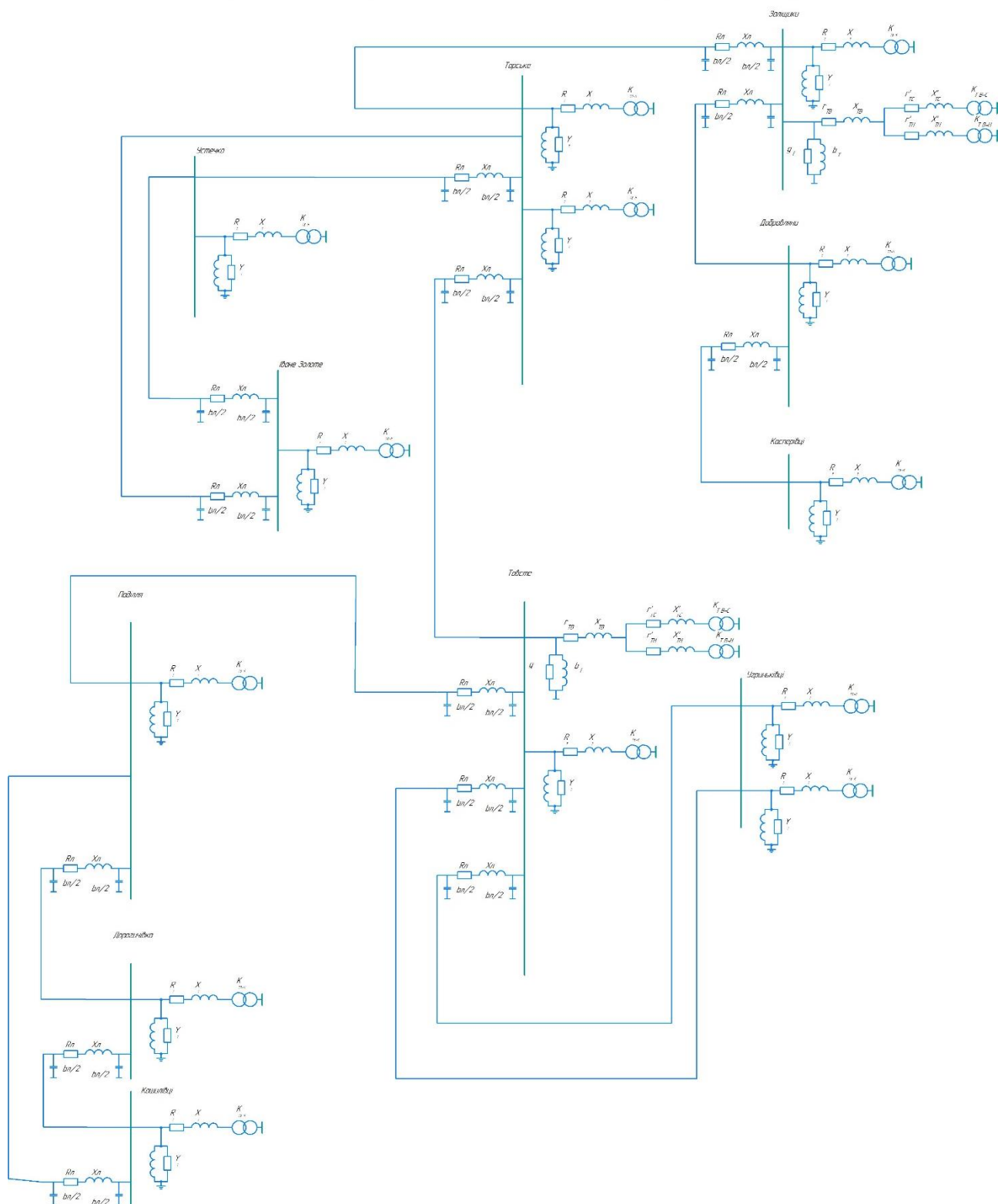


Рисунок 2.16 – Схема заміщення електричної мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ

2.7 Висновки до розділу

1. Проаналізовано електричну мережу 110 кВ Заліщицького району електромереж ВАТ «Тернопільобленерго», що дало змогу здійснити подальший розвиток мереж 110 кВ.
2. Здійснено обчислення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Угриньківці» для найменшого та найбільшого режимів роботи мережі.
3. Запропоновані сім можливих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Збараського РЕМ та обґрунтовано вибір підстанції «Угриньківці» тупікового типу, що дасть змогу зберегти кошти при побудові ЛЕП та ВРП 110 кВ.
4. Показано схему заміщення для аналізу усталених режимів роботи електричної мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ, що дасть змогу передбачити перевантаження силових трансформаторів та повітряних ліній електропередач.
5. Обґрунтовано побудову повітряної лінії електропередач з використанням проводу АС–120 та встановлення двохтрансформаторної підстанції, потужність якої становить 20 МВА.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Варіанти головної схеми електричних з'єднань

Вибір схеми здійснюємо використовуючи рекомендовані схеми розподільчих пристроїв для уніфікованих підстанцій 35–330кВ [1, 7].

Згідно рекомендованих схем розподільчих пристроїв для уніфікованих підстанцій 35–330кВ можна використати два варіанти. В табл. 3.1 показано перелік та сферу застосування схем 110 кВ, які можна використати для нашого випадку.

Таблиця 3.1 - Перелік та сфера застосування схем 110 кВ для ВН [1, 7]

Шифр схеми		110-1	110-2
Назва схеми		“Два блоки лінія-трансформатор з роз'єднувачами”	“Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній”
Умовне зображення схеми			
Сфера застосування	Напруга, кВ	110-330	35-220
	Сторона	ВН	ВН
	Кількість ліній	2	2

Продовження таблиці 3.1

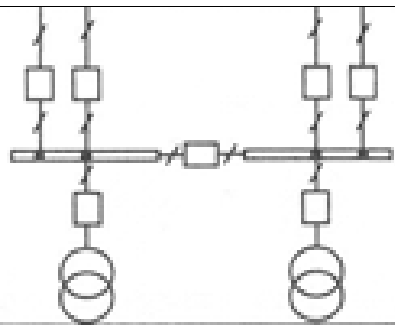
Додаткові умови	<ol style="list-style-type: none"> 1. Тупікові ПС, розташовані в районах з забрудненою атмосферою. ПС живляться лініями без відгалуження. 2. Охоплення трансформатора лінійним захистом з боку живильного кінця чи пересилання телевідмикального імпульсу 	Тупікові та відгалужувальні ПС
-----------------	---	--------------------------------

В попередньому розділі кваліфікаційної роботи магістра було запропоновано перший варіант як найбільш доцільний. Побудова підстанції «Угриньківці» тупікового типу дасть змогу зекономити кошти при побудові нової ЛЕП та ВРП 110 кВ. Другий варіант схеми підключення буде більш доцільнішим.

До високої сторони ПС підходить двоколова ЛЕП. Для того, щоб підключити цю двоколову ЛЕП до шин ВН ПС використаємо другу схему електричних з'єднань – «Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній» [1, 7]. Схему використовують для тупікових підстанцій.

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 [1, 7].

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 «Угриньківці» 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 «Угриньківці».

На рис. 3.1 показано схему приєднань 110 кВ.

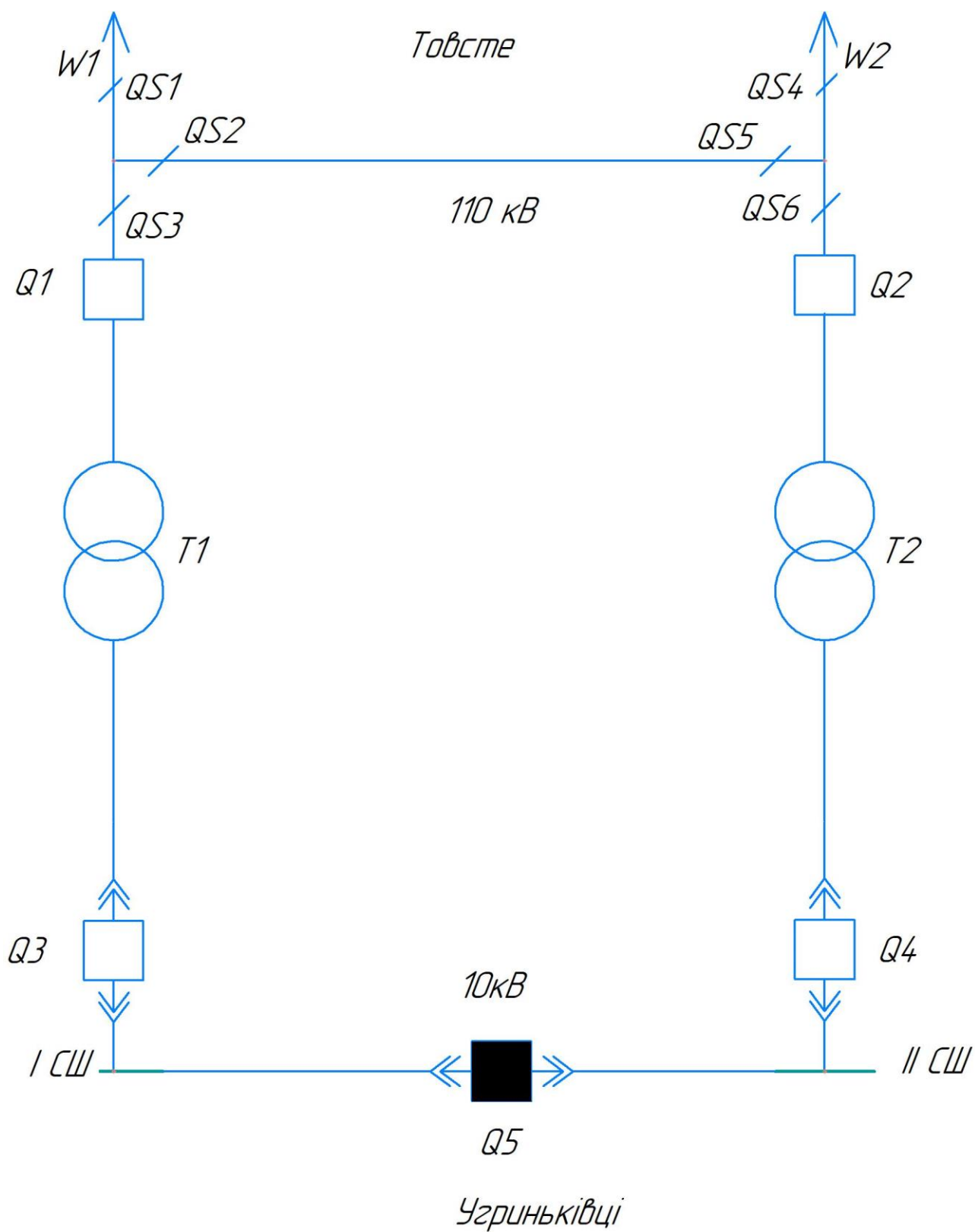


Рисунок 3.1. Схема приєднань 110 кВ на ПС «Угриньківці»

В даній схемі позначено:

- W1-W2 – повітряні лінії електропередач;
- Q1-Q2 – вимикачі на високій стороні;
- QS1-QS6 – роз'єднувачі;
- T1-T2 – силові трансформатори;
- Q3-Q4 – вимикачі на низькій стороні;
- Q5 – автоматичне включення резерву.

Дана схема «Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній», зображена на рис. 3.1, застосовують на високій стороні РП 35–220 кВ на тупікових ПС або відгалужувальних ПС. При цьому РП повинні бути приєднані до ліній глухим відгалуженням. Схема є більш гнучкою в порівнянні з схемою «Два блоки лінія-трансформатор з роз'єднувачами» за рахунок використання неавтоматичної перемички з двох роз'єднувачів.

Алгоритм роботи даної схеми наступний (схема зображена на рис. 3.1).

В випадку вимикання однієї з двох ліній W1 чи W2 використовується перемичка з двох роз'єднувачів. В нормальному режимі роботи підстанції перемичка не може бути включеною. Тобто, з оперативних міркувань один із роз'єднувачів перемички повинен бути виключений, а другий включений. Відповідно при виникненні короткого замикання на одній із ліній захистом не буде відмикатися друга лінія.

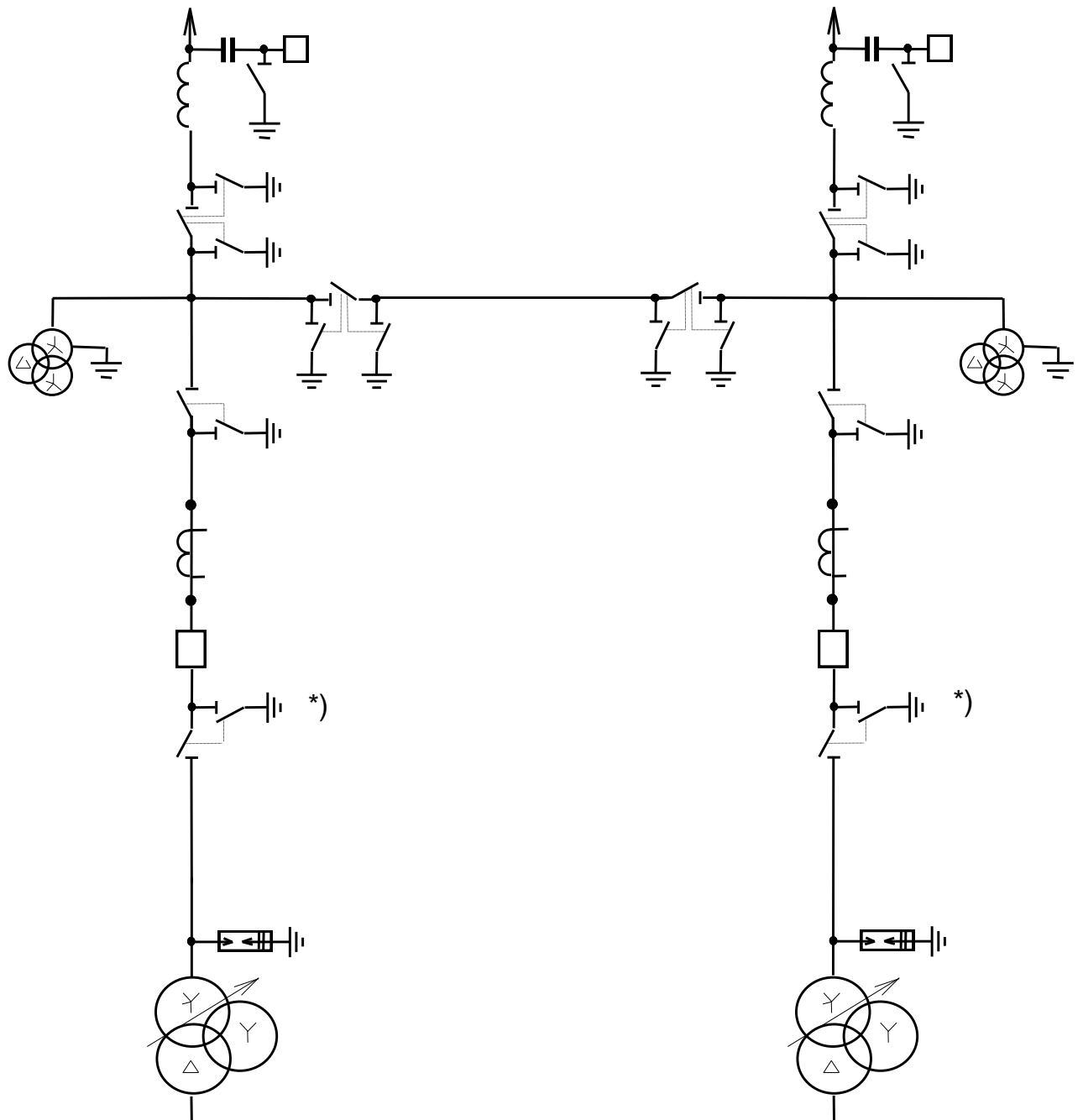


Рисунок 3.2. Схема “Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній”

На даному рисунку роз’єднувачі, які помічені *), передбачають для випадку живлення зі сторони середньої напруги. Також, трансформатори напруги, зображені на рисунку, будуть встановлюватися за необхідності.

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

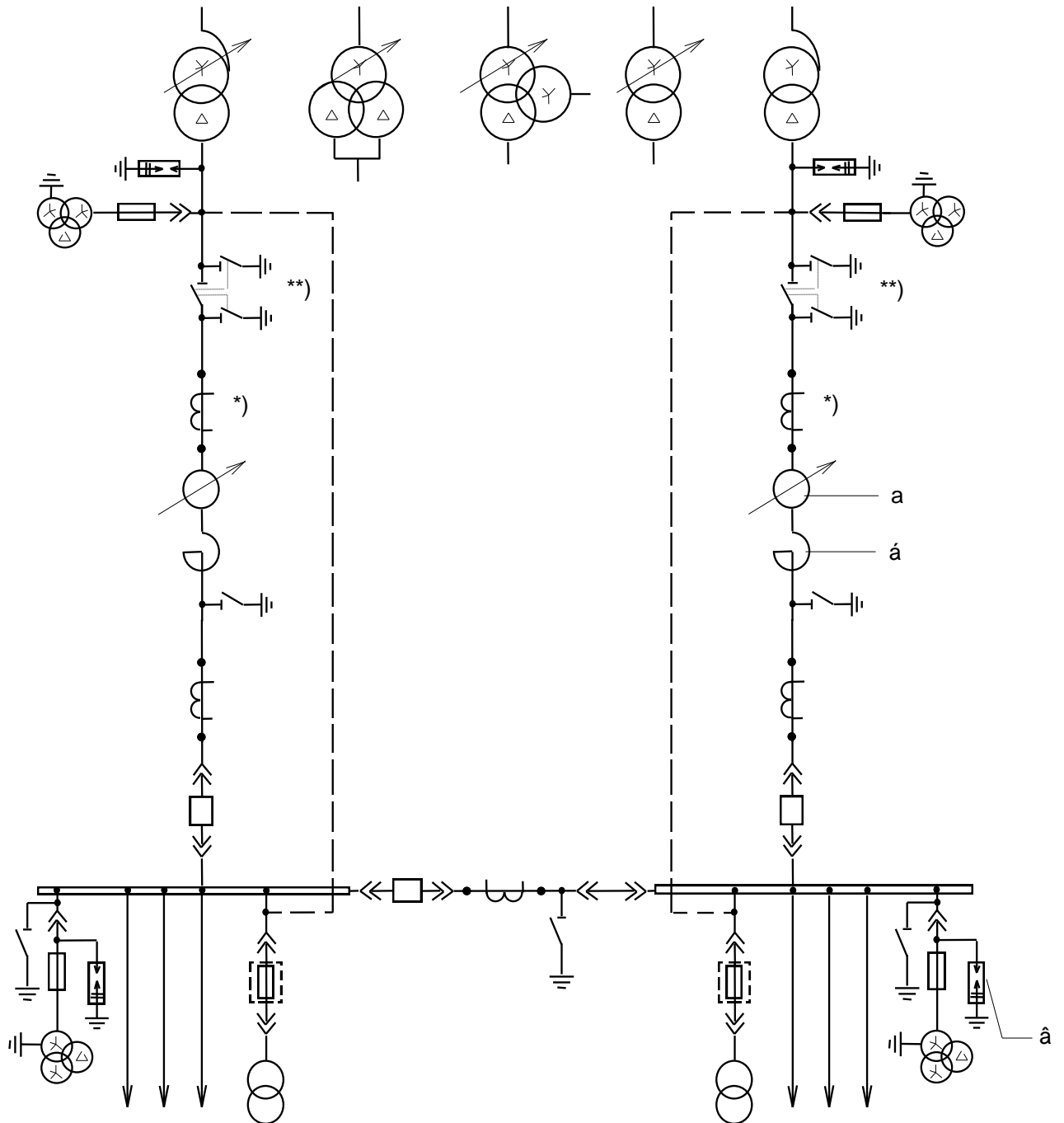


Рисунок 3.3. Схема низької сторони “Одна секціонована вимикачем система шин”

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 110/10кВ «Угриньківці». 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 «Угриньківці».

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.

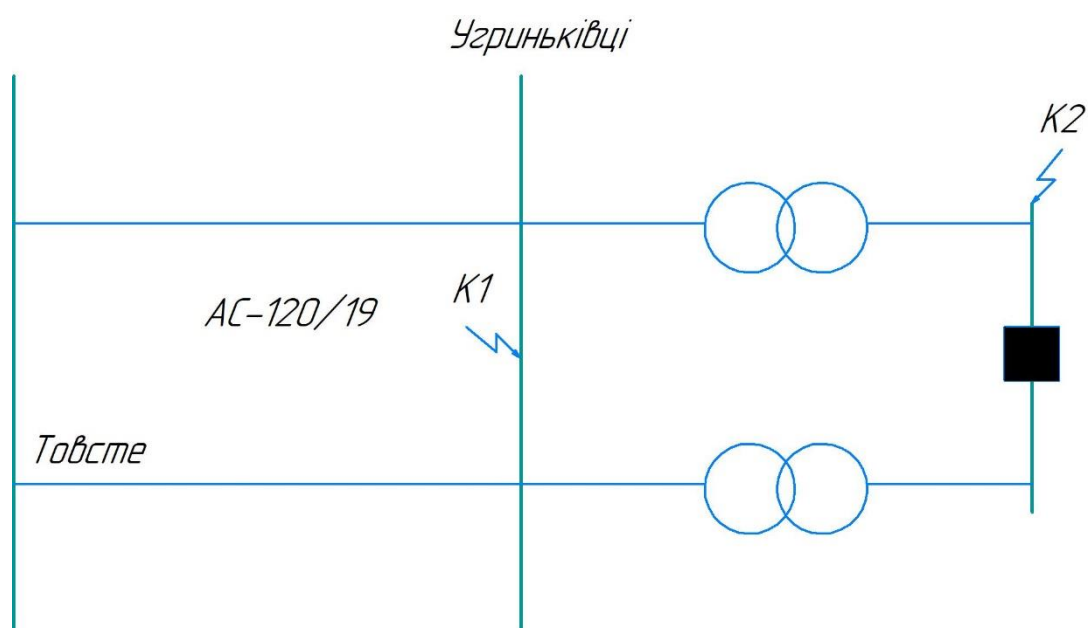


Рисунок 3.4. Схема для розрахунку електричної мережі

3.2.1 Розрахунок ударного струму

Стала часу затухання на підстанції 110/10кВ «Угриньківці» 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 ;

$$T_{aBH} = \frac{14,565}{314 \cdot 4,474} = 0,01036 c,$$

$$T_{aHH} = \frac{2,122}{314 \cdot 0,259} = 0,02608 c.$$

Визначаємо ударний струм за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot III_{I_{n0}} \cdot (1 + e^{-0,01/T_a}) \text{ кА}.$$

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

$$i_{yBH} = \sqrt{2} \cdot 4,12 \cdot (1 + e^{-0,01/0,01036}) = 5,69 \text{ кА},$$

$$i_{yCH} = \sqrt{2} \cdot 2,92 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02608}) = 4,91 \text{ кА}.$$

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 [10] та [5] час відключення струмів вакуумних вимикачів на 10 кВ становить 0,03 с , а для елегазових вимикачів напругою 110 кВ – 0,02 с .

Знайдемо аперіодичну складову струму:

$$i_a(r) = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{(-r/T_a)}, \text{кА.}$$

В даній формулі:

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

$$t_3 = 0,01 - \text{мінімальний час дії захисту, с.}$$

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

Час τ для підстанції «Угриньківці»:

$$\tau_{BH} = 0,02 + 0,01 = 0,03 \text{ с,}$$

$$\tau_{HH} = 0,03 + 0,01 = 0,03 \text{ с.}$$

Аперіодична складова для підстанції «Угриньківці»:

$$i_{a(\tau)BH} = \sqrt{2} * 4,12 * e^{-0,03/0,01036} = 0,228 \text{кА.}$$

$$i_{a(\tau)HH} = \sqrt{2} * 2,92 * e^{-0,04/0,02608} = 0,63 \text{кА.}$$

3.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму

Тепловий імпульс струму визначається за формулою:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{K3} + T_a),$$

В даній формулі:

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

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

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

$$B_{K(BH)} = 4,12^2 \cdot (0,04 + 0,1 + 0,01036) = 0,619;$$

$$B_{K(HH)} = 2,92^2 \cdot (0,06 + 0,1 + 0,02608) = 0,543.$$

В табл. 3.3 показано зведену інформацію по розрахунку струмів короткого замикання.

Таблиця 3.3 – Зведена інформація по розрахунку струмів короткого замикання

Місце КЗ	$I_{\text{п0}}, \text{kA}$	$i_a(\tau), \text{kA}$	$i_{\text{уд}}, \text{kA}$	$B_{\text{к}}, \text{kA}^2 \cdot \text{с}$
К1	4,1	0,228	5,6	0,619
К2	2,9	0,630	4,9	0,543

3.3 Вибір роз'єднувачів

3.3.1 Вибір роз'єднувачів на 110 кВ

На стороні 110 кВ встановлюємо роз'єднувачі типу РНД3.2–110/1000У1 та РНД3.1–110/1000У1.

Дані заносимо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Роз'єднувач
РНД3.2-110/1000-У1
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{лин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.3.2 Вибір роз'єднувачів на 10 кВ

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

Дані заносимо в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 - Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ

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

3.4 Вибір вимикачів

3.4.1 Вибір вимикачів на 110 кВ

На стороні 110 кВ встановлюємо елегазові вимикачі типу LTB123D1.

Дані заносимо в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 - Вибір елегазових вимикачів на стороні 110 кВ

Розрахункові дані	Вимикач
	LTB123D1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$
$I_{макс. ліній} = 390 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{пл} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{ном.вілкл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{ак} = 0,228 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.вілкл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,53 \cdot 31,5 = 23,61 \text{ кА}$
$I_{до} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{дин} = 85 \text{ кА}$
$i_{у} = 5,69 \text{ кА}$	$i_{дин} = 108 \text{ кА}$
$B_{к} = 0,619 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.4.2 Вибір вимикачів на 10 кВ

На низькій стороні встановлюємо *ВВ / TEL – 10 – 20 / 1000 – У2 – 41*.

Дані заносимо в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 - Вибір вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ

Розрахункові дані	Довідникові дані
	Вимикач
	ВВ/TEL-10-20/1000-У2-41
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 187 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пл} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 20 \text{ кА}$
$i_{ак} = 0,63 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном \text{ відкл}} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,43 \cdot 20 = 12,162 \text{ кА}$
$I_{пл} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{у} = 4,91 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$W_k = 0,543 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.5 Вибір вимірювальної апаратури

Відповідно до [12] на підстанції «Угриньківці» необхідно встановити: амперметри, лічильники реактивної енергії, ватметр, лічильники активної енергії, вольтметри, варметр.

Дані вибору заносимо в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Вибір вимірювальної апаратури на підстанції «Угриньківці»

Назва приладу	Марка приладу	Клас точності	Навантаження обмоток, ВА	
			Струму	Напруги
Амперметр	Э-350	1,5	0,5	-
Вольтметр	Э-350	1,5	-	2
Ватметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
Лічильник активної енергії	СА4У-И672М	2	8	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4У-И673М	2	8	2,5

3.6 Вибір трансформаторів струму

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

3.6.1 Вибір ТС на стороні 110 кВ

Для сторони 110 кВ встановлюємо ТФЗМ 110 Б – 1 У1.

Дані вимірювального трансформатора для сторони 110 кВ представлено в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Дані вимірювального трансформатора для сторони 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
Трансформатори струму (ТС) на стороні високої напруги (ВН)	
$\underline{U}_{\text{вст}} = 110 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{\text{max}} = 390 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$\underline{i}_{\text{уд}} = 2,337 \text{ кА}$	$\underline{i}_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$
$\underline{V}_k = 0,385 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 * t_r = 26^2 * 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$

В табл. 3.10 наведено навантаження трансформатора струму на стороні 110 кВ.

Таблиця 3.10 - Навантаження трансформатора струму на стороні 110 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Всього		1	0,5	1

Методика вибору контрольних кабелів показана в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Методика вибору контрольних кабелів

Формула розрахунку	Сторона трансформатора	
	ВН	НН
Загальний опір приладів		
$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{нам}}^2}$ $I_T^2 \cdot t_r = 37.8^2 \cdot 3 = 4286.52 \text{кА}^2 \text{с}$ $I_T^2 \cdot t_r = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{кА}^2 \text{с}$ $I_T^2 \cdot t_r = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{кА}^2 \text{с}$	$r_{\text{прил}} = \frac{1}{5^2} = 0.04 \text{Ом.}$	$Z_{\text{пр}} = \frac{17.5}{5^2} = 0.68 \text{Ом.}$
Опір з'єднувальних проводів		
$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k$	$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом.}$	$r_{\text{пров}} = 1,6 - 0,68 - 0,1 = 0,82 \text{ Ом.}$
Визначаємо переріз проводів		
$S = \frac{p \cdot I_{\text{пр}}}{r_{\text{прил}}}$	$S = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,06} = 2,002$	$S = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,82} = 1,38$
Вибір контрольного кабелю		
	АКВРГ з перерізом жил 4 мм ²	АКВРГ з перерізом жил 4 мм ²

3.6.2 Вибір ТС на стороні 10 кВ

В табл. 3.12 показано навантаження трансформатора струму на стороні 10 кВ.

Таблиця 3.12 – Навантаження трансформатора струму на стороні 10 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА4У-И672М	8	-	8
Лічильник реактивної енергії	СР4У-И673М	8	-	8
Всього		17,5	0,5	17,5

Відповідно до [10] встановлюємо трансформатори струму типу ТПР-10/1000. Даний трансформатор струму комплектується в комірках ЗРП / TEL.

Дані вимірювального трансформатора для сторони 10 кВ представлено в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Дані вимірювального трансформатора для сторони 10 кВ

Трансформатори струму (ТС) на стороні низької напруги (НН)	
$\underline{U}_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{max} = 187 \text{ А}$	$\underline{I}_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_{уд} = 4,91 \text{ кА}$	-
$B_K = 0,543 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_r = 37,8^2 \cdot 3 = 4286,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.7 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 110 кВ .

3.7.1 Вибір ТН на стороні 110 кВ

На стороні 110 кВ навантаження трансформатора напруги представлено в табл. 3.14.

Таблиця 3.14 - Навантаження трансформатора напруги на стороні 110 кВ

Назва приладу	Сумарне навантаження, ВА
Вольтметр	2х2
Ватметр	1,5
Варметр	-
Лічильник активної енергії	-
Лічильник реактивної енергії	-
Сумарне навантаження	5,5

Відповідно до [13] встановлюємо трансформатор напруги типу НКФ-110-83У1 $\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1\text{ кВ}$.

Здійснимо перевірку трансформатора напруги:

$$S_{2_{ном}} = 400 \cdot 3\text{ ВА} \geq S_{2_s}\text{ ВА.}$$

де $S_{2_{ном}} = 400$ – навантаження, ВА;

$S_{2_s} = 5,5$ – потужність приладів, ВА.

Вибраний трансформатор працюватиме в такому класі точності.

3.7.2 Вибір ТН на стороні 10 кВ

На стороні 10 кВ навантаження трансформатора напруги представлено в табл.3.15.

Таблиця 3.15 - Навантаження трансформатора напруги на стороні 10 кВ

Назва приладу	Сумарне навантаження, ВА
Вольтметр	2x2
Ватметр	6x1,5
Варметр	5x1,5
Лічильник активної енергії	7x2,5
Лічильник реактивної енергії	6x2,5
Сумарне навантаження	53

Відповідно до [13] встановлюємо трансформатор напруги *НАМИ – 10У2*

$$\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 \text{ кВ}.$$

Здійснимо перевірку трнаформатора напруги:

$$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 75 \text{ ВА} \geq 53 \text{ ВА},$$

$$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 75 \text{ ВА};$$

$$S_{2S} = 53 \text{ ВА}.$$

3.8 Вибір ТВП

Відповідно до [12] 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. 3.16 наведено споживачі власних потреб ПС 110/10 кВ

Таблиця 3.16 - Споживачів власних потреб ПС 110/10 кВ

Споживачі власних потреб підстанції	Встановлена потужність		$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	Навантаження	
	Кількість х кВт	Всього кВт			$P_{\text{вст.}}$ кВт	$Q_{\text{вст.}}$ кВАр
Охолодження трансформатора ТДТН –10000/110	2 x 2,5	5	0,85	0,62	5	3,1
Підігрів вимикача ЛТВ 123D1	3 x 1,8	5,4	1	0	5,4	-
Опалення і освітлення ОПУ	-	40	1	0	40	-
Опалення освітлення і вентиляція закритого розподільчого пристрою 10 кВ	-	7	1	0	7	-
Освітлення відкритого розподільчого пристрою 110 кВ	-	2	1	0	2	-
<u>Підзарядний агрегат</u>	2	23	1	0	46	-
Всього:					105,4	3,1

Повна потужність з врахуванням коефіцієнту попиту [5]:

$$k_{\text{поп}} = 0,8$$

$$S_{\text{розр}} = k_{\text{поп}} \cdot \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{105,4^2 + 3,1^2} = 84,36 \text{ кВА.}$$

Потужність одного трансформатора:

$$S_{\text{розр.ТР}} = 0,7 \cdot S_{\text{розр.}} = 0,7 \cdot 84,36 = 59,05 \text{ кВА.}$$

Відповідно до [3] виюбираємо 2 трансформатори ттипу: *ТМ – 63 / 10*. В табл. 3.17 представлено паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 110/10 кВ.

Таблиця 3.17 – Паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 110/10 кВ

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ кВА	Напруги обмоток, кВ		Втрати, Вт		$u_{\text{к}}$	$i_{\text{х}}$
		ВН	НН	$P_{\text{к}}$	$P_{\text{х}}$	%	%
ТМ-63/10	63	10	0,4	1280	220	4,5	2,8

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

3.9 Вибір обмежувачів перенапруг для 110 кВ і 10 кВ

Встановлюємо на 110 кВ обмежувач перенапруг «*ЗОО.Фенікс – 88*», в нейтраль трансформаторів – «*ЭК – КФЗ*», на 10 кВ – «*Таврида Електрик*».

Записуємо вибрані дані в табл. 3.18

Таблиця 3.18 – Дані по ПС «Угриньківці»

Розміщення	Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$U_{нр}$ кВ	$W_{опн}$ кДж
Сторона ВН	ОПН-110/88	110	10	88	275
Сторона НН	ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5- УХ2	10	10	11,5	41,4
В нейтралі трансформаторів	ОПН-35/40,5-10/650(П)	54	10	40,5	7,4

3.10 Вибір запобіжників на 10 кВ

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

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

де $U_{ном}$ – номінальна напруга шин, відповідно для 10 кВ, В;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, В · А.

Вибираємо запобіжник наступної марки ПКТ-101-10-2-31.5У3. В табл. 3.19 показані дані вибору запобіжників.

Таблиця 3.19 – Вибір запобіжників для сторони 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31.5У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{номТН} = 0,058 \text{ А}$	$I_{номвст} = 2 \text{ А}$
$I_{по} = 2,98 \text{ кА}$	$I_{вст} = 31,5 \text{ кА}$

3.11 Побудова принципової схеми ПС «Угриньківці»

На рис. 3.5 представлено принципову схему ПС 110/10 кВ «Угриньківці».

В табл. 3.20 представлено зведену відомість вибраного обладнання ПС 110/10 кВ «Угриньківці».

Таблиця 3.20 – Зведена відомість вибраного обладнання ПС 110/10 кВ
«Угриньківці»

<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>ТДН-10000/110</i>		
<i>T3, T4</i>	<i>Трансформатор власних потреб</i>	<i>2</i>	
	<i>ТМ-63/10</i>		
<i>TA1-ТА4</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>4</i>	
	<i>ТФЗМ-110 Б-1 У1</i>		
<i>TA5..ТА18</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>14</i>	
	<i>ТПР-10/1000</i>		
<i>TV1, TV2</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>НКФ-110-83 У1</i>		
<i>TV3, TV4</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>НАМИ-10 У2</i>		
<i>Q1-Q2</i>	<i>Вимикач елегазовий</i>	<i>2</i>	
	<i>LTB123D1</i>		
<i>Q3..Q11</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>9</i>	
	<i>ВВ/TEL-10-20/1000-E2-4 1</i>		
<i>QS1-S8</i>	<i>Раз'єднувач</i>	<i>8</i>	
	<i>РНДЗ1(2)-110/1000 У1</i>		
<i>QS9-QS12</i>	<i>Раз'єднувач</i>	<i>4</i>	
	<i>РВЗ-10/1000 ІУ3</i>		
<i>RU1-RU2</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ОПН-110/88</i>		
<i>RU3.RU4</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ОПН-35/40,5-10/650 (III)</i>		
<i>RU5.RU8</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>ОПН-КР/TEL-10/11,5-УХ2</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–110кВ* і *РП–10 кВ*.
2. На основі проведених розрахунків струмів коротких замикань здійснено вибір основного обладнання для розподільчих пристроїв *110 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 Дія електричного струму на людину

Дія електричного струму на живу тканину має різнобічний і своєрідний характер. Проходячи через організм людини, електрострум проявляє термічну, електролітичну і біологічну дію.

Термічна дія струму полягає в нагріванні біологічних тканин, випаровуванні вологи, що призводить до опіків окремих ділянок тіла та розриву біологічних тканин паром. Нагрівання до високої температури органів, розташованих на шляху струму, може спричинити значні функціональні розлади.

Електролітична дія струму виражається в розкладанні органічної рідини, у тому числі крові, і порушенні її фізико-хімічного складу.

Біологічна дія струму полягає у подразненні і збуренні живих тканин організму та порушенні внутрішніх біологічних процесів, що може проявлятися у вигляді мимовільного непередбачуваного скорочення м'язів, порушень діяльності життєво важливих органів, у тому числі серця та легенів.

Електричні травми умовно поділяють на місцеві, загальні і змішані.

До місцевих травм відносять електричні опіки, електричні знаки, металізацію шкіри, механічні ушкодження, електроофтальмію.

Найбільш розповсюдженими електротравмами є електричні опіки. Вони, залежно від умов виникнення, поділяються на контактні, дугові та змішані.

Контактні опіки зазвичай трапляються в установках порівняно невеликої напруги і спричинюються тепловою дією струму. Вони охоплюють прилеглі до місця контакту ділянки шкіри та тканин. Дугові опіки можуть виникати в результаті появи дуги як при випадкових коротких замиканнях в електроустановках між її струмопровідними елементами, так і між струмопровідними елементами електроустановки і тілом людини при

небезпечному наближенні її до цих елементів. Дугові опіки зазвичай значно тяжчі, ніж контактні, і часто призводять до смерті потерпілого.

Електричні знаки – різко окреслені плями сірого чи блідо-жовтого кольору, які з'являються на поверхні тіла людини в місці контакту із струмопровідними елементами. Особливого больового відчуття електричні знаки не спричиняють і з часом безслідно зникають.

Металізація шкіри пов'язана з проникненням на відкритих ділянках тіла у шкіру дрібних частинок металу найчастіше при його розплавлюванні під впливом електричної дуги. Особливо небезпечна металізація для органів зору.

Механічні ушкодження спричиняються неконтрольованим судорожним скороченням м'язів у результаті подразнюючої дії струму. Проявляються у виді розривів сухожилів, шкіри, кровоносних судин, нервових тканин, вивихів суглобів, переломів кісток тощо.

Електроофтальмія – запалення зовнішніх оболонок очей, спричинене дією ультрафіолетового випромінювання електричної дуги. Запалення виникає через кілька годин після опромінення і проявляється у формі почервоніння шкіри та слизових оболонок повік, слъзотечі, гнійних виділень, світлобоязні. Тривалість захворювання 3 - 5 днів.

До загальних електричних травм відносять електричний удар, при якому процес порушення різних груп м'язів може призвести до судом, зупинки дихання і серцевої діяльності.

Електричні удари, залежно від наслідків, поділяються на чотири групи:

I - судорожне скорочення м'язів без втрати свідомості;

II - судорожне скорочення м'язів з втратою свідомості без порушень дихання і кровообігу;

III - втрата свідомості з порушенням серцевої діяльності чи дихання, або серцевої діяльності і дихання разом;

IV - клінічна смерть, тобто відсутність дихання і кровообігу.

Клінічна смерть – це перехідний стан від життя до смерті. Ознаки клінічної смерті – відсутність пульсу і дихання, шкіряний покрив синювато

блідий, зіниці очей різко розширені і не реагують на світло. Період клінічної смерті визначається проміжком часу від зупинки кровообігу і дихання до виникнення незворотних змін у корі головного мозку. В середньому він триває до 7 хв. Якщо в стані клінічної смерті потерпілому своєчасно надати кваліфіковану допомогу (штучне дихання і закритий масаж серця), то дихання і кровообіг можуть відновитися.

Відсутність кровообігу може бути пов'язана і зупинкою серця або його фібриляцією – хаотичним скороченням окремих волокон серцевого м'яза (фібрил). При фібриляції циркуляція крові припиняється, з часом настає виснаження м'яза і серце зупиняється у виснаженому та розслабленому стані. У таких випадках закритий масаж серця не призводить до відновлення його роботи, але дозволяє продовжити період клінічної смерті до прибуття медичної допомоги.

Різновидом загальних електротравм є електричний шок (тяжка нервово-рефлекторна реакція організму на подразнення електричним струмом) при якому виникають глибокі розлади нервової системи і, як наслідок, розлади систем дихання, кровообігу, обміну речовин, функціонування організму в цілому, а життєві функції організму поступово згасають. Такий стан організму може тривати від десятків хвилин до доби і закінчитись або одужанням при активному лікуванні, або смертю потерпілого.

4.2 Класифікація електроустановок та приміщень за небезпекою ураження електричним струмом

Електроустановками називають сукупність машин, апаратів, обладнання, призначених для виробництва, перетворення, передачі, розподілу електричної енергії та перетворення її в інші види енергії.

За умовами електробезпеки згідно з ПУЕ електроустановки поділяються на:

- електроустановки з напругою до 1 кВ;

- електроустановки з напругою вище 1 кВ.

Приміщення, в яких розміщені електроустановки, за безпекою ураження електричним струмом поділяються на приміщення:

- без підвищеної безпеки;
- з підвищеною безпекою;
- особливо небезпечні.

Приміщення з підвищеною безпекою характеризуються наявністю в них одного із чинників, що обумовлюють підвищену безпеку, а саме:

- високої температури повітря, що постійно чи періодично (більше доби) перевищує 35°C;
- високої відносної вологості повітря (тривалий час перевищує 75%);
- струмопровідного пилу;
- струмопровідних підлог (металеві, земляні, залізобетонні, цегельні тощо);
- можливості одночасного дотику людини до з'єднаних з землею металоконструкцій і до металевих корпусів електроустановки.

Особливо небезпечні приміщення характеризуються наявністю одного із чинників, що створюють особливу безпеку, а саме:

- особливої вологості (відносна вологість повітря близька до 100%, стеля, стіни, долівка та предмети, які знаходяться в приміщенні, покриті вологою);
- хімічно активного чи органічного середовища, що порушує ізоляцію та струмопровідні частини обладнання;
- одночасної наявності в приміщенні двох або більшого числа чинників підвищеної безпеки.

Території розміщення зовнішніх електроустановок за безпекою ураження людей електричним струмом прирівнюються до особливо небезпечних приміщень.

4.3 Дії населення і правила поведінки при аваріях на АЕС

При аваріях на АЕС, на підприємствах атомної промисловості з викидом у зовнішнє середовище радіоактивних продуктів може бути радіоактивне зараження за межами території станції. Це призведе до опромінення населення і забруднення навколишнього середовища вище допустимого рівня, встановленого для нормальної роботи АЕС. При цьому на службовців впливає гама-опромінення. При отриманні сигналу про аварію на АЕС робоча зміна ховається у сховищах, а населення — у захисних спорудах. При цьому одягаються засоби індивідуального захисту, береться запас їжі, води, предметів першої необхідності. Якщо обставини змушують людей ховатись у квартирах або у виробничих приміщеннях, то потрібно провести герметизацію: прикрити тканиною вікна, у будинках з пічним опаленням перекрити труби. Слід пам'ятати, що дози опромінення значно менші під час перебування людей у різних будинках і спорудах. На зараженій місцевості потрібно поводитись дуже обережно: використовувати засоби індивідуального захисту, не ходити без потреби по вулиці. При виході зі сховища необхідно вдягати засоби індивідуального захисту органів дихання й шкіри. Режим поведінки людей на місцевості, зараженій радіонуклідами, їх трудова діяльність, час перебування у сховищах, укриття та інші питання вирішують органи самоврядування на підставі даних штабів ЦО. З населенням проводиться медична профілактика шляхом прийому протирадіаційних препаратів до і після опромінення.

У зв'язку з тим, що територія в радіусі 30 км підлягає тривалому радіоактивному зараженню, основним засобом захисту є евакуація. В першу чергу евакуйовуються діти дошкільного віку. В цьому разі збірні евакопункти не створюються, а евакуація проводиться безпосередньо від будинків. Евакуація проводиться на автомашинах і пішки у два етапи. На першому етапі людей підвозять транспортом до контрольно-перевірочного пункту і висаджують там. На другому етапі евакуйовані проходять дозиметричний контроль, медичний огляд, при необхідності санітарну обробку і чистим транспортом

розвозяться по пунктах розселення. Основним шляхом проникнення радіоактивних речовин в організм є органи дихання, травлення, шкіра. При проведенні ліквідації використовують протигази, респіратори, костюми Л-1. Одягати і знімати їх дозволяється тільки у спеціально відведених місцях. Після закінчення робіт необхідно пройти дозиметричний контроль для визначення ступеня ураження засобів індивідуального захисту, шкіри, потім пройти санітарну обробку. На ураженій території заборонено їсти, пити, лежати і сидіти на землі.

У результаті аварії на ЧАЕС виникло радіоактивне забруднення величезної території країни (Київська, Житомирська, Чернігівська, Волинська і Черкаська області), що, окрім онкологічних, призвело до комплексу різноманітних захворювань під назвою «чорнобильський синдром». Це різноманітні психоматичні захворювання, прискорення старіння і смерть. З цим явищем зіткнулись також японці після Хіросіми і Нагасакі.

У даний час на основі світового і вітчизняного досвіду розроблено систему захисту людини від пошкоджуючих дій ядерного впливу. Ця система передбачає використання передусім природних факторів, котрі супроводжують повсякденне життя кожної людини і визначає 12 правил захисту медицини. Ось деякі з них:

- генозахисне харчування (воно врятувало генофонд японців від наслідків Хіросіми і Нагасакі);
- очищення організму від радіонуклідів, хімічних і біологічних генотоксикантів;
- методи стимуляції захисних сил організму, біотехнологія генозахисної дії продуктів бджолярства;
- навчання методів корекції психіки (аутотренінг, медитація).

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розглянуто забезпечення надійності функціонування мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ.

Одержано наступні результати:

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

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

3. Запропоновані сім можливих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Заліщицького РЕМ та обґрунтовано вибір підстанції «Угриньківці» тупікового типу, що дасть змогу зекономити кошти при побудові нової ЛЕП та ВРП 110 кВ.

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

5. Обґрунтовано побудову повітряної лінії електропередач з використанням проводу АС-120 та встановлення двохтрансформаторної підстанції, потужність якої становить 20 МВА.

6. Здійснено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції для РП-110 кВ і РП-10 кВ.

7. На основі проведених розрахунків струмів коротких замикань здійснено вибір основного обладнання для розподільчих пристроїв 110 кВ і 10 кВ, а саме: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів напруги, трансформаторів струму, обмежувачів перенапруги, трансформаторів власних потреб, запобіжників.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
2. Решетник В.Я. Електричні системи і мережі: Навчальний посібник – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
3. «ABB Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.
4. <https://www.toe.com.ua/index.php/component/content/article?id=2>
5. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
6. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с. – (Вища освіта ХХІ століття).
7. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. 2-ге вид., перероб. і доп. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 436 с.
8. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України, - К., 2017.
9. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвертое, переработанное и дополненное.
10. 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.
11. <http://www.pkfenergo.ru/catalog/10506-transformator?page=2>
12. 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.

13. Номенклатурний каталог продукції ВАТ «Запорізький трансформаторний завод». - 40 с.

14. 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, %.

Додаток Б

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-6300 і ТДН-10000
Потужність трансформаторів

$$S_p := 11760 \text{ кВА}$$

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

Перший варіант:

ТМ – 6300

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 6300 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

ТДН – 10000

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 10000 \text{ кВА}$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження в нормальному і аварійному режимах:

Перший варіант:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 0.933$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 1.333$$

Другий варіант:

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

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 0.84$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. 7.3 [1]. Вартість трансформаторів виберемо із [11]:

Перший варіант:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 10 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 44 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 1 \%$$

$$U_{kz.tr1} := 10.5 \%$$

$$C_{tr1} := 300000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 14 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 58 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 0.9 \%$$

$$U_{kz.tr2} := 10.5 \%$$

$$C_{tr2} := 500000 \text{ грн}$$

Час включення:

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

Коефіцієнт зміни втраг вибираємо з [9] ст. 86:

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

Визначимо приведені втраги електроенергії:
Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 63 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 661.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 11.26 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 57.23 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 61.114 \text{ кВт}$$

Приведені втраги в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1,2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 122.227 \text{ кВт}$$

Втраги електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1,2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 1070711.829 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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 [4]:

$$m := 2.7515 \text{ грн}$$

Вартість втраг електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 2946063.598 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 90 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 1050 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 15.8 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 79 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 43.114 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 86.228 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 755353.356 \quad \text{кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 2078354.758 \quad \text{грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.tr1} := 2 \cdot C_{tr1} = 600000 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 1000000 \quad \text{грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} = 60000 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 100000 \quad \text{грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 3006063.598 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 2178354.758 \quad \text{грн}$$

Визначимо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 0.483 \quad \text{роки}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТДН-10000, оскільки має менші сумарні затрати.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТДН-10000, а не масляного трансформатора ТМ-6300 буде становити:

$$E := C_1 - C_2 = 827708.841 \quad \text{грн}$$