

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: Підвищення ефективності функціонування електричних мереж
110/10 кВ Чортківського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМЗ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Осипчук О.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

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

Рецензент _____
(підпис) (прізвище та ініціали)

м. Тернопіль – 2019

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній ступінь магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

Завідувач кафедри ЕІ

Тарасенко М. Г.

« 02 » вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Осипчуку Олександр Павловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення ефективності функціонування електричних мереж
110/10 кВ Чортківського РЕМ ВАТ "Тернопільобленерго"

Керівник проекту (роботи) Сисак І.М., к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від « 23 » серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 10 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Однолінійна схема нормального режиму

ВАТ "Тернопільобленерго" (схема з'єднань мережі 35/110/330 кВ)

Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області

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

1. Вступ

2. Аналітична частина

3. Науково-дослідна частина

4. Технологічна частина

5. Проектно-конструкторська частина

6. Спеціальна частина

7. Обґрунтування економічної ефективності

8. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

9. Екологія

10. Загальні висновки до дипломної роботи

11. Перелік посилань

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

1. Дослідження району

1 л. ф – А1

2. Варіанти розвитку

1 л. ф – А1

3. Аналіз усталених режимів

1 л. ф – А1

4. Схема приєднань

1 л. ф – А1

5. Схема електрична принципова

1 л. ф – А1

6.

1 л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Організаційно-економічна частина	Мельник Л. М. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ		
2	Аналітична частина		
3	Науково-дослідна частина		
4	Технологічна частина		
5	Проектно-конструкторська частина		
6	Спеціальна частина		
7	Обґрунтування економічної ефективності		
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
9	Екологія		
10	Висновки		
11	Оформлення пояснювальної записки		
12	Оформлення графічної частини		

Студент _____
(підпис)Осипчук О.П.
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)Сисак І.М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Осипчук О.П. Підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/10 кВ Чортківського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 102; рис. – 21; табл. – 21; креслень - 7; джерел - 19; додатків - 10.

В дипломній роботі подана характеристика мережі ВАТ “Тернопільобленерго”, проведено розрахунок навантажень підстанції. Розроблено 4 варіанти розвитку електричної мережі 110 кВ, вибрано два трансформатори типу ТМ-10000 кВА, вибрано марку проводу АС-120/19. Проведено вибір головної схеми електричних з’єднань. Проведено вибір вимикачів та роз’єднувачів, вибір вимірювальної апаратури, проведено вибір обмежувачів перенапруг, шин підстанції, ізоляторів, трансформаторів власних потреб і акумуляторної батареї. Складено електричну принципову схему підстанції 110/10 кВ.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, електроенергія, електрична частина, силовий трансформатор.

ANNOTATION

Osypchuk O. Functioning efficiency increasing of 110/10 kV electric networks in Chortkiv District Electrical Networks OJSC “Ternopiloblenergo”. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Department of Electrical Engineering, group EEmz-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Pages – 102; Illustrations – 21; Tables – 21; Blueprints – 7; Sources – 19; Additions – 10.

In diploma paper submitted characteristics of network of JSC “Ternopiloblenergo”, carried out calculation of loads substation. Developed four variants of the electricity of network 110 kV, two types of transformers TM-10000 kVA are selected, and the brand of wires AC-120/19 is chosen. Selected main circuit of electrical connections. A range of circuit breakers and disconnectors and choice of devices are carried out, based on which the layout scheme of control and measuring devices in the substation is composed. Selections of limiters of overvoltages, tire plants, insulators, transformers and their needs, batteries are conducted. Drafted electrical schematics of the substation of 110/10 kV.

Keywords: transformer substation, electricity, electric parts, power transformer.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	11
1.1 Категорії споживачів електричної енергії згідно надійності системи електропостачання.....	11
1.2 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня....	15
1.3 Статистичні показники надійності елементів електричних мереж...	18
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	20
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго».....	20
2.2 Розрахунок навантажень ПС «Долина».....	25
2.3 Висновки до розділу 2.....	26
3. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	27
3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Чортківського РЕМ.....	27
3.2 Вибір трансформаторів ПС 110/10 кВ «Долина».....	32
3.3 Вибір проводів ПЛ 110 кВ.....	36
3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ.....	37
3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ.....	37
3.5 Висновки до розділу 3.....	41
4. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА.....	42
4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 110/10 кВ.....	42
4.2 Розрахунок струмів КЗ.....	53
4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ.....	53
4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ.....	54
4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.....	55
4.3 Вибір шин ПС.....	56

	6
4.3.1 Вибір гнучких шин на стороні ВН.....	56
4.3.2 Вибір жорстких шин на 10 кВ.....	57
4.4 Вибір ізоляторів.....	58
4.5 Вибір вимикачів і роз'єднувачів.....	59
4.6 Вибір обмежувачів перенапруг.....	60
4.7 Вибір вимірювальної апаратури.....	61
4.7.1 Вибір ТС.....	64
4.7.2 Вибір ТН.....	64
4.7.2.1. Вибір ТН на 110 кВ.....	65
4.7.2.2. Вибір ТН на 10 кВ.....	65
4.8 Вибір запобіжників.....	65
4.9 Вибір ТВП.....	66
4.10 Висновки до розділу 4.....	68
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	71
5.1 Розрахунок частоти відмов і кількості недовідпущеної електроенергії.....	71
6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	78
6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі.....	78
6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора... ..	82
7. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	85
7.1 Забезпечення пожежної безпеки об'єкта.....	85
7.2 Заходи з техніки безпеки при експлуатації електрообладнання.....	86
7.3 Вплив вібрації на організм людини і розроблення заходів щодо зниження його рівня.....	90
7.4 Проведення аварійно-відновлювальних та інших невідкладних робіт на енергомережах в осередках ураження.....	91
8.ЕКОЛОГІЯ.....	97
8.1 Електромагнітне забруднення.....	97
8.2 Захист від електромагнітних випромінювань.....	98

	7
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	100
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	101
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Однолінійна схема нормального режиму ВАТ “Тернопільобленерго”	2
Додаток Б. Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області.....	3
Додаток В. Карта населених пунктів Чортківського району.....	4
Додаток Д. Порівняльний розрахунок трансформаторів ТДН-10000 і ТМН-6300.....	5
Додаток Е. Перелік і сфера застосування схем 35 – 750 кВ.....	8

ВСТУП

Актуальність теми. У цілому світі забезпечення централізованого електропостачання населених пунктів здійснюється від великих енергосистем. В таких великих енергосистемах використовуються електричні станції, електричні підстанції, кабельні та повітряні лінії електропередач. Тому необхідно забезпечити оптимальний режим роботи всієї енергосистеми з урахуванням взаємозв'язку між кожним окремим елементом такої великої енергосистеми.

При проектуванні нової підстанції необхідно забезпечити баланс активної та реактивної потужностей з врахуванням необхідної надійності електропостачання споживачів та забезпечити ефективний розподіл потоків потужності.

Проектування розвитку електроенергетичних систем і електричних мереж містить задачу розробки та обґрунтування технічних і економічних питань, які зумовлюють цей розвиток, при цьому забезпечують необхідну надійність, якість електропостачання електроспоживачів та ефективність розподілу.

Дані проекти є основою для подальшого будівництва чи реконструкції електростанцій, підстанцій, ліній електропередач. Також вони дають можливість комплексно розглядати єдиний послідовний технологічний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії.

При проектуванні подальшого розвитку електроенергетичної системи постає задача визначення прогнозованого навантаження, яке буде споживатися від даної підстанції. При цьому необхідно знати не тільки значення навантаження, але й скільки виробляється електроенергії в цілому в регіоні. Прогноз навантаження використовується для розвитку мереж живлення та розподільчих мереж, вибору типів електростанцій, визначення загальної потреби системи в енергоресурсах.

В подальшому проводиться техніко-економічне порівняння варіантів розвитку електричної мережі, де порівнюються різні варіанти за надійністю і

забезпеченням якості електроенергії та вибирається найбільш ефективний. Також проводиться визначення капіталовкладень і щорічних витрат, вибір схеми і параметрів електричної мережі, вибір номінальної напруги електричної мережі, вибір перерізу проводів повітряних ліній, вибір трансформаторів та автотрансформаторів підстанцій.

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

Мета і завдання дослідження. Метою дипломної роботи є підвищити ефективність функціонування електричних мереж 110/10 кВ Чортківського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв’язати наступні завдання:

- провести аналіз заходів по підвищенню ефективності функціонування електричних мереж 110 кВ;
- провести дослідження електричної мережі та розрахунок навантажень підстанції в максимальному та мінімальному режимах;
- запропонувати необхідну кількість варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ;
- обґрунтувати вибір числа та потужності силових трансформаторів проектованої підстанції;
- провести вибір головної схеми електричних з’єднань для РП-110 кВ та РП-10 кВ, а також провести вибір основного та допоміжного обладнання підстанції.

Об’єкт дослідження – мережі 110/10 кВ.

Предмет дослідження – заходи підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/10 кВ з метою ефективного розподілу електроенергії.

Наукова новизна отриманих результатів – отримало подальший розвиток впровадження заходів підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/10 кВ.

Практичне значення отриманих результатів – Встановлення двохтрансформаторної підстанції 110/10 кВ дозволить оптимізувати систему розподілу електричної енергії Чортківського району та знизити технологічні втрати пікового навантаження та підвищити надійність системи електропостачання.

Апробація. Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (19 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 112 сторінок, 21 таблиця, 21 рисунок.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Категорії споживачів електричної енергії згідно надійності системи електропостачання

Дуже важливим питанням є розподіл електроприймачів електроенергії по категоріям забезпечення надійності електропостачання будівель і споруд з урахуванням їхнього значення в економічному та технологічному процесі виробництва, безаварійної роботи обладнання і безпеки її обслуговування.

Для раціональної побудови схем живлення міських споживачів необхідно визначити категорію всіх електроспоживачів.

Під надійністю електропостачання розуміють здатність системи електропостачання забезпечувати електричні споживачі безперервним живленням електричною енергією при регламентованому значенні напруги.

Надійність електропостачання в основному залежить від прийнятої схеми електропостачання, ступені резервування окремих груп електричних приймачів, а також надійної роботи окремих елементів системи електропостачання.

Припускається проектування окремих елементів систем електропостачання з розрахунком на автоматичне відключення у післяаварійному режимі частини менш відповідальних електроприймачів. Тимчасова відсутність резервування в одній з частин системи електропостачання не звільняє від дотримання вимог до резервування в окремих частинах системи дотримуючись до категорій електроприймачів.

Всі елементи системи електропостачання повинні навантажуватись із дотриманням оптимального струморозподілу. Спеціальні резервні (нормально не завантажувальні) елементи не повинні передбачатись. При рішенні питань резервування необхідно враховувати перевантажувальну здібність електрообладнання, а також координувати роботу автоматичних пристроїв вводу резервного живлення і розвантаження енергосистеми по промисловій частоті.

При визначенні категорії споживачів слід пояснити роботу кожного споживача відповідно можливим наслідкам перерви в електропостачанні.

Не всі електроприймачі, які входять до складу характерних груп місцевих споживачів електричної енергії (житлові будинки та ін.) потребують високої надійності їх електропостачання.

Для деяких електроприймачів перерва в електропостачанні неприпустима і на декілька годин, але для електропостачання інших груп місцевих споживачів без витрат для підприємства і безпеки життя людей можуть бути припущені перерви. Тому ПУЕ [9] встановлює умови безперервного електропостачання не на споживачів в цілому, а з окремих електроприймачів. Отже, всі електроприймачі згідно ПУЕ [9] діляться на три основні категорії по забезпеченню надійності електропостачання.

До 1 категорії надійності електропостачання відносяться електричні споживачі, перерва в електропостачанні яких може повести за собою небезпеку для життя людей, великий збиток в народному господарстві, пошкодження обладнання, масовий брак продукції, розлад технічного процесу недовипуском продукції, простоем людей та механізмів на підприємстві, промислового транспорту, порушення норм діяльності міських жителів. Прикладами електричних споживачів що відносяться до 1 категорії в житлових і громадських спорудах можуть служити електродвигуни пожежних насосів, пристрої димового захисту та інших протипожежних пристроїв, ліфтів, евакуаційне та аварійне освітлення будинків висотою 16 поверхів і вище, операційних залів лікарняних закладів та невідкладної допомоги. [5]

На промислових підприємствах прикладами споживачів I категорії надійності електропостачання можуть бути вентилятори насосів, компресорів, повітродувок, цехових кранів, аварійне і евакуаційне освітлення, підприємства, які працюють цілодобово, електричний транспорт, стадіони, магазини площиною більше 1800 м², адміністративні заклади, пожежні станції і т.д., якщо перерва в електропостачанні може привести за собою небезпеку для життя людей та важкі пошкодження електротехнічного обладнання. Умови живлення

електричних споживачів I категорії: забезпечення електричною енергією від 3 незалежних джерел живлення, на яких зберігається напруга незалежно від робочого стану основного джерела живлення. Перерва в електропостачанні може бути тільки на час автоматичного включення резервного (АВР) джерела живлення.

Незалежне джерело живлення – джерело живлення груп електроприймачів споживача, на якому зберігається напруга при зникненні її на інших джерелах. Це може бути РП двох електричних станцій або дві секції збірних шин ТП, якщо кожна секція живиться від незалежного ДЖ, при умові, що ці секції не пов'язані між собою або мають зв'язок, автоматично відключаються при порушенні нормальної роботи одної із секцій. Електропостачання приймачів I категорії надійності електропостачання, як правило, здійснюють від двох близько розташованих ТП.

За неможливості через місцеві умови здійснити живлення від різних ТП допускається живлення від різних трансформаторів однієї ТП. Трансформатори повинні живитись по високій стороні взаємо-резервованими лініями, які в свою чергу повинні бути підключені до різних незалежних джерел живлення і мати необхідний резерв пропускної здатності елементів системи електропостачання залежно від навантаження електроприймачів і категорії надійності електропостачання. Другим незалежним джерелом живлення можуть бути дизельна електростанція (ДЕС), агрегат безперервного живлення (АБЖ), який забезпечує живлення струмоприймачів при зникненні напруги за рахунок енергії акумуляторних батарей, що входять до його складу та саме акумуляторні батареї. Обов'язковою є вимога АВР на стороні 0,4 кВ.

Для електроприймачів особливої групи I категорії надійності електропостачання необхідно передбачити додаткове живлення від третього незалежного взаємо-резервованого джерела живлення, що забезпечує електропостачання визначеної тривалості. Таким джерелом живлення можуть бути ДЕС, АБЖ, акумуляторні батареї.

Одержання необхідної надійності та якості живлення локальних обчислюваних систем, систем передачі інформації, електронної пошти тощо вирішується шляхом створення системи гарантованого електропостачання (СГЕ) з використанням АБЖ певної конфігурації, ДЕС і відповідної побудови силової розподільної мережі.

Система гарантованого електропостачання (СГЕ) – є набором функціональних пристроїв і схемних рішень, призначених для забезпечення безперебійним і якісним електроживленням відповідальних струмоприймачів особливої групи I категорії.

До 2 категорії надійності електропостачання відносять електричні споживачі, перерва в електропостачанні яких може бути на час ремонту чи заміни пошкодженого елемента системи електропостачання оперативним обслуговуючим персоналом або виїзною бригадою енергопостачальної організації. Прикладом можуть бути електричні споживачі в будинках від 6 до 16 поверхів, будинки управлінь, побутового обслуговування населення, споруди лікувальних та дитячих закладів, школи, силові установки квартальних котельних та теплових пунктів, столові, магазини, електроприймачі металообробних, збірних цехів, проектних конструкторських організацій та інші. В механічних цехах промислових підприємств до цієї групи відносять електричні двигуни верстатного обладнання, підйомно-транспортні пристрої, вентилятори, зварні агрегати та інше. Електричні споживачі 2 категорії можуть отримувати живлення від одного центра живлення, але рекомендується здійснювати від двох незалежних взаємо-резервованих джерел та допускається перерва в електропостачанні на час, необхідний для вмикання резервного живлення черговим персоналом чи виїзною оперативною бригадою енергопостачальної організації. [5]

До 3 категорії надійності електропостачання відносять електричні споживачі невеликих підприємств, допоміжних цехів, складів, майстерні, підприємства несерійного виробництва, сільське господарство, комунально-господарських споживачів, будівлі до 5-ти поверхів включно. [5]

Для електроспоживачів 3 категорії, умовами в електропостачанні може бути здійснено від одного джерела живлення та перерва в електропостачанні може бути припущена на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, який не перевищує 24 години.

Допускається, як виняток, поширювати вимоги до надійності електропостачання електроприймачів більш високої категорії надійності на електроприймачі нижчої категорії будинку або споруди за ініціативою власника та узгодженням з електропостачальною організацією. Живлення силових електроприймачів і освітлення рекомендується здійснювати від спільних трансформаторів. При цьому допустимі відхилення і коливання напруги в освітлювальних приладах не повинні перевищувати вказаних в ГОСТ 13109 [18].

1.2 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня

У зв'язку із серйозними кількісними і якісними змінами споживачів електроенергії значно зросла актуальність завдання забезпечення надійного електропостачання. Це пов'язане з появою підприємств промислового типу.

Відповідно до ПУЕ [9] всі електроприймачі поділяють на три категорії відносно забезпечення надійності електропостачання.

Для підвищення надійності електропостачання можуть бути використані різні способи. Це пов'язане, з одного боку, з одержанням економічного ефекту, у першу чергу за рахунок зменшення збитку від перерв в електропостачанні, з іншого боку - з додатковими витратами на самі засоби. Тому підвищення надійності електропостачання найбільше доцільно до певного оптимального рівня, при яких досягається максимальний сумарний економічний ефект із обліком обох складових.

Різні засоби й заходи щодо підвищення надійності електропостачання можна розділити на дві групи - організаційно-технічні й технічні.

До організаційно-технічних заходів відносять наступні:

1. Підвищення вимог до експлуатаційного персоналу, у тому числі трудовій і виробничій дисципліні, а також підвищення кваліфікації персоналу.

Раціональна організація поточних капітальних ремонтів і профілактичних випробувань, у тому числі вдосконалення планування ремонтів і профілактичних робіт, механізація ремонтних робіт.

2. Раціональна організація пошуку й ліквідації пошкоджень, у тому числі вдосконалення пошуку пошкоджень, зокрема з використанням спеціальної апаратури; застосування необхідного автотранспорту; диспетчеризація, телемеханізація, радіозв'язок і ін.; механізація робіт по відбудові ліній.

3. Забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування. Слід прагнути до оптимального обсягу цих запасів, тому що їхній надлишок пов'язаний із втратою капіталовкладень, а недостатня кількість може призвести до збільшення строку відновлювальних робіт.

До технічних засобів і заходів щодо підвищення надійності електропостачання відносять наступні:

1. Підвищення надійності окремих елементів мереж, у тому числі опор, проводів, ізоляторів, різного лінійного й підстанційного устаткування.

2. Скорочення радіуса дії електричних мереж. Повітряні електричні лінії - найбільш пошкоджувальні елементи системи електропостачання. Число пошкоджень зростає приблизно пропорційно збільшенню довжини ліній.

Застосування підземних кабельних мереж. Значні переваги перед повітряними лініями мають підземні кабелі. Вони коротші повітряних, тому що їх не потрібно прокладати по узбіччях полів, а можна вести по найкоротшій відстані. При цьому повністю усуваються перешкоди виробництву. Основна ж перевага кабельних ліній - їх висока надійність в експлуатації. Повністю виключаються ушкодження ліній від ожеледі й сильних вітрів, суттєво знижуються аварії від атмосферних перенапруг. Число аварійних відключень знижується в 8...10 раз. Однак тривалість ліквідації аварій на кабельних лініях при тимчасовому рівні експлуатації приблизно в 3 рази більше, тому що

складніше знайти місце ушкодження й доводиться проводити роботи по відкриванню котлованів та траншей. За допомогою спеціальних приладів можна прискорити відшукання поривів.

Особливо суттєво, що капіталовкладення на кабельні лінії при прокладці кабелеукладачами виявляються практично однаковими в порівнянні з капіталовкладеннями на повітряні лінії.

Завдяки цим перевагам кабельні лінії досить перспективні для розвитку електричних мереж і в майбутньому по мірі росту випуску кабелю електропромисловістю все більше число ліній будуть кабельними.

3. Мережне й місцеве резервування. Електричні мережі працюють в основному в розімкнутому режимі, тобто вони забезпечують однобічне живлення споживачів. При такому режимі можна знизити значення струмів короткого замикання, застосувати більш дешеву апаратуру, зокрема вимикачі, роз'єднувачі й ін., знизити втрати потужності в мережах, полегшити підтримку необхідних рівнів напруги на підстанціях і т.п. При цих умовах надійність електропостачання споживачів значно нижче, чим при замкненому режимі, тобто при двосторонньому живленні споживачів. У якості резервного джерела може бути використана друга лінія електропередачі від іншої підстанції (або від іншої секції шин двохтрансформаторної підстанції). Таке резервування називають мережним. Однак особливо в районах з підвищеними ожеледно-вітровими навантаженнями можливе ушкодження обох ліній і припинення подачі енергії. Більш незалежним джерелом служить резервна електростанція (міськове резервування). У системі електропостачання для живлення найбільш відповідальних споживачів у період аварії основної лінії найчастіше в якості резервної використовують дизельні електростанції невеликої потужності, застосування яких намічається значно розширити.

4. Автоматизація електричних мереж, у тому числі вдосконалення релейного захисту, використання автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного включення резерву (АВР), автоматичного секціонування,

обладнань автоматизації пошуку ушкоджень, автоматичного контролю ненормальних і аварійних режимів, телемеханіки.

Широке впровадження більшості розглянутих раніше технічних засобів пов'язане з більшими капітальними вкладеннями, враховуючи, що довжина електричних мереж досягла 2,2 млн км. При автоматизації мереж як засобу підвищення надійності електропостачання потрібні відносно малі витрати при широких можливостях використання в експлуатованих мережах без їхньої серйозної реконструкції.

Слід зазначити, що максимальний ефект від підвищення надійності електропостачання може бути отриманий при комплексному використанні різних заходів і засобів. Їхні оптимальні комбінації визначаються конкретними умовами. Розробляють цілу комплексну програму підвищення надійності електропостачання споживачів, яка буде містити в собі рекомендації з оптимальних комплексів засобів для різних умов.

1.3 Статистичні показники надійності елементів електричних мереж

Основні показники надійності елементів електричних мереж це [17]:

- ω – параметр потоку відмов системи електропостачання, що визначається середньою кількістю відмов системи за одиницю часу (наприклад, за рік);
- T_0 – середній час відновлення системи електропостачання, що визначається як середній час вимушеної перерви в електропостачанні, викликаного відшукуванням і усуненням даної відмови;
- $P_{(\tau)}$ – ймовірність безвідмовної роботи системи електропостачання, що визначається як ймовірність того, що на протязі часу τ не станеться відмови системи;
- K_r – коефіцієнт готовності системи електропостачання, він визначає ймовірність того, що система буде працездатна в довільно вибраний

момент часу в проміжках між виконанням планового технічного обслуговування.

Крім цих основних характеристик надійності, використовуються ще додаткові, для відображення тих або інших властивостей конкретної системи електропостачання, це такі [17]:

- t_p – тривалість планово-попереджувального ремонту;
- μ_p – періодичність планово-попереджувального ремонту.
- K_n – коефіцієнт простою, або стаціонарна ймовірність перебування системи електропостачання в стані простою.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ

«Тернопільобленерго»

Заданий фрагмент електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.1), що живить населені пункти Чортків, Сосулівка, Марилівка, Колиндяни, Полівці, Білобожинця, Пробіжна, Кривеньке та підстанції Крохмаль 3-Д (ТКЗ) і АРЗ. Живлення відбувається від ПС 110кВ Чортків.

Однолінійна схема нормального режиму ВАТ «Тернопільобленерго» (схема з'єднань мережі 35/110/330 кВ) представлено в Додатку А.

Фрагмент карти електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області Чортківського РЕМ представлено на рис. 2.2.

Карта електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області представлено в Додатку Б.

Географічне розташування ПС ЕМ 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» показано на рис. 2.3.

Перелік трансформаторів, встановлених на ПС ЕМ Чортківського РЕМ наведено в табл. 2.1., а перелік існуючих ПЛ–110 кВ та ПЛ–35 кВ – в табл. 2.2.

Карта населених пунктів Чортківського району представлена в Додатку В.

В роботі проводиться розробка системи електропостачання ПС 110/10 кВ «Долина» та оптимізація режимів роботи ЕМ для забезпечення якості електроенергії, яка постачається споживачам.

Згідно вихідних даних навантаження ПС становить $P_{ПС} = 9 \text{ МВт}$. Коефіцієнт навантаження на 10 кВ ПС – $\cos\varphi = 0.85$. Коефіцієнт мінімального навантаження $k_{min} = 0,55$, час використання навантаження під час максимуму $T_{max} = 5780 \text{ год}$.

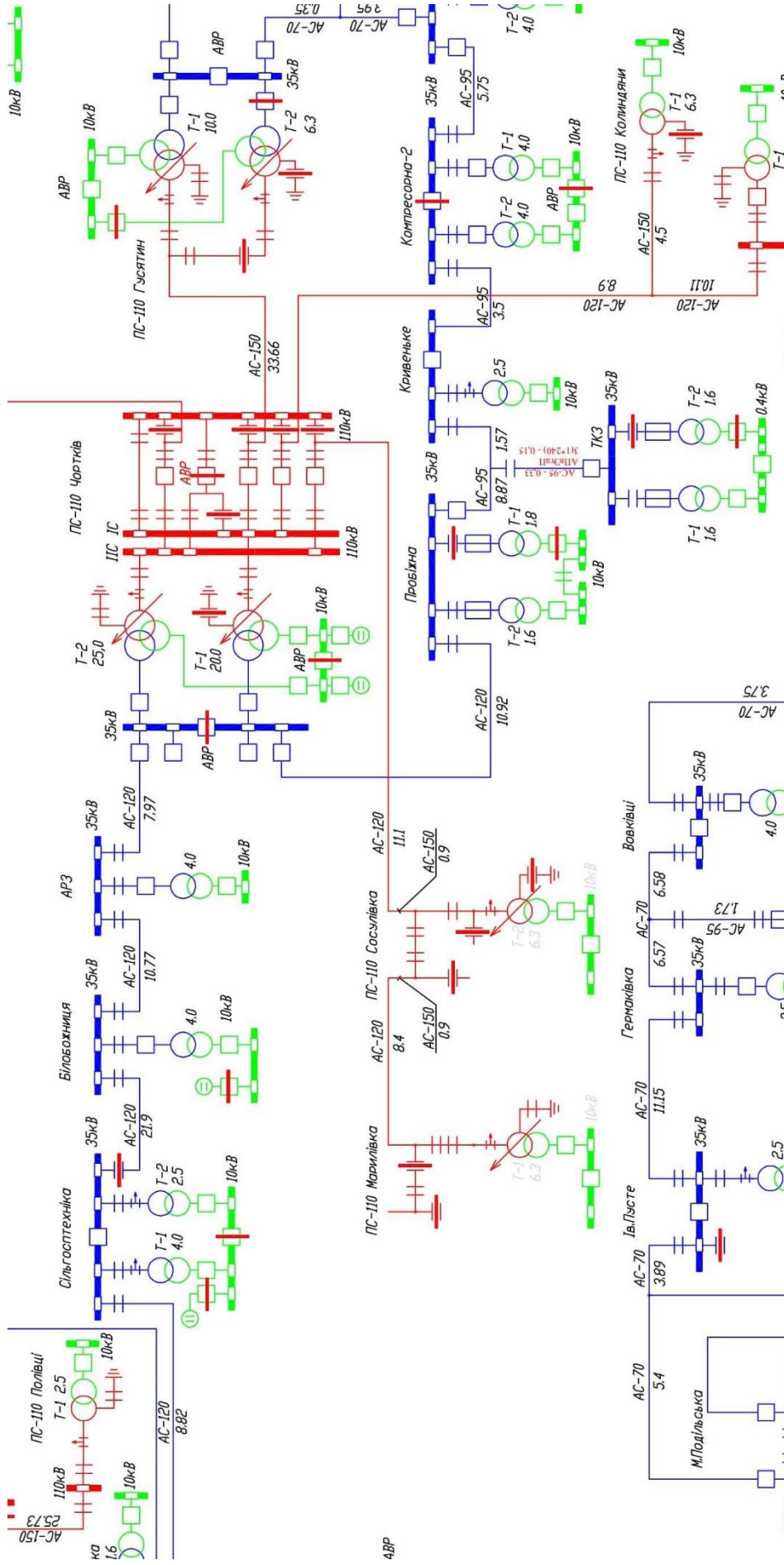


Рис. 2.1 – Фрагмент ЕМ 110 кВ ВАТ «Гернолізобленерго»
(Чортківський РЕМ)

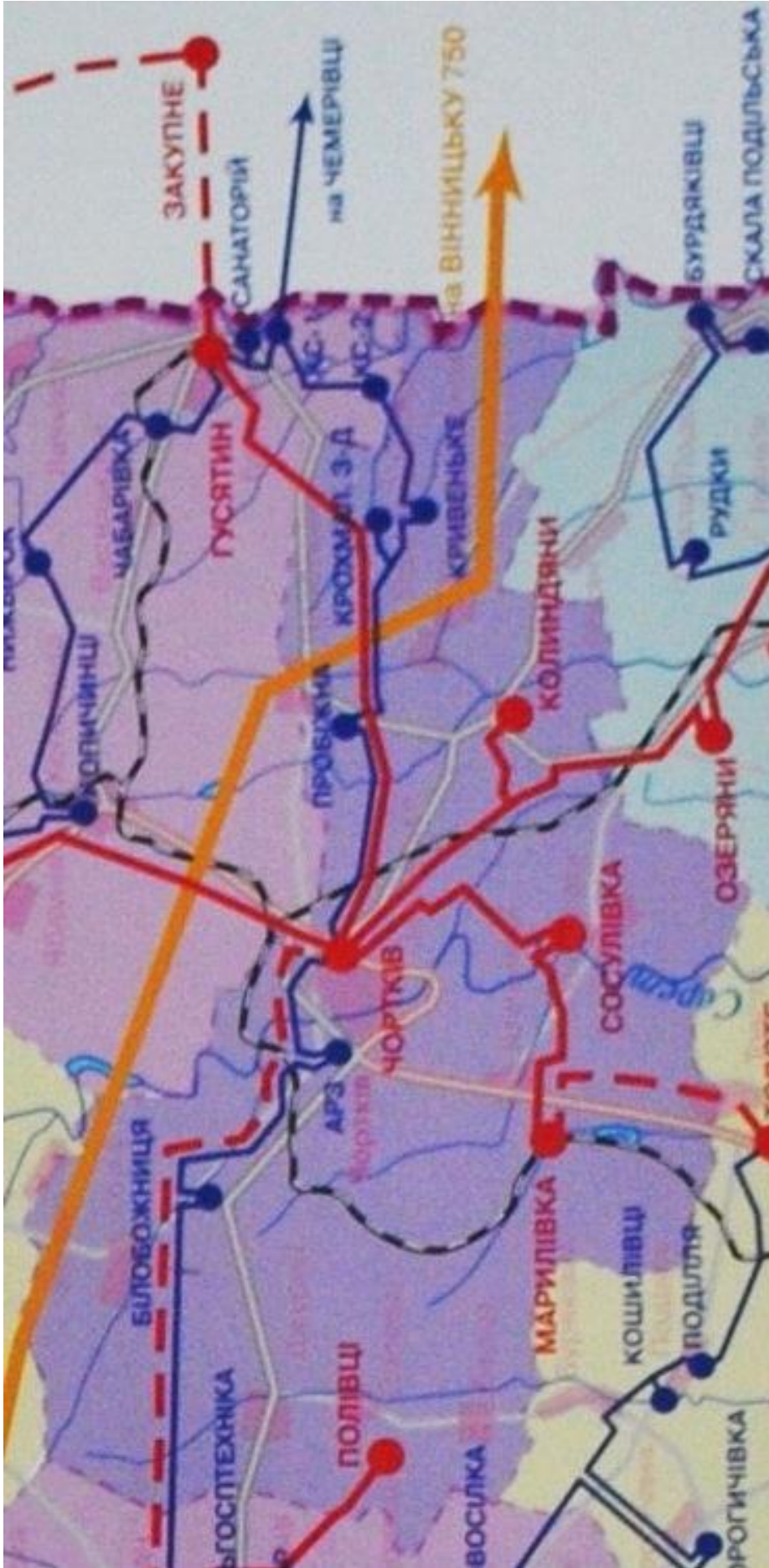


Рис. 2.2 – Фрагмент карти ЕМ (750-35 кВ) Тернопільської області (Чортківський район)

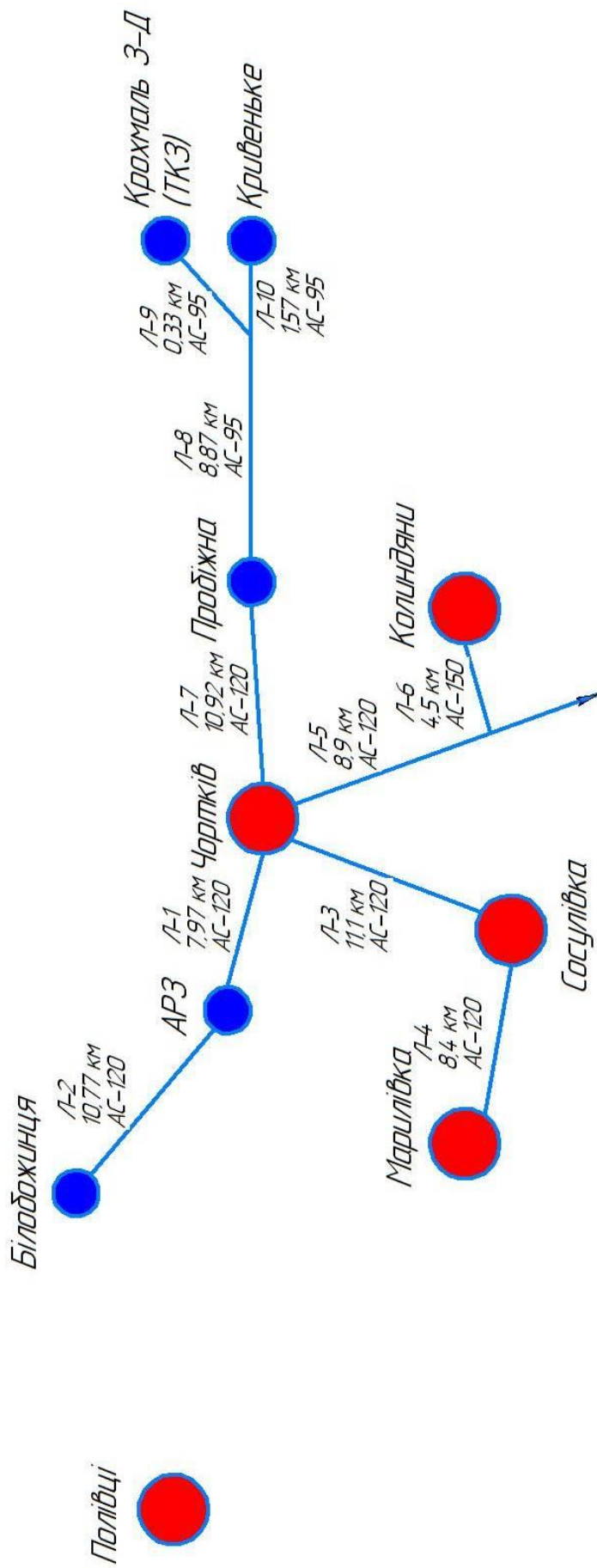


Рис. 2.3 – Географічне розгашування підстанції ЕМ (Чортківський РЕМ)

Таблиця 2.1 – Трансформатори, встановлені на ПС ЕМ 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

Підстанція	Тип трансформаторів	$S_{ном}, МВА$	$U_{ном}, кВ$		
			ВН	СН	НН
Колиндяни	6300/110	6,3	115	-	11
Сосулівка	6300/110	6,3	115	-	11
Марилівка	6300/110	6,3	115	-	11
Полівці	2500/110	2,5	115	-	11
АРЗ	4000/35	4,0	35,5	-	11
Білобожинця	4000/35	4,0	35,5	-	11
Пробіжна	1800/35	1,8	35,5	-	11
	1600/35	1,6	35,5	-	11
Кривеньке	2500/35	2,5	35,5	-	11
Крохмал 3-Д (ТКЗ)	1600/35	1,6	35,5	-	0,4
	1600/35	1,6	35,5	-	0,4
Чортків	20000/110	20	115	35,5	11
	25000/110	25	115	35,5	11

Таблиця 2.2 - Перелік ліній електропередач (ЛЕП) заданої мережі 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

Вузол початку	Вузол кінця	Марка проводу	Довжина, км
Чортків	АРЗ	АС-120	7,97
АРЗ	Білобожинця	АС-120	10,77
Чортків	Сосулівка	АС-120	11,1
Сосулівка	Марилівка	АС-120	8,4

Продовження таблиці 2.2

Чортків	Колиндяни	АС-120	8,9
		АС-150	4,5
Чортків	Пробіжна	АС-120	10,92
Пробіжна	Крохмаль 3-Д (ТКЗ)	АС-95	8,87
		АС-95	0,33
Крохмаль 3-Д (ТКЗ)	Кривеньке	АС-95	0,33
		АС-95	1,57

Підстанція «Долина» буде жити споживачів II та III категорій на напрузі 10 кВ. Склад споживачів по категорійності по надійності електропостачання представлений у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Склад споживачів по категорійності по надійності ЕП

Категорійність споживачів електричної енергії			
II – га категорія		III – тя категорія	
30%	2,7 МВт	70%	6,3 МВт

2.2 Розрахунок навантажень ПС «Долина»

Значення навантаження на ПС «Долина» максимуму і мінімуму його навантаження.

Реактивні складові знайдемо на ПС з активних складових і відповідних їм $\cos \varphi$:

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

де $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс φ .

$$Q_{\max} = 9 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 5,6 \text{ МВАр}$$

Навантаження НН ПС для режиму її мінімуму навантаження:

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

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

де k_{\min} – коефіцієнт мінімуму навантаження.

$$P_{\min} = 9 \cdot 0,55 = 4,95 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\min} = 4,95 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 3,07 \text{ МВАр};$$

Навантаження на низькій напрузі ПС «Долина» представлено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Навантаження на ПС «Долина»

Σ навантаження,	$U_{\text{ном}}$	<i>Max</i>		<i>Min</i>	
		<i>МВт</i>	<i>кВ</i>	$P_{\max}, \text{МВт}$	$Q_{\max}, \text{МВАр}$
9	10	9	5,6	4,95	3,07

2.3 Висновки до розділу 2

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».
2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Долина», яке складає 9 МВт, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 110 кВ.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Чортківського РЕМ

Згідно заданих вхідних даних складаємо чотири можливі варіанти розвитку ЕМ 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

Перший варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.1. В даному варіанті будується одноколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина», та одноколова лінія Л-12 довжиною 10,2 км проводом АС-120/19 з ПС «Долина» до ПС «Полівці» (згідно Додатку А-В).

Другий варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.2. В даному варіанті будується одноколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина», та одноколова лінія Л-12 довжиною 25,4 км проводом АС-120/19 з ПС «Долина» до ПС «Чортків» (згідно Додатку А-В).

Третій варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.3. В даному варіанті будується одноколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина», одноколова лінія Л-12 довжиною 10,2 км проводом АС-120/19 з ПС «Долина» до ПС «Полівці» та одноколова лінія Л-13 довжиною 25,4 км проводом АС-120/19 з ПС «Чортків» до ПС «Долина» (згідно Додатку А-В).

Четвертий варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.4. В даному варіанті будується двоколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина» (згідно Додатку А-В).

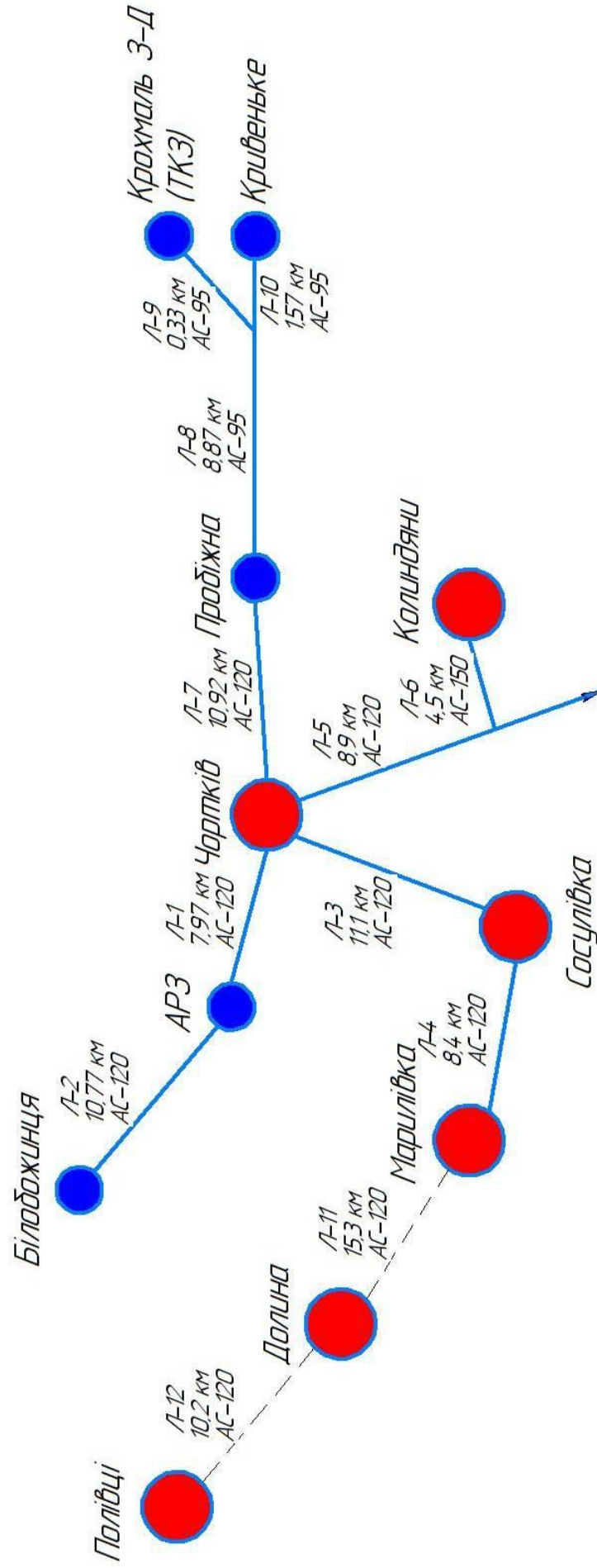


Рис. 3.1 – Перший варіант розвитку електричної мережі Чортківського району

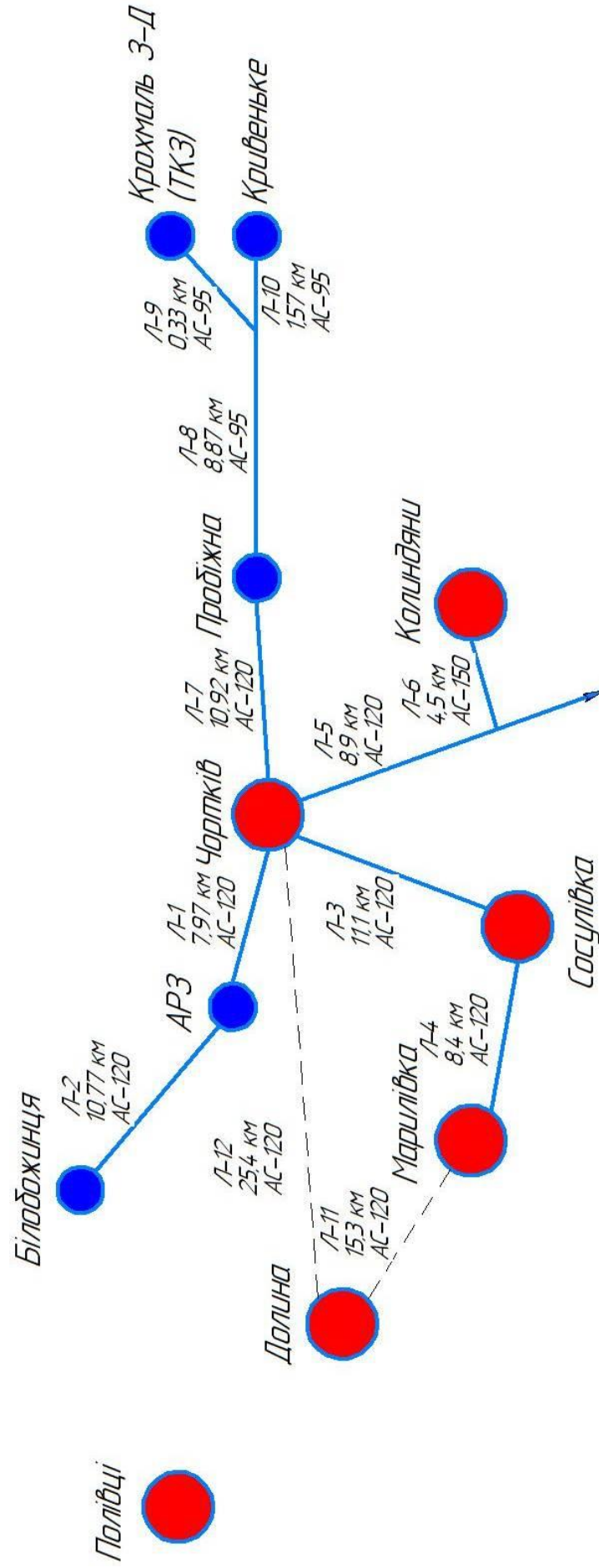


Рис. 3.2 – Другий варіант розвитку електричної мережі Чортківського району

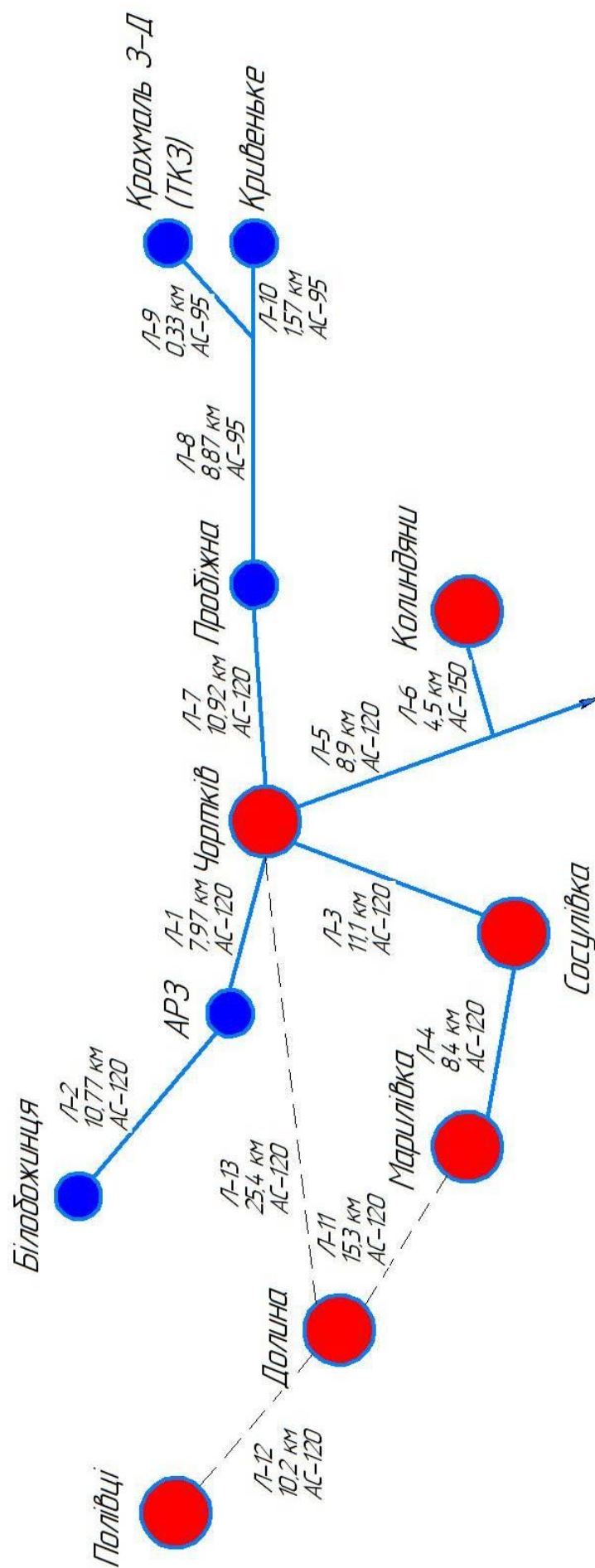


Рис. 3.3 – Третій варіант розвитку електричної мережі Чортківського району

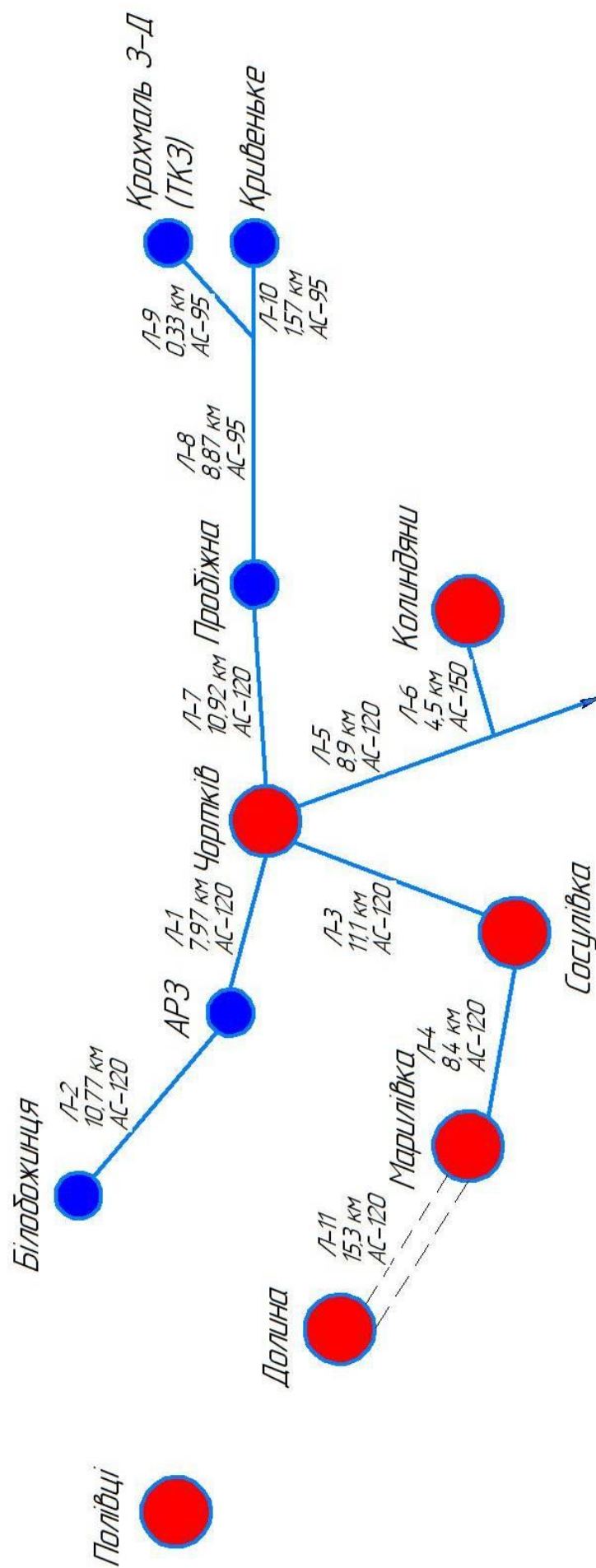


Рис. 3.4 – Четвертий варіант розвитку електричної мережі Чортківського району

3.2 Вибір трансформаторів ПС 110/10 кВ «Долина»

ПС «Долина» буде будуватися двотрансформаторною.

Потужність одного трансформатора вибирається з врахуванням коефіцієнта перевантаження на 40% (коефіцієнт 1,4) під час аварії при максимальному навантаженні.

$$S_{nom} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{9^2 + 5,6^2}}{1,4} = \frac{10,6}{1,4} = 7,57 \text{ МВА}.$$

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, враховують втрати в самому трансформаторі, і втрати, які створюються трансформатором 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

$$0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр};$$

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 XX трансформатора, %;

U_{kz} - напруга короткого замикання трансформатора, %.

Розрахунок проведено в математичному пакеті РТС MathCAD 15 M050 (Додаток Д).

Значення втрат XX, втрат короткого замикання, струму XX, напруги КЗ виберемо з табл. 7.3 [1]. Вартість трансформаторів виберемо з [2]:

1 варіант

TM-10000/110

$S_T = 10000 \text{ кВА}$

$\Delta P_{xx} = 14 \text{ кВт}$

$\Delta P_{кз} = 60 \text{ кВт}$

$U_{кз} = 10,5 \%$

$I_{xx} = 0,7 \%$

Ц=1450 тис. грн.

2 варіант

TM-6300/110

$S_T = 6300 \text{ кВА}$

$\Delta P_{xx} = 11,5 \text{ кВт}$

$\Delta P_{кз} = 44 \text{ кВт}$

$U_{кз} = 10,5 \%$

$I_{xx} = 0,8 \%$

Ц=900 тис. грн.

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

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

Визначасмо приведені втрати електроенергії:

1 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 10000 \cdot \frac{0,7}{100} = 70 \text{ кВАр}$$

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

$$\Delta P'_{xx} = 14 + 0,02 \cdot 70 = 15,4 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 60 + 0,02 \cdot 1050 = 81 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 15,4 + 0,53^2 \cdot 81 = 38,153 \text{ кВт}.$$

2 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 6300 \cdot \frac{0,8}{100} = 50,4 \text{ кВАр}$$

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

$$\Delta P'_{xx} = 11,5 + 0,02 \cdot 50,4 = 12,508 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 44 + 0,02 \cdot 661,5 = 57,23 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 12,508 + 0,841^2 \cdot 57,23 = 53,012 \text{ кВт}.$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

1 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 38,153 = 76,306 \text{ кВт}$$

2 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 53,012 = 106,023 \text{ кВт}$$

Час включення:

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

Втрати електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$\Delta E = 76,306 \cdot 8760 = 668438,808 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 106,023 \cdot 8760 = 928764,475 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства 750кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]:

$$c = 2,24 \text{ грн.}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$C_e = 668438.808 \cdot 2,24 = 1497362.93 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 928764.475 \cdot 2,24 = 2080432.424 \text{ тис. грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 1450 = 2900 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 900 = 1800 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 2900 = 290 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 1800 = 180 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 1497 + 290 = 1787 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 2080 + 180 = 2260 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{2900 - 1800}{2260 - 1787} \right| = 2.325 \text{ року.}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТДН 10000/110.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТДН-10000/110, а не масляного трансформатора ТМН-6300/110 буде становити:

$$E = C_2 - C_1 = |2260 - 1787| = 473 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо два трансформатори типу ТДН-10000/110 з номінальними каталожними даними [1]:

$$S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА};$$

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

$$\Delta P_{\text{xx}} = 14 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 60 \text{ кВт};$$

$$u_{\text{к}} = 10,5\%$$

$$I_{\text{xx}} = 0,7\%$$

Вибраний трансформатор має пристрій РПН $\pm 9 \times 1,5\%$ в нейтралі обмотки ВН.

3.3 Вибір проводів ПЛ 110 кВ

Враховуючи, що існуючі ПЛ ЕМ виконані проводом марки АС – 150, АС – 120, АС – 95 для нових ПЛ 110кВ вибираємо марку проводу АС – 120/19.

Погонні параметри проводу [1]:

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км},$$

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

Допустимий струм $I_{\text{дон}}$ проводу – 380А (температура повітря становить $+25^\circ\text{C}$).

Максимальний струм, що може протікати по ЛЕП 110 кВ відповідає

навантаженню ПС «Долина».

$$I_{\max} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{7410}{\sqrt{3} \cdot 110} = 38,9 \text{ А}.$$

Отже, $I_{\max} = 38,9 \text{ А} < I_{дон} = 380 \text{ А}$, провід АС-120/19 проходить по максимальному струмі навантаження.

3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ

3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ

Схема ЕМ формується із схем заміщення (СЗ) ліній електропередач (ЛЕП) та трансформаторів.

Повітряні лінії електропередач (ПЛ) 110 (35) кВ зображують П-подібною схемою заміщення [5] (рис. 3.5):

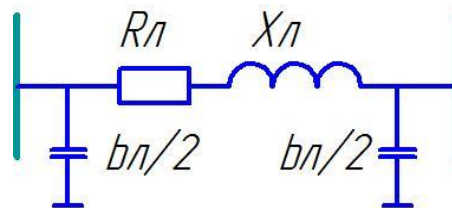


Рис. 3.5. П-подібна СЗ лінії 110 (35) кВ

Трьохобмоткові трансформатори зображують трипроменевою СЗ [5] (рис. 3.6).

Параметри елементів СЗ трьохобмоткового трансформатора визначаються за формулами:

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

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

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

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

де r_T - активний опір обмотки трансформатора;

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

$U_{ном}$ – номінальна напруга обмотки трансформатора, $U_{ном} = 110кВ$

x_T - реактивний опір обмотки тр-ра, $Ом$;

ΔP_K – втрати в міді, $кВт$;

g_T, b_T – активна та реактивна провідності тр-ра, $См$;

u_K - напруга КЗ обмотки;

I_{xx} – струм ХХ, % від $I_{ном}$.

ΔP_{xx} – втрати ХХ, $кВт$;

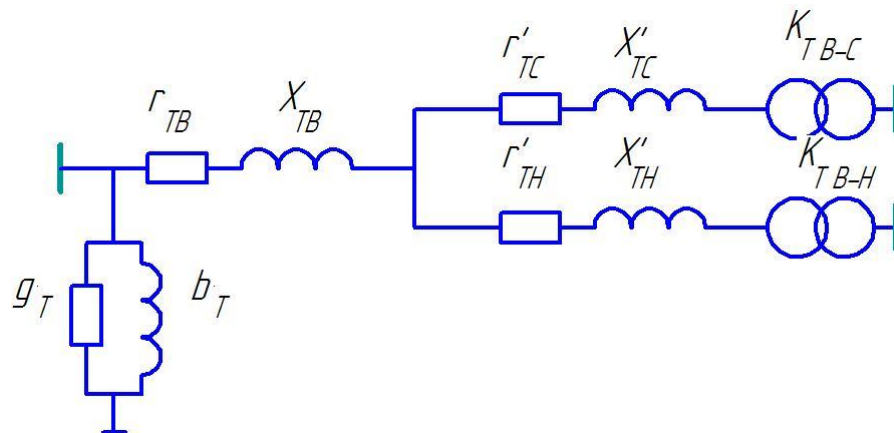


Рис. 3.6. СЗ трьообмоткового трансформатора

СЗ двообмоткового трансформатора зображена на рис. 3.7 [5].

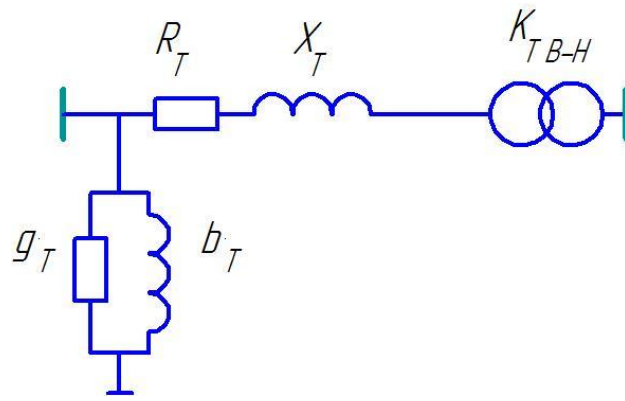


Рис. 3.7. СЗ двообмоткового трансформатора

Параметри СЗ двообмоткового трансформатора:

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

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

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

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

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

Складаємо СЗ електричної мережі 110 кВ (рис. 3.8).

Вузлом живлення є ПС «Чортків».

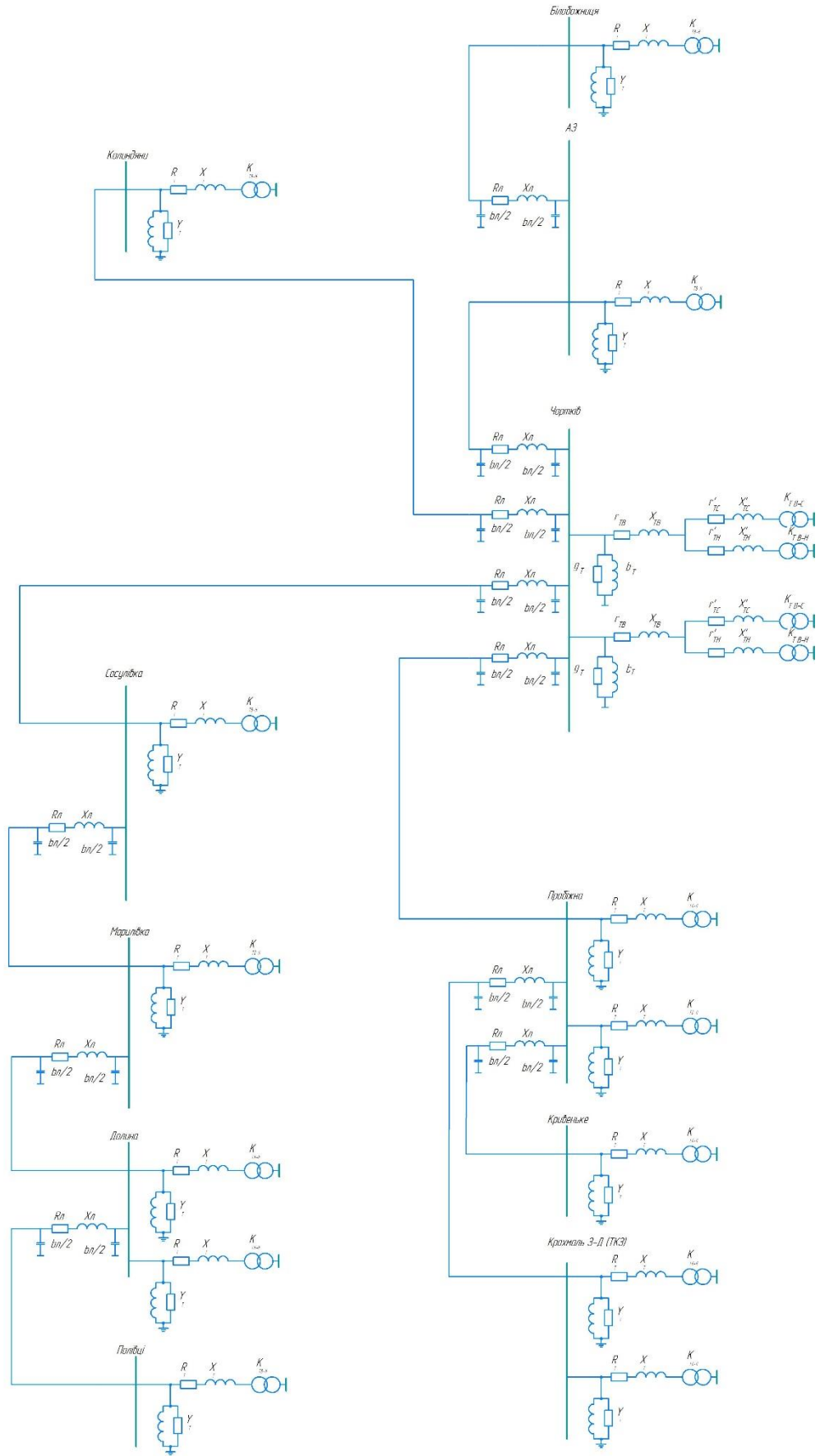


Рис. 3.8 – СЗ ЕМ 110 кВ Чортківського району

3.5 Висновки до розділу 3

1. Запропоновані чотири варіанти розвитку ЕМ 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» та обґрунтовано вибір ПС прохідного типу, що дало можливість зберігати транзит потужності при ремонтах чи пошкодженнях на об'єкті.
2. Обґрунтовано встановлення двотрансформаторної ПС потужністю 20 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС–120/19 на основі розрахунків навантажень.
3. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ, що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 110/10 кВ

Для вибору головних схем існують наступні вимоги:

- наявність відповідальних споживачів по надійності електропостачання;
- наявність транзиту електроенергії (потужності);
- можливість розширення підстанції;
- економічність;
- ведення ремонтних робіт без вимкнення сусідніх приєднань;
- сучасні схеми РП.

Головну схему електричних з'єднань підстанції (ПС) вибираємо з використанням типових схем розподільчих пристроїв (РП) (35–750кВ) [1] (Додаток Е).

В третьому розділі дипломної роботи розглянуто чотири варіанти розвитку електричної мережі.

Вибираємо типові схеми електричних з'єднань для живлення ПС «Долина».

Для першого варіанту вибираємо схему «Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній». Схема з'єднань ПС наведена на рис. 4.1. Схема використовується на прохідних ПС 110–220 кВ за необхідності секціонування ЛЕП; на ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВА включно.

Для другого варіанту вибираємо схему «Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній». Схема з'єднань ПС наведена на рис. 4.2. Схема використовується на прохідних ПС 110–220 кВ за необхідності секціонування ЛЕП; на ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВА.

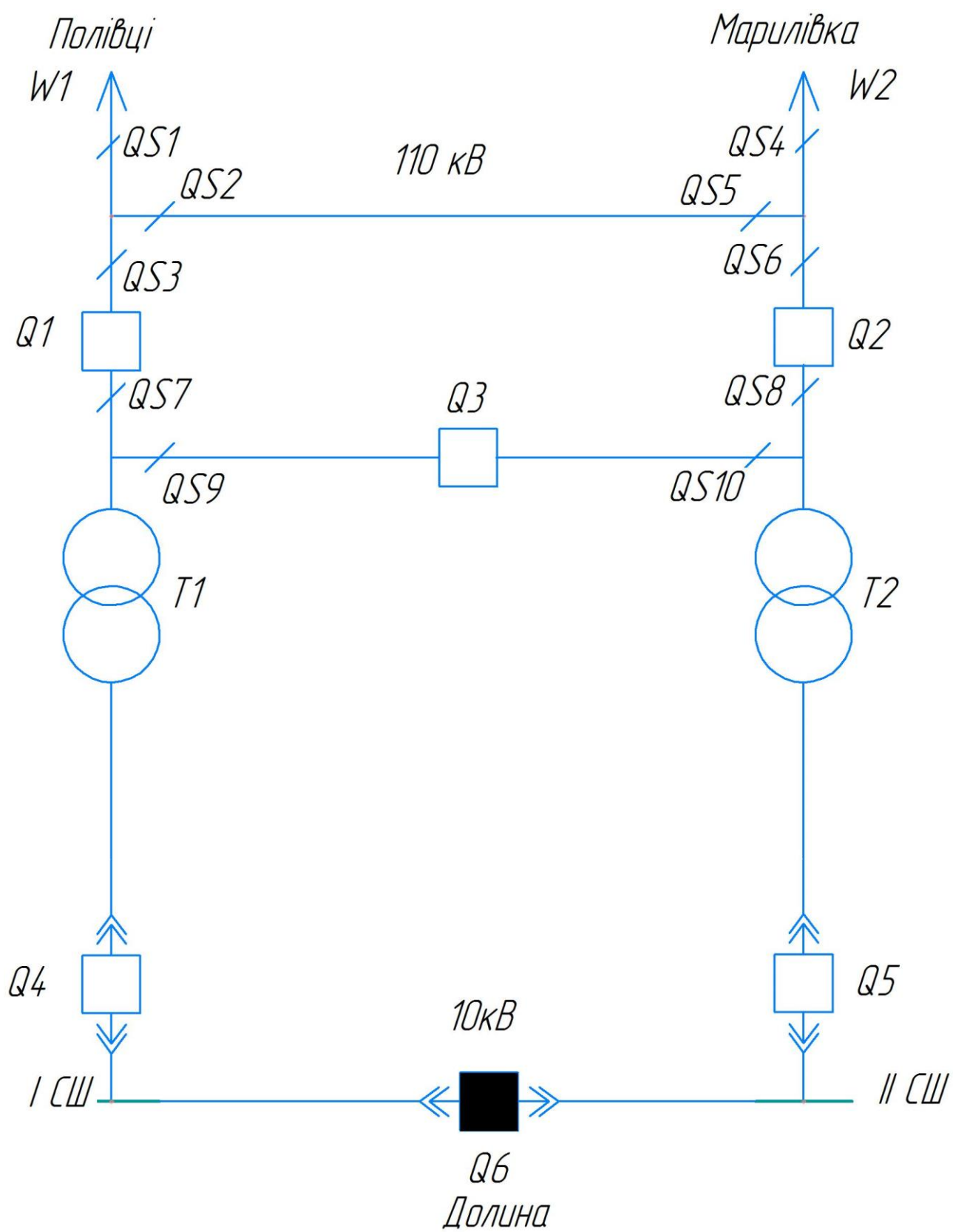


Рис. 4.1. Схема приєднань на підстанції
(для першого варіанту розвитку ЕМ)

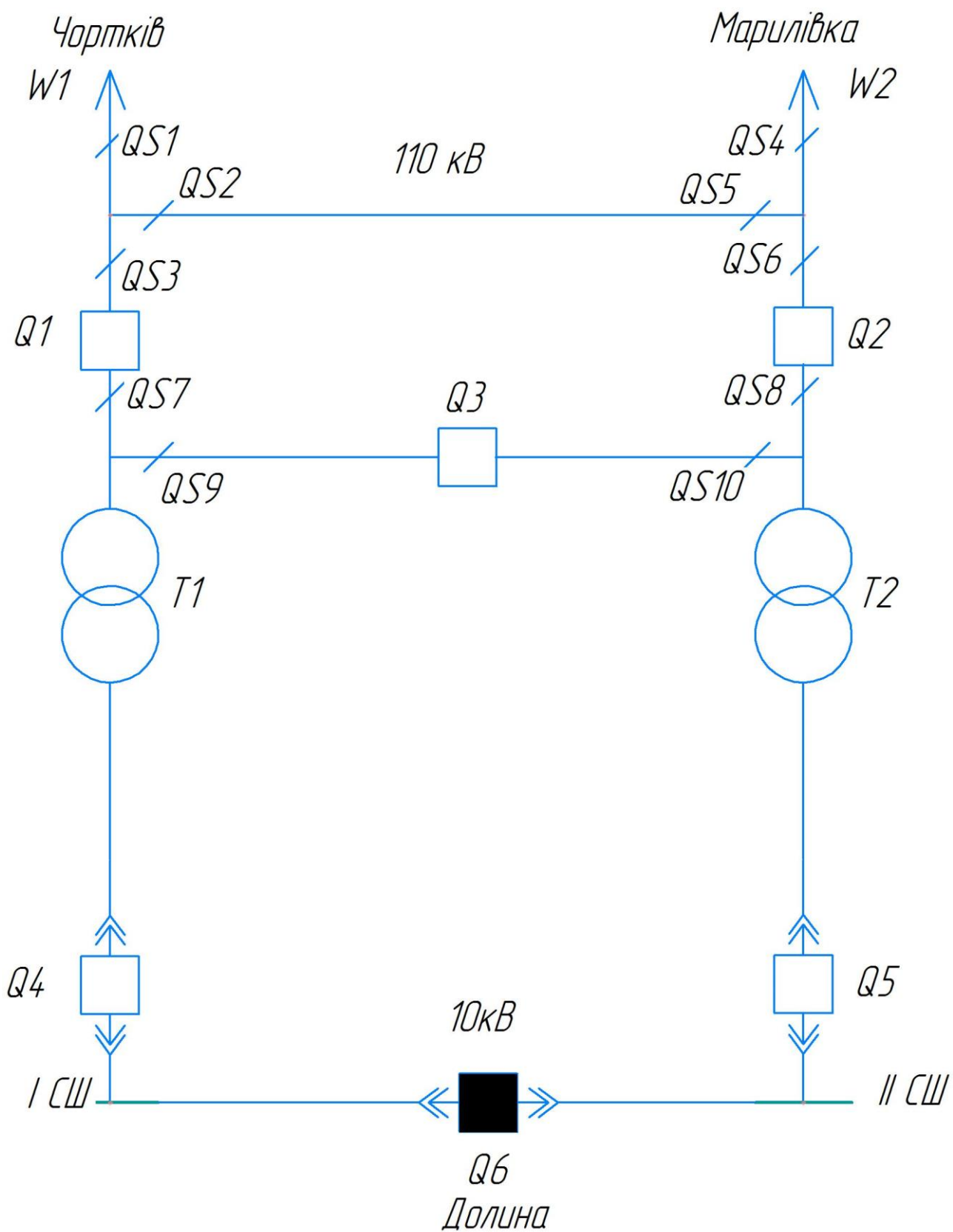


Рис. 4.2. Схема приєднань на підстанції
(для другого варіанту розвитку ЕМ)

Для третього варіанту для живлення ПС «Долина» вибрана схема «*Одна робоча, секціонована вимикачем та обхідна системи шин*». Схема з'єднань ПС наведена на рис. 4.3. Схема використовується на вузлових ПС 110–220 кВ; якщо кількість нерезервованих ліній не більша від однієї на будь-якій секції.

Для четвертого варіанту для живлення ПС «Долина» вибрана схема «*Два блоки лінія – трансформатор з вимикачами в колах ліній та неавтоматичною перемичкою з боку ліній*». Схема з'єднань ПС наведена на рис. 4.4. Схема використовується на тупікових та відгалужувальних ПС 35–220 кВ.

Для НН ПС використовуємо схему з'єднань - «*Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин*». Дана схема використовується для ВН вузлових ПС ЕМ 35 кВ і СН та НН на ПС 110–220 кВ; дана схема використовується на першому етапі розвитку мережі, коли вмикаються дві ліній, по 1 на секцію шин НН.

Схему РП ВН 110–220 кВ «*Місток з вимикачами в колах ліній і неавтоматичною перемичкою з боку ліній*» (рис. 4.1, рис. 4.2, рис. 4.5) використовують на прохідних ПС з трансформаторами потужністю до 63 МВА у випадку необхідності секціонування ЛЕП. Вимикач у містку в режимі роботи ПС - включений.

У випадку виникнення пошкодження на лінії $W1$ вмикаються вимикач $Q1$ і вимикач Q на ПС «Полівці». Трансформатори $T1$ та $T2$ залишаються в роботі.

Якщо пошкодження виникло у трансформаторі $T1$, то вмикаються вимикачі $Q1$, $Q3$, $Q4$. Лінія $W1$ залишається вимкненою, хоча ніяких пошкоджень на ній немає. Це є найбільшим недоліком даної схеми.

Перемичка з 2 роз'єднувачів передбачена для збереження під напругою ліній на момент ревізії якого-небудь з вимикачів $Q1$, $Q2$, $Q3$. Для нормальної схеми ПС один роз'єднувач перемички ($QS2$ або $QS5$) та всі вимикачі, крім $Q6$, - включені. Для ревізії вимикача $Q1$, попередньо включають розімкнений

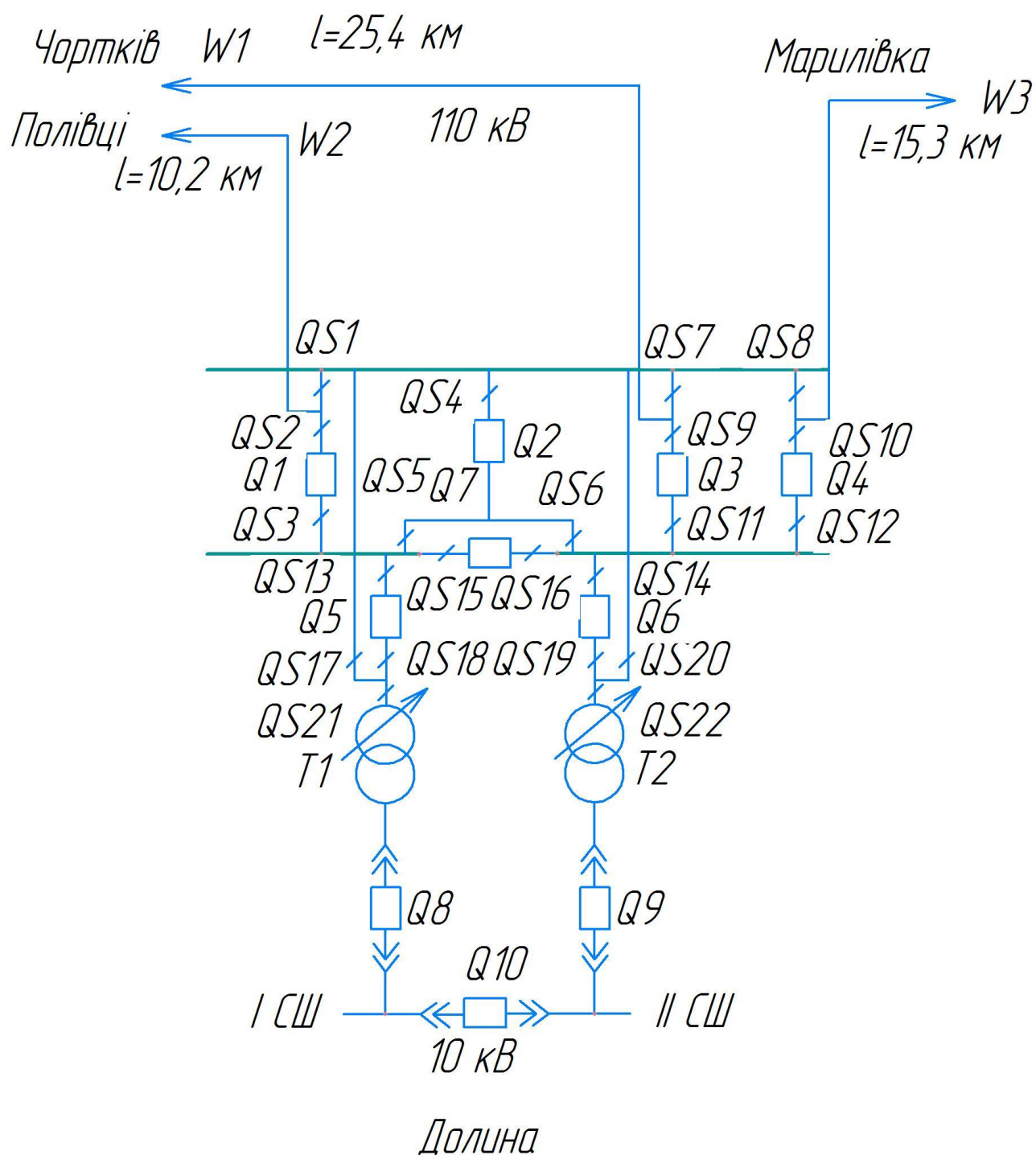


Рис. 4.3. Схема приєднань на підстанції
(для третього варіанту розвитку ЕМ)

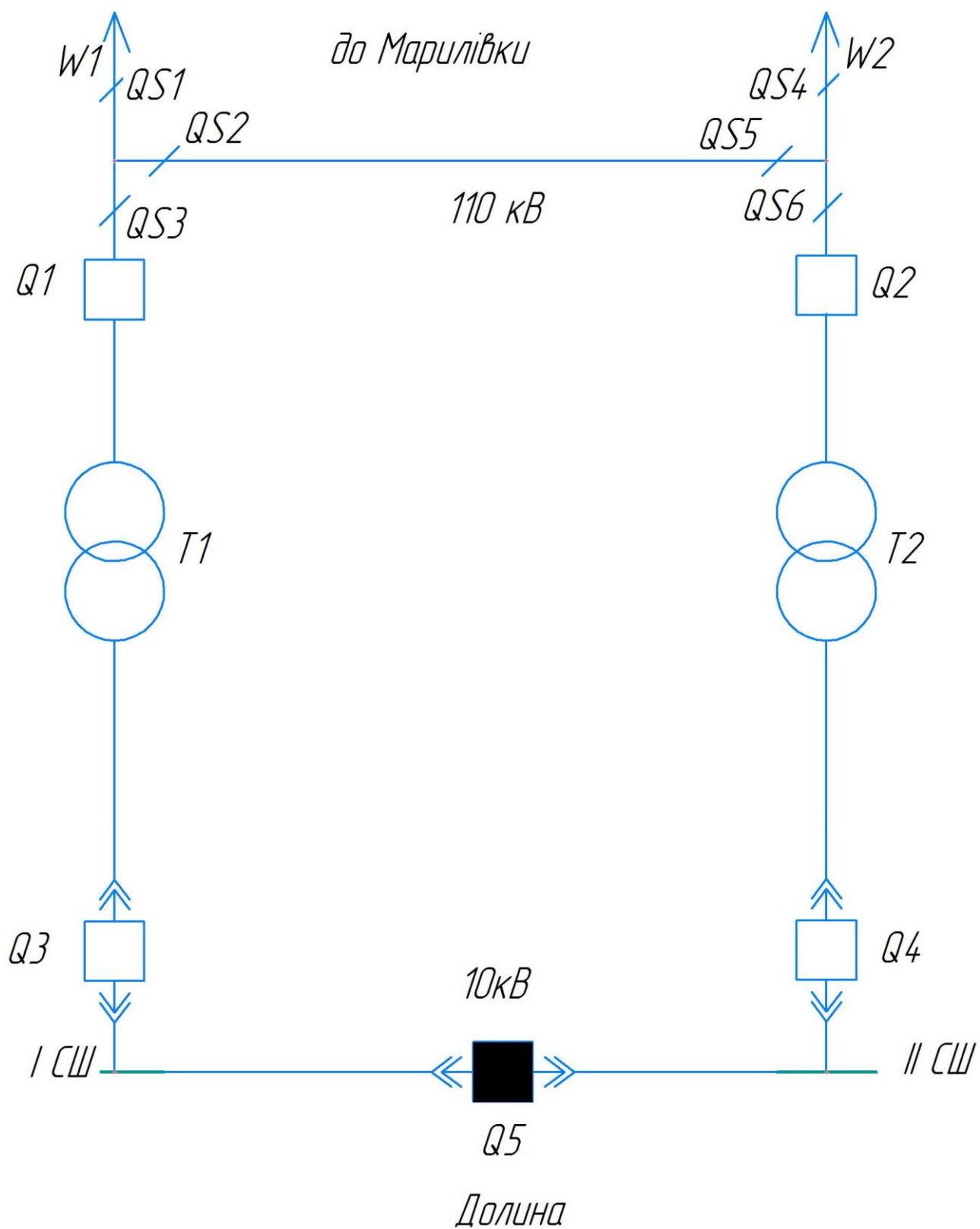


Рис. 4.4. Схема приєднань на підстанції
(для четвертого варіанту розвитку ЕМ)

роз'єднувач ремонтної перемички ($QS2$ або $QS5$), а потім виключають вимикач $Q1$ і обидва його роз'єднувачі (на схемі $QS3$ і $QS7$). Обидва трансформатори $T1$ і $T2$ та лінії залишаються в роботі. Якщо у такому стані схеми на одній з ліній W виникає КЗ, то вимикаються вимикач $Q2$ і вимикачі ліній $W1$ та $W2$ відповідно на ПС «Полівці» та ПС «Марилівка». Обидві лінії залишаються без напруги.

Ймовірність співпадіння аварії з ревізією вимикача тим більша, чим більша тривалість його ремонту.

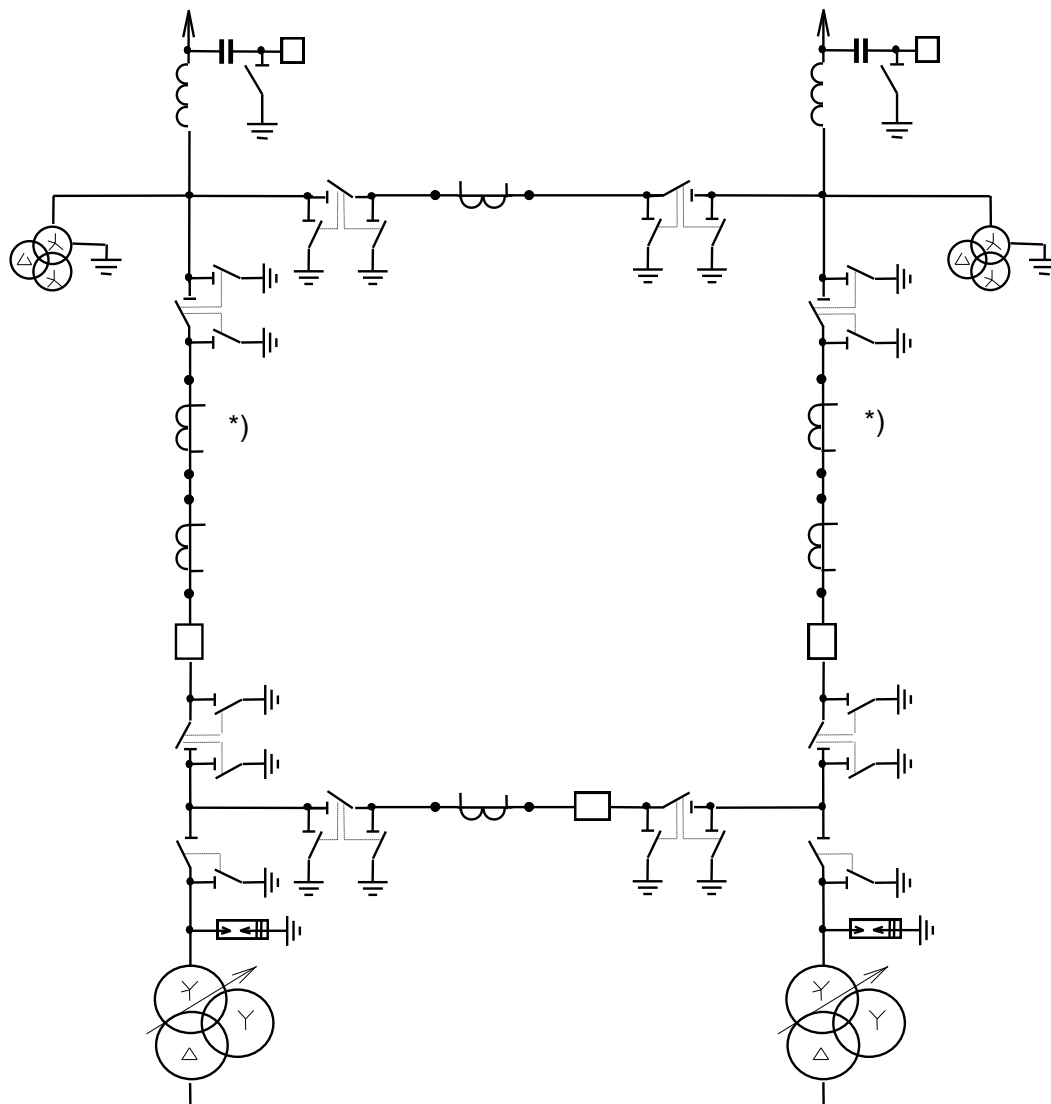


Рис. 4.5 - Схема РП ВН 110–220 кВ «Місток з вимикачами в колах ліній і неавтоматичною перемичкою з боку ліній»

ТС *), встановлюють за відповідного обґрунтування.

Схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» (рис. 4.3, рис. 4.6) використовують на вузлових ПС для РП ВН 110–220 кВ, якщо кількість ліній, що підходять до них становить від 3 до 6. Схема дозволяє виконувати ревізію та опробування будь-якого вимикача без будь-яких обмежень ЕП споживачів та перерви роботи приєднань. У нормальному режимі роботи РП обхідна система шин (ОСШ) не знаходиться під напругою.

В схемі передбачено обхідний вимикач, який через розв'язку роз'єднувачів може бути під'єднаний до однієї з двох секцій РП (рис. 4.6). Обхідний вимикач замінює будь-який інший вимикач РП, виведений з роботи. Недоліком схеми є те, що під час ремонту секції необхідно вимикати всі лінії W , приєднані до неї та один трансформатор ($T1$ або $T2$). Тому, такі схеми можна використовувати у випадку парних ліній або ліній, які резервуються від інших ПС, а також радіальних ліній, але не більше однієї на секцію.

Схему «Два блоки лінія – трансформатор з вимикачами та неавто – матичною перемичкою з боку ліній» (рис. 4.4, рис. 4.7) використовують для РП ВН 35–220 кВ тупикових та відгалужувальних ПС, приєднаних до ліній 35–220 кВ глухим відгалуження. Використання неавтоматичної перемички з двох роз'єднувачів робить схему РП більш гнучкою порівняно зі схемою «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачем».

Перемичка з двох роз'єднувачів використовується у випадку вимикання однієї з ліній W . У нормальному режимі роботи ПС один з роз'єднувачів перемички з оперативних міркувань повинен бути включеним, а другий виключеним. Перемичка у нормальному режимі роботи ПС не може бути включена (включені обидва роз'єднувачі), бо, якщо на одній з ліній виникло б КЗ, то захистом ліній вимикалися б обидві лінії W .

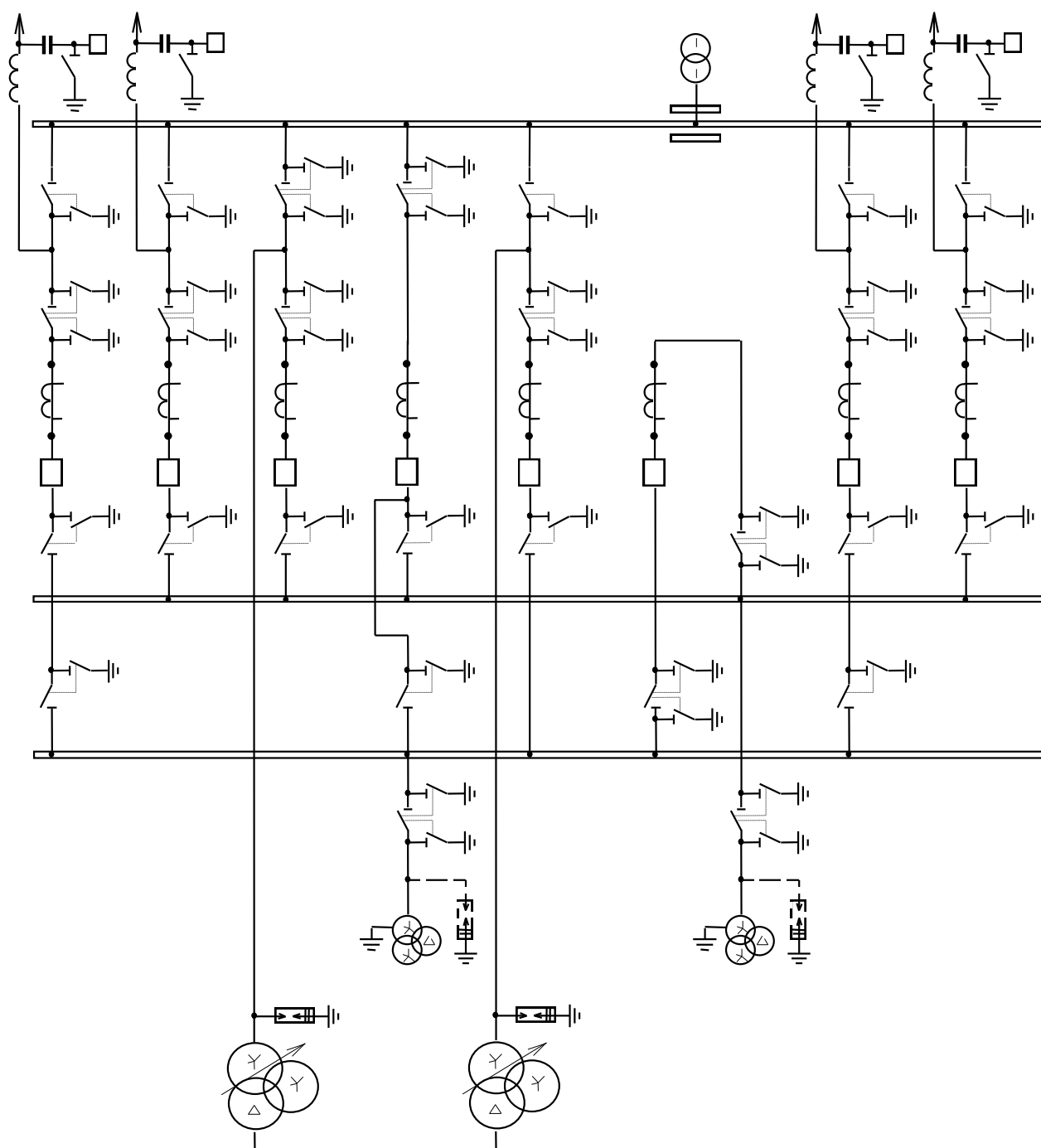


Рис. 4.6 - Схема «Одна рабочая, секционированная выключателем,
и обходная системы шин»

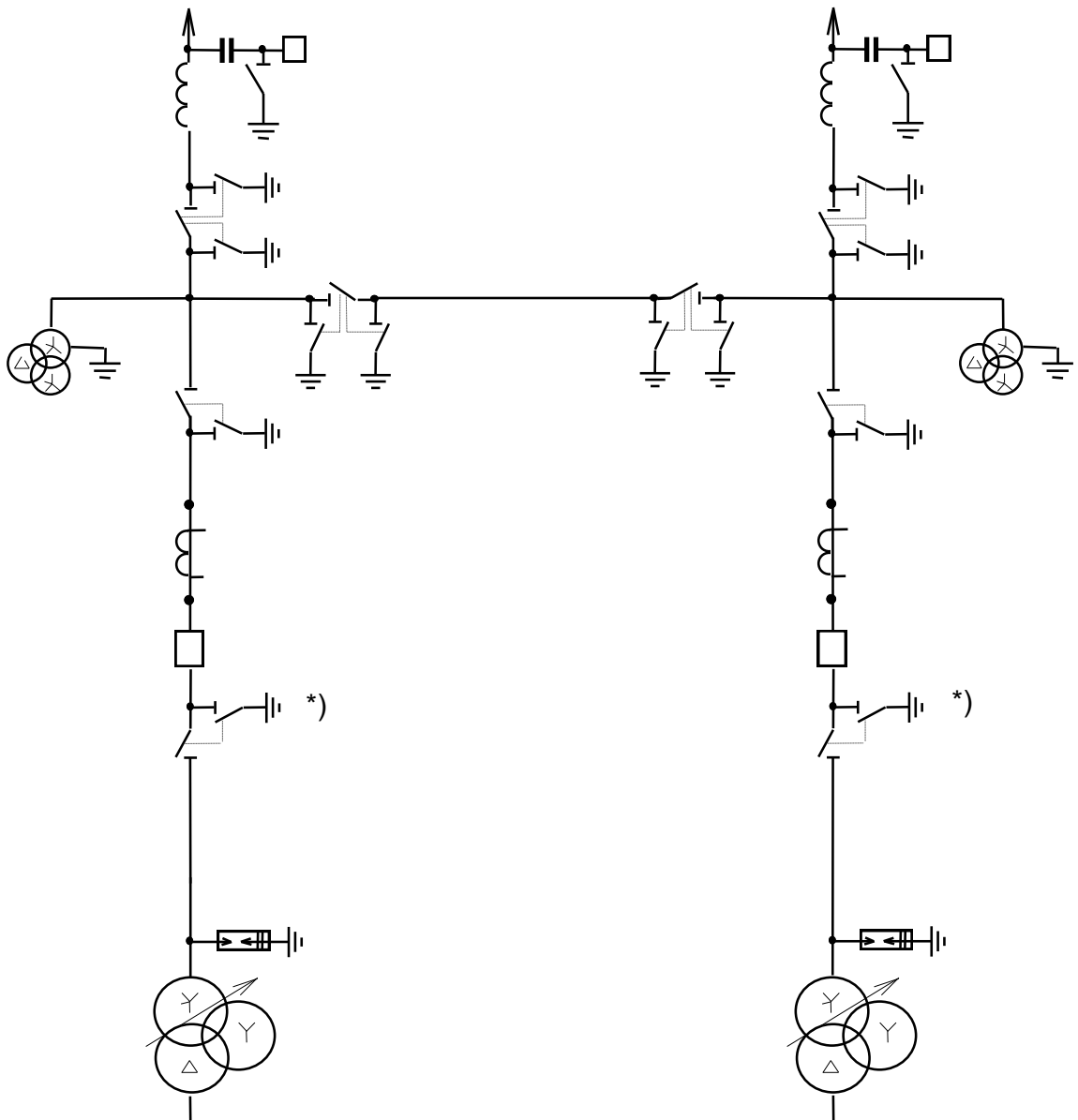


Рис. 4.7. Схема « Два блоки лінія – трансформатор з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній »

Роз'єднувачі *), передбачають у випадку живлення з боку СН. ТН встановлюють за відповідного обґрунтування.

Схему « Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин » (рис. 4.8), застосовують у випадку встановлення на ПС 2 трансформаторів з нерозщепленими обвитками 6–10 кВ.

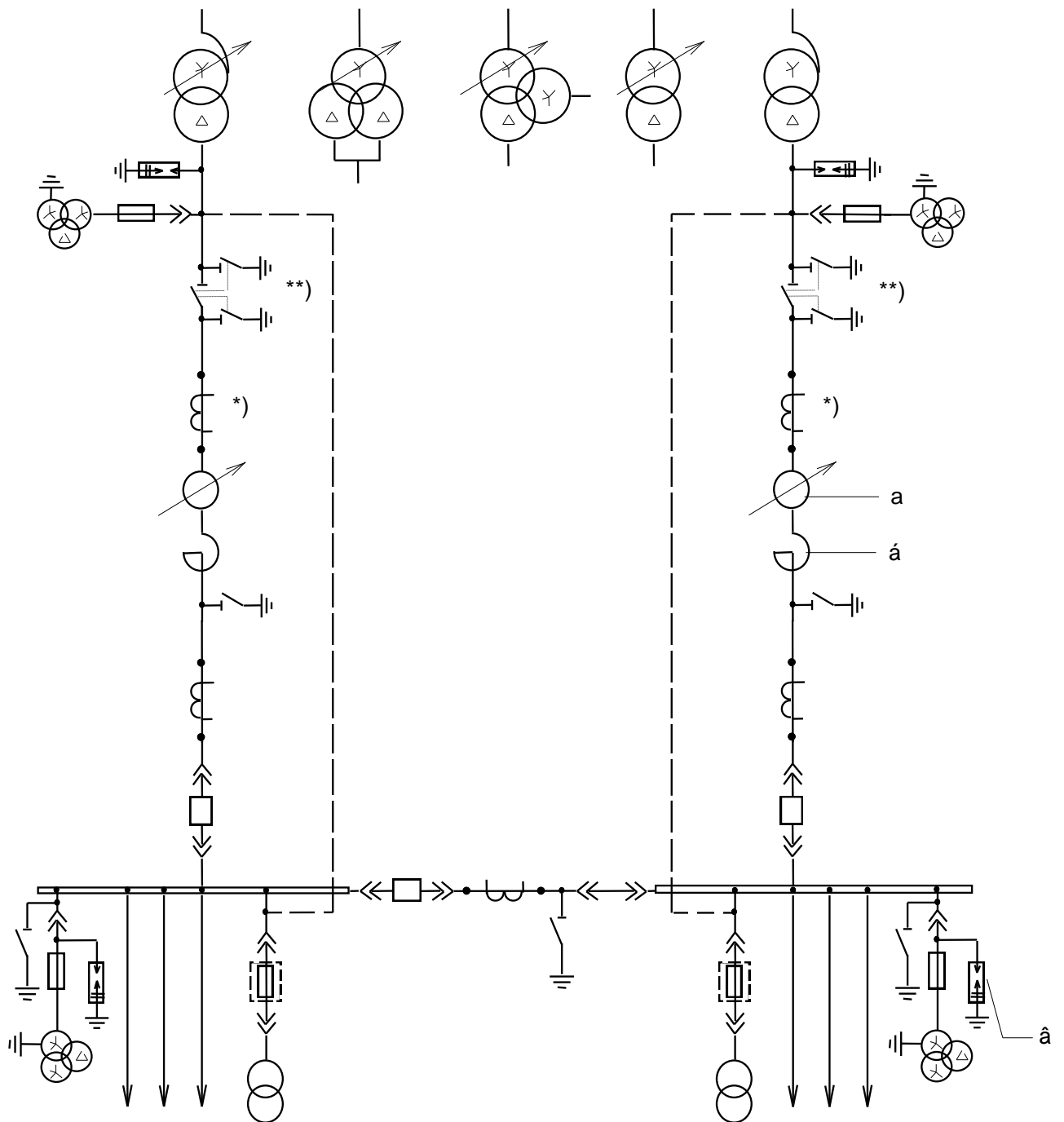


Рис. 4.8. Схема «Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин»

Встановлення елементів *a*, *б*, *в*, а також тип захисного апарату в колі ТТВП визначають під час конкретного проектування.

У випадку змінного та випрямленого струму ТТВП приєднують до виводів тр-рів до вимикача (пунктир).

ТС ***), встановлюють за відповідного обґрунтування.

Роз'єднувачі ****), встановлюють тільки за наявності ЛРТ.

4.2 Розрахунок струмів КЗ

Для вибору обладнання ПС 110/10кВ: електричних апаратів, струмопроводів, вимірювальних трансформаторів (ТС та ТН), комутаційного обладнання (вимикачів та роз'єднувачів), шин тощо, необхідно знайти струми КЗ. Тому здійснюємо розрахунок три- та однофазних струмів КЗ на ПС «Долина».

На рис. 4.9. показано схему для здійснення розрахунку струмів КЗ. Дана схема виконана за спрощеним варіантом і враховує тільки ті елементи ЕМ, що мають вплив на струми КЗ.

4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ

Значення сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ на ПС 110/10кВ «Долина».

$$T_a = \frac{x}{\omega \cdot R} (c),$$

де x – реактивний еквівалентний опір СЗ прямої послідовності (ПП), Ом;

R – активний еквівалентний опір СЗ ПП, Ом;

$\omega = 314 \text{ рад} / c$ – частота обертання електромагнітного поля (кутова);

$f = 50 \text{ Гц}$ – промислова частота ЕМ.

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

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

Ударний струм КЗ:

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

де I_{n0} – значення періодичної складової $I_{\kappa}^{(3)}$ або $I_{\kappa}^{(1)}$ КЗ в початковий момент часу (діюче), кА.

$$i_{yBH} = \sqrt{2} \cdot 4.12 \cdot (1 + e^{-0.01/0.01036}) = 5.69 \text{ кА},$$

$$i_{yCH} = \sqrt{2} \cdot 2.92 \cdot (1 + e^{-0.01/0.02608}) = 4.91 \text{ кА}.$$

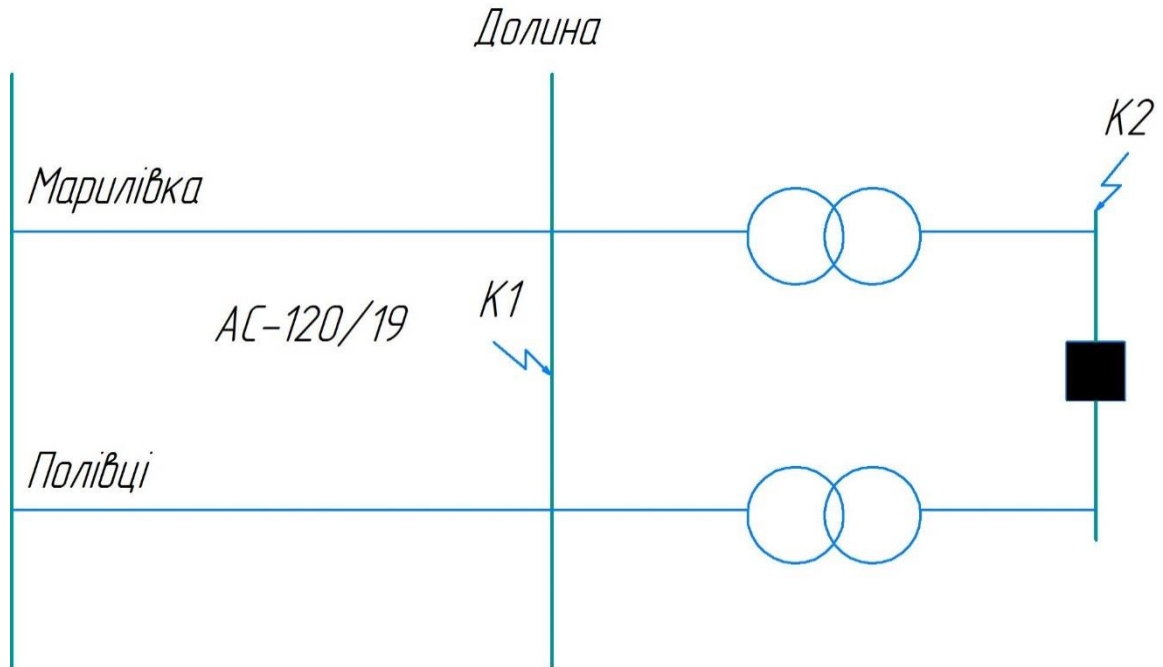


Рис. 4.9. Розрахункова схема ЕМ

4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ

Щоб визначити аперіодичну складову струмів КЗ спершу знаходимо розрахунковий час. Встановлення на ВН елегазові вимикачі (ЕВ), а на НН – вакуумні вимикачі (ВВ). Згідно [7] і [8] час відключення струмів КЗ для ЕВ напругою 110 кВ дорівнює 0,02 с, а для ВВ на 10 кВ – 0,03 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

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

де $\tau = t_{вимк} + t_3$ – найменший час з початку КЗ до часу розходження дугогасних контактів, с;

$t_{вимк}$ – час відкл. струмів КЗ вимикачів, с;

$t_3 = 0,01$ – мінім. час дії РЗ, с.

Визначаємо час для ПС:

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

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

Аперіодична складова струму КЗ для ПС:

$$i_{a(\tau)BH} = \sqrt{2} * 4.12 * e^{-0.03/0.01036} = 0.228 \text{ кА}.$$

$$i_{a(\tau)HH} = \sqrt{2} * 2.92 * e^{-0.04/0.02608} = 0.63 \text{ кА}.$$

4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Тепловий імпульс струму КЗ:

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

де $\tau = t_{\text{вимк.вим}} + t_z$ – час протікання струму КЗ;

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

Згідно [7] $t_{\text{вимк.вим}}$ для ЕВ дорівнює 0,04с і згідно [8] – дорівнює 0,06 с для ВВ.

$$B_{K(BH)} = 4.12^2 \cdot (0.04 + 0.1 + 0.01036) = 0.619;$$

$$B_{K(HH)} = 2.92^2 \cdot (0.06 + 0.1 + 0.02608) = 0.543.$$

Розрахунок струмів КЗ на ВН і НН ПС представлено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Розрахунок струму КЗ

Місце КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_a(\tau), \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$B_K, \text{кА}^2\text{с}$
К1	4,1	0,228	5,6	0,619
К2	2,9	0,630	4,9	0,543

4.3 Вибір шин ПС

Проводимо розрахунок значення струмів тривалого режиму.

Струми ПС:

$$I_{\max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{ кА},$$

де I_{\max} – максимальний струм в нормальному режимі роботи ЕМ, кА;

S_n – значення повної потужності навантаження сторони трансформатора на ПС, МВА;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга шин ПС, кВ.

Навантаження ПС «Долина»:

$$S_n = \sqrt{9^2 + 5,6^2} = 10,6 \text{ МВА}$$

Струми для ВН та НН:

$$I_{\max \text{ ВН}} = \frac{10,6}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,056 \text{ кА}.$$

$$I_{\max \text{ НН}} = \frac{10,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,84 \text{ кА}.$$

Результати показано в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Розрахунку струмів

Сторона трансформатора	I_{\max} , кА
ВН	0,056
НН	1,84

4.3.1 Вибір гнучких шин на стороні ВН

Максимальне значення струму шини дорівнює більшому значенню з максимально допустимого струму ліній, приєднаних до ВН ПС та максимального струму ПС. До шин ВН підходить двоколова ПЛ (дві лінії на

одній опорі) виконана маркою проводу АС–120/19 (алюміній-сталь), з допустимим струмом, який становить 390А. Значення струму на ПС рівне 62А.

Оскільки значення I_{max} лінії є більшим за I_{max} ПС, то гнучкі шини вибираємо такі самі, що і ЛЕП, приєднані до ВН 110кВ ПС «Долина» - АС–120/19.

Вибраний провід відповідає [9], з умов механічної міцності, тому подальшу перевірку не виконуємо. Оскільки струм КЗ на ВН дорівнює 4,1кА, що < 20кА, то перевірку за умовами дії струмів КЗ не виконуємо [9].

4.3.2 Вибір жорстких шин на 10 кВ

Вибираємо за:

$$I_{max} \leq I_{доп}, кА,$$

де I_{max} – макс. струм шини у режимі роботи ЕМ;

для 10 кВ:

$$I_{max} = 1.84 кА;$$

$I_{доп}$ - допустимий струм шини, кА.

З [7] для 10 кВ ПС вибираємо алюмінієві шини прямокутного січення, розмір яких 20×3, з $I_{доп}$:

$$I_{доп.ном} = 215 А.$$

Значення $I_{доп}$ до температурних умов:

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{\Theta_{т.доп} - \Theta_0}{\Theta_{т.доп} - \Theta_{0.ном}}} = 215 \cdot \sqrt{\frac{70-8}{70-25}} = 252,365 А.$$

де $\Theta_{0.ном} = 25^\circ C$ – температура навколишнього середовища [8];

$\Theta_{т.доп} = 70^\circ C$ – тривало допустима t шини [7];

$\Theta_0 = 8^\circ C$ – середньорічна t навколишнього середовища для місцевості.

4.4 Вибір ізоляторів

За значенням $U_{ном}$ з [14] вибираємо ізолятор марки *ОНШ-10-5УХЛ1*.
Параметри ізолятора подано в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 - Параметри ізолятора *РП-10кВ*

Тип	Напруга, кВ		Мінімальна руйнуюча сила на згин, кН
	Номінальна	Максимально допустима	
ОНШ-10-20-УХЛ1	10	-	20

Ізолятор відповідає нормам при виконанні умови:

$$F_{розр} \leq F_{доп},$$

де $F_{розр}$ – діюча сила на ізолятор, H ;

$F_{доп}$ – навантаження на ізолятор, H .

При горизонтальному розміщенні ізоляторів сила, яка буде діяти на ізолятор:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot I \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{(4.91 \cdot 10^3)^2}{0.4} \cdot 0.224 \cdot 10^{-7} = 2.334 H$$

Допустиме навантаження:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 H,$$

де $F_{руйн} = 20000$ – значення сили, за якої буде руйнація ізолятора, H .

Перевіряємо ізолятор згідно умови:

$$2,334 \leq 12000$$

Умова виконується.

4.5 Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Вибір вимикачів на 110 кВ.

На ВН 110кВ вибираємо ЕВ типу *LTV123D1* [7] і роз'єднувачі типу *РНД3.2-110/1000У1* і *РНД3.1-110/1000У1*.

Дані заносимо в табл. 4.4.

Вибір вимикачів на 10 кВ.

На НН вибираємо ВВ типу *ВВ/TEL-10-20/1000-У2-41* [8] та роз'єднувачі типу *РВЗ-10/1000ІУ3*.

Дані заносимо в табл. 4.5.

Таблиця 4.4 - Вимикачі та роз'єднувачі на ВН 110кВ

Розрахункові дані	Довідникові дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	LTV123D1	РНД3.2-110/1000-У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{макс. лінії} = 390 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пл} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{ном. відкл} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{ак} = 0,228 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном. відкл} = \sqrt{2} \cdot 0,53 \cdot 31,5 = 23,61 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{плн} = 85 \text{ кА}$	-
$i_{у} = 5,69 \text{ кА}$	$i_{плн} = 108 \text{ кА}$	$i_{плн} = 80 \text{ кА}$
$B_{к} = 0,619 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.5 - Вимикачів на НН 10кВ.

Розрахункові дані	Довідникові дані
	Вимикач
	ВВ/TEL-10-20/1000-У2-41
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 187 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{дл} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{ном\ вкл} = 20 \text{ кА}$
$i_{ст} = 0,63 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном\ вкл} = 11$ $\sqrt{2} \cdot 0,43 \cdot 20 = 12,162 \text{ кА}$
$I_{по} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{длн} = 20 \text{ кА}$
$i_{ст} = 4,91 \text{ кА}$	$i_{длн} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 0,543 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.6 Вибір обмежувачів перенапруг

Для захисту від атмосферних та короточасних внутрішніх перенапруг та їх дії на ізоляцію електроустаткування на ПС вибираємо ОПН. Встановлюємо на ВН ОПН фірми «ЗОО.Фенікс-88», на НН – «Таврида Електрик», в нейтраль трансформаторів – «ЭК-КФЗ»

Дані заносимо в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 - ОПН на ПС «Долина»

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

4.7 Вибір вимірювальної апаратури

Встановлюємо на ПС «Долина».

На лініях 110кВ – амперметр (А). На збірних шинах 110кВ - на кожній секції: вольтметр (В) для вимірювання трьохфазних напруг.

На трансформаторі встановлюємо на 10кВ – А, ватметр, варметр, лічильники активної (ЛА) та лічильник реактивної (ЛР) енергії.

На лініях 10кВ встановлюємо А, ЛА та ЛР енергії. На секційниках (СВ) встановлюємо А.

На збірних шинах 10кВ на кожній секції - В для вимірювання міжфазної напруги та трьохфазних напруг.

Дані вибору записуємо в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 - Вимірювальні прилади ПС

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
<u>Варметр</u>	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

4.7.1 Вибір ТС

Для ВН вибираємо ТС *ТФЗМ 110 Б-1 У1*, для НН – *ТНП-10/1000*, який комплектується в комірках *ЗРП / TEL*.

Дані ТС для ВН та НН показано в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Дані ТС для ВН та НН

Розрахункові дані	Каталожні дані
Трансформатори струму (ТС) на стороні високої напруги (ВН)	
$\underline{U}_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{max} = 390 \text{ А}$	$\underline{I}_{ном} = 400 \text{ А}$
$\underline{i}_{уд} = 2,337 \text{ кА}$	$\underline{i}_{лин} = 126 \text{ кА}$
$\underline{В}_к = 0,385 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 * t_r = 26^2 * 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$
Трансформатори струму (ТС) на стороні низької напруги (НН)	
$\underline{U}_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{max} = 187 \text{ А}$	$\underline{I}_{ном} = 200 \text{ А}$
$\underline{i}_{уд} = 4,91 \text{ кА}$	–
$\underline{В}_к = 0,543 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_r = 37.8^2 \cdot 3 = 4286.52 \text{ кА}^2\text{с}$

Визначаємо максимальне вторинне навантаження ТС для ВН та НН ПС для найбільш завантажених фаз. Результати показано в табл. 4.9 та табл. 4.10.

Таблиця 4.9 - Навантаження ТС на ВН

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

Таблиця 4.10 - Навантаження ТС на НН

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
<u>Варметр</u>	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

Вимірювальні прилади з'єднуються з ТС використовуючи контрольні кабелі з алюмінієвими (мідними) жилами.

Методика розрахунку та розрахунок показано в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 - Вибір 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		
$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k$	$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом.}$	$r_{\text{пров}} = 1,6 - 0,68 - 0,1 = 0,82 \text{ Ом.}$

Продовження таблиці 4.11

Визначаємо переріз проводів		
$S = \frac{P \cdot I_{пр}}{r_{жил}}$	$S = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,06} = 2,002$	$S = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,82} = 1,38$
Вибір контрольного кабелю		
	АКВРГ з перерізом жил 4 мм ²	АКВРГ з перерізом жил 4 мм ²

де $Z_{2ном}$ – навантаження ТС у класі точності, що вибирається;

$r_{конт.} = 0,05$ – опір контактних з'єднань в НН ТС, Ом;

$l_{пр}$ - відстань від ТС до щита з приладами, м.

4.7.2 Вибір ТН

Визначимо максимальне навантаження ТС для ВН та НН ПС для найбільш завантажених фаз. В табл. 4.12 показано результати.

Таблиця 4.12 - Навантаження ТН

Назва приладу	Сумарне навантаження, ВА	
	ВН	СН і НН
Вольтметр	2x2	2x2
Ватметр	1,5	6x1,5
Варметр	-	5x1,5
Лічильник активної енергії	-	7x2,5
Лічильник реактивної енергії	-	6x2,5
Сумарне навантаження	5,5	53

4.7.2.1. Вибір ТН на 110 кВ

Вибираємо $НКФ-110-83У1 \frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 \text{ кВ}$. Перевіряємо по

максимальному навантаженню ВО:

$$S_{2ном} = 400 \cdot 3 \text{ ВА} \geq S_{2s} \text{ ВА}$$

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

$S_{2s} = 5,5$ – потужність під'єднаних приладів, ВА.

Умова виконується. Тому вибраний ТН буде працювати у такому класі точності.

4.7.2.2. Вибір ТН на 10 кВ

Вибираємо $НАМИ-10У2 \frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 \text{ кВ}$. Перевіряємо по

максимальному навантаженню ВО:

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

де $S_{2ном} = 3 \cdot 75$ – навантаження ВО ТН, ВА;

$S_{2s} = 53$ – потужність під'єднаних приладів, ВА.

Умова виконується. Тому вибраний ТН буде працювати у такому класі точності.

4.8 Вибір запобіжників

Запобіжниками здійснюють захист ТН 10 кВ [10].

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

де $S_{ном}$ – номінальна потужність ТН, ВА;

$U_{ном}$ – номінальна напруга шин, В.

За значенням $I_{ном}$ вибираємо запобіжник марки

ПКТ – 101–10–2–31,5УЗ. Дані заносимо в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 - Вибір запобіжників

Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31,5УЗ
$U_{\text{вст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.тн}} = 0,058 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 2 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 2,98 \text{ кА}$	$I_{\text{вмм}} = 31,5 \text{ кА}$

4.9 Вибір ТВП

Споживачі ВП ПС залежать від типу ПС, потужності трансформаторів та типу обладнання.

Відповідальними споживачами ВП ПС є: система охолодження трансформаторів, оперативні кола, освітлення. Дані занесено в табл. 4.14.

Таблиця 4.14 - Навантаження ВП ПС

Споживачі власних потреб підстанції	Встановлена потужність		$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	Навантаження	
	Кількість x 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	-

Продовження таблиці 4.14

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

Повне навантаження з урахуванням коефіцієнту попиту [8]:

$$k_{non} = 0,8$$

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

Потужність одного (при встановленні двох) ТВП на ПС:

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

З [11] вибираємо трансформатор *ТМ* – 63/10. Параметри представлено в табл. 4.15.

Таблиця 4.15 - Параметри ТВП

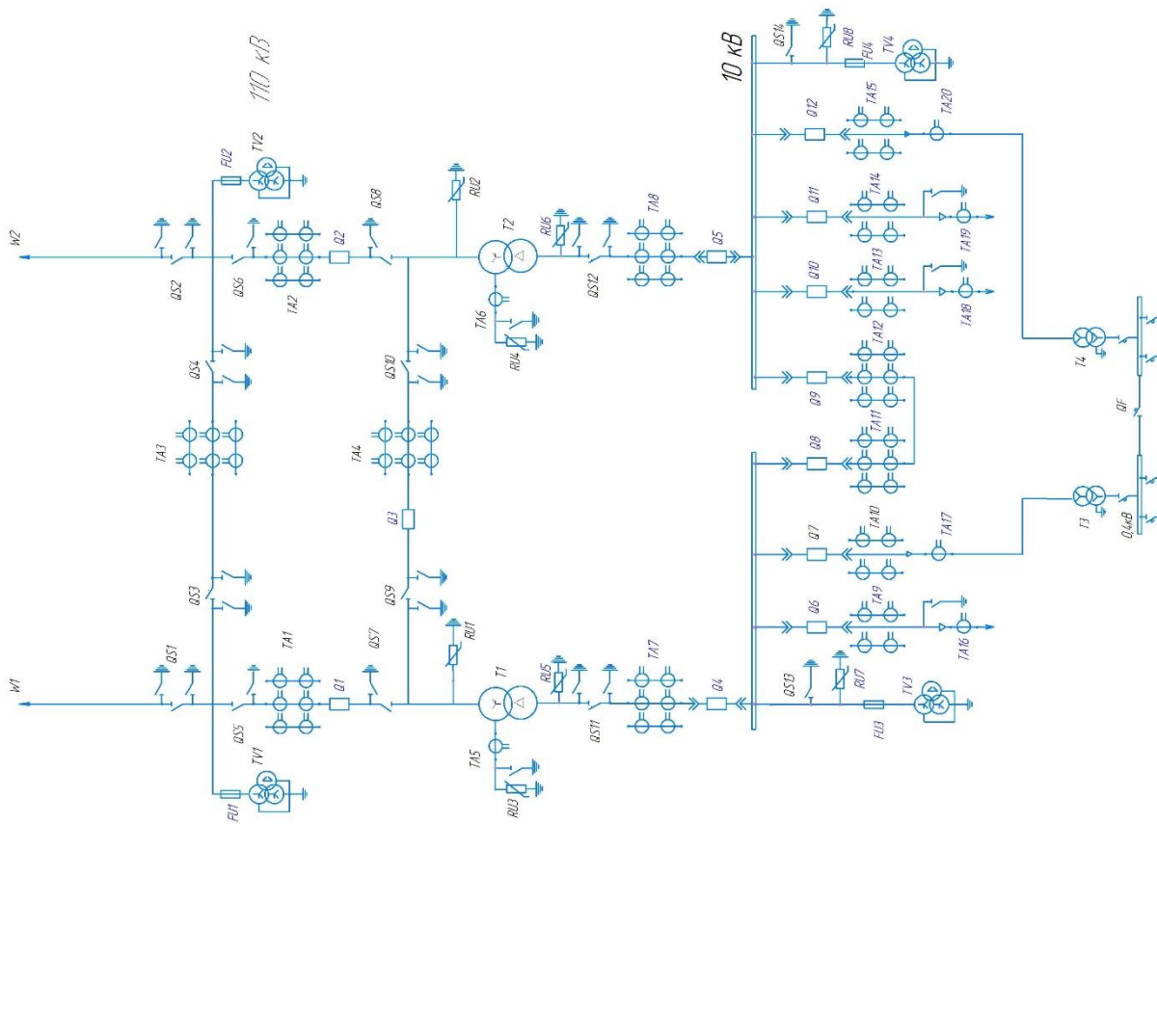
Тип	$S_{НОМ}$ кВА	Напруги обмоток, кВ		Втрати, Вт		u_k %	i_x %
		ВН	НН	P_k	$P_{вк}$		
ТМ-63/10	63	10	0,4	1280	220	4,5	2,8

ТВП встановлюємо по 1 на кожну секцію НН 10кВ.

На рис. 4.10 показано схему електричну принципову підстанції 110/10 кВ «Долина».

4.10 Висновки до розділу 4

1. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: *РП–110кВ - “ Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній”* та *РП–10 кВ - “Одна одинока, секціонована вимикачем система шин”*.
2. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 110 кВ та 10 кВ



№з	Наименование	К-сть	Примеч
T1, T2	Трансформатор силовый ТОН-10000/110	2	
T3, T4	Трансформатор масляни полтерст ТН-63/10	2	
TA1-TA6	Трансформатор струны То-3Ф-10 Б-1-У1	6	
TA7, TA20	Трансформатор струны ТТР-10/1000	4	
TV1, TV2	Трансформатор напруги НКО-10-03 У1	2	
TV3, TV4	Трансформатор напруги НАУМ-10 У2	2	
Q1-Q3	Выключатель воздушный Л102301	3	
Q4, Q12	Выключатель вакуумный ВВ/ГЕ-10-20/1000-Е2-41	9	
Q5-T10	Разрядники РШЕН2-10/1000 У1	10	
Q511-Q514	Разрядники РБ3-10/1000 Б3	2	
R1-R14	Объемный конденсатор ОПН-10/08	4	
R15, R18	Объемный конденсатор ОПН-КР/ГЕА-10/115-УК2	4	
F1, F4	Заземляющие ЗКГ-10-0-2-315 У1	2	

Рис. 4.10 - Схема электрическая принципиальная подстанции 110/10 кВ «Долина»

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Розрахунок частоти відмов і кількості недовідпущеної електроенергії

Недовипуск продукції? що виник в зв'язку з перервою в електропостачанні, визначається за формулою [17]:

$$\Delta\Pi = n_0 t_n + \Pi_{\text{бр}} - \Pi_{\text{мех}};$$

де n_0 – випуск продукції за годину, при номінальному режимі підприємства;

$\Pi_{\text{бр}}$ – кількість продукції, що попала в брак через перерву в електропостачанні;

$\Pi_{\text{мех}}$ – об'єм продукції випущеної за період наладки і доведення технологічного процесу до номінального режиму.

Величину недовипуску продукції можна визначити за такою формулою [17]

$$\Delta\Pi = n_0 (t_n + t_{\text{бр}}' + t_{\text{мех}}');$$

де $t_{\text{бр}}' = \frac{\Pi_{\text{бр}}}{n_0}$ – час, необхідний для випуску в нормальному режимі продукції, що попала в брак через перерву в електропостачанні;

$t_{\text{мех}}' = \frac{\Pi_{\text{мех}}}{n_0}$ – час, необхідний для випуску продукції в нормальному режимі, випущеної за період наладки і доведення технологічного процесу до номінального режиму.

Збитки споживача від перерви в електропостачанні можна розділити на дві частини:

1. Збитки від порушення технологічного процесу, браку продукції, псуванню сировини та матеріалів, аварій, виходу з ладу і скорочення терміну служби інструмента і обладнання, погіршення техніко-економічних показників технологічного процесу, збільшенню затрат матеріалів, енергії та праці на

одиницю випущеної продукції, простою персоналу, що веде технологічний процес і ін.; цей вид збитків називається збитком – Y_n ;

2. Збитки від недовипуску продукції, викликаного простоем виробництва або порушення технологічного процесу – називаються додатковими збитками Y_o .

Додаткові збитки споживача від перерви в електропостачанні залежать від можливості і способу компенсації недовипущеної продукції.

По структурі додаткових збитків всі споживачі можна розділити на 4 групи:

I група – перерва в електропостачанні приводить до недовипуску продукції і випуск цієї продукції в подальшому не можливий;

II група – перерва в електропостачанні приводить до недовипуску продукції, але випуск цієї продукції можливий за рахунок організації понадурочних робіт;

III група – перерва в електропостачанні приводить до недовипуску продукції, але випуск цієї продукції проходить за рахунок форсування в подальшому режиму роботи споживача;

IV група – перерва в електропостачанні не приводить до недовипуску продукції або можливий недовипуск продукції проходить за рахунок резерву по продуктивності без додаткових затрат.

Додаткові збитки споживача I групи від перерви в електропостачанні визначаються за формулою [17]:

$$Y_{o1} = \frac{P_n \cdot K + C_{e1} \cdot \Delta\Pi}{\Pi_n};$$

де C_{e1} – постійна частина річних експлуатаційних затрат підприємства, що не залежать від об'єму випущеної продукції;

K – основні і оборотні фонди підприємства;

Π_n – річний плановий випуск продукції;

p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності - 0,15.

Підставляючи в цей вираз – значення недовипущеної продукції і розділивши чисельник і знаменник на n_0 , одержимо [17]:

$$Y_{\partial I} = \frac{P_n K + C_{\partial I}}{T_{nl}} (T_{ec} + t_{mex} + t_{op} + t'_{mex});$$

де T_{nl} – планове число годин роботи підприємства за рік.

Додаткові збитки споживачів II групи визначаються за формулою [17]

$$Y_{\partial II} = \frac{(\beta - 1) \cdot C_{en} + \beta C_0}{T_{nl}} \cdot t_{cv};$$

де β – коефіцієнт, що враховує збільшення зарплати за понадурочний час;

C_{en} – річний тарифний фонд зарплати промислових робітників, що працюють понаднормово;

C_0 – річний фонд зарплати персоналу, пов'язаного з обслуговуванням обладнання, яке залучено до понаднормових робіт;

$t_{cv} = T_{ec} + t_{mex} + t_{op} + t'_{mex}$ – тривалість понаднормових робіт, пов'язаних з необхідністю компенсації недовипущеної продукції через перерву в електропостачанні.

Додаткові збитки споживачів III групи визначаються за формулою [17]

$$Y_{\partial III} = C_{e0} \cdot n_0 (\delta - 1) \gamma t_{\phi};$$

де C_{e0} – змінна частина експлуатаційних витрат виробництва на одиницю продукції, що змінюється при форсуванні виробничого режиму;

δ – коефіцієнт, що враховує збільшення затрат на одиницю продукції при форсуванні виробничого режиму;

γ – кратність форсованого режиму, що дорівнює відношенню випуску продукції в форсованому режимі до випуску продукції в нормальному режимі за фіксований час;

$$t_{\phi} = \frac{T_{ec} + t_{mex} + t_{op} + t'_{mex}}{\varphi - 1} \text{ – тривалість роботи підприємства в форсованому}$$

режимі.

Очевидно, що споживачі IV групи додаткових збитків не мають.

Технологічний процес споживача по часу може бути неоднорідним; кожній зоні процесу може відповідати своя величина збитків. В цьому випадку середня величина збитків визначається як математичне очікування [17]:

$$Y = \sum_{i=1}^m y_i \cdot F_i;$$

де y_i – величина збитку споживача при попаданні перерви в електропостачанні в i -ту зону технологічного процесу;

F_i – ймовірність попадання перерви в електропостачанні в i -ту зону технологічного процесу;

m – число зон процесу з різними значеннями збитків.

При рівномірному розподілі перерв в електропостачанні на протязі доби ймовірність F можна врахувати по відношенню тривалості зон технологічного режиму [17]:

$$F_i = \frac{t_i}{\sum_{i=1}^n t_i};$$

де t_i – тривалість i -ї зони технологічного процесу споживача.

Але, як правило, розподіл перерв в електропостачанні на протязі доби нерівномірний.

В цьому випадку ймовірність попадання перерви в електропостачанні в зону технологічного процесу з моменту початку t_{m-1} і до кінця t_m визначається як інтеграл від щільності розподілу $f(t)$ перерв на протязі доби на інтервалі часу $t_{m-1} \dots t_m$; [17]

$$F_i = \int_{t_{m-1}}^{t_m} f(t) dt;$$

Одержані в результаті обчислень і розрахунків значення математичного очікування збитків споживача від перерви в електропостачанні [17]

$$Y = \sum_{i=1}^m (Y_n + Y_d)_i \cdot F_i;$$

яке відповідає значенню середнього часу відновлення системи електропостачання при відмові T_{ec} , представимо двочленом виду $ax + b$. Значення ax буде відповідати Y_2 – збиткам споживача, пропорціонального тривалості перерви в електропостачанні, а значення b буде відповідати Y_1 – збиткам підприємства від самого факту перерви в електропостачанні.

Користуючись результатами оцінки надійності системи електропостачання, число очікуваних перерв в електропостачанні за рік і їх сумарну тривалість можна представити [17]:

$$N = \omega_c T; \quad t_{\Sigma} = \omega_c \cdot T_{BC} \cdot T;$$

де T – розглядуваний період часу, що дорівнює 1 року.

У відповідності з цим виразом для сумарних річних збитків споживача переписеться так [17]:

$$Y = Y_1 \omega_c + Y_2 \omega_c \cdot T_{ec} = (Y_1 + Y_2 T_{ec}) \omega_c;$$

Кількість недовідпущеної електроенергії визначається по недовипущеній продукції за формулою [17]

$$E = \Delta P \cdot e_{a,y};$$

де ΔP – кількість недовипущеної продукції;

$e_{a,y}$ – питомі витрати електроенергії на одиницю продукції.

Розглянута методика вибору оптимального варіанту схеми електропостачання може бути застосована тільки в тому випадку, коли перерви в електропостачанні приводять тільки до економічних збитків у споживача та кількісно-якісного обмеження продукції. В тих випадках, коли перерви в електропостачанні споживача створюють небезпеку для життя і здоров'я людей (вибухи, пожежі, отруєння та ін.), а також недопустимі через їх роль в житті держави (транспорт, зв'язок та ін.), вибір варіанта системи електропостачання на основі техніко-економічного аналізу з врахуванням збитків втрачає зміст. Таких споживачів прийнято відносити до нульової категорії по надійності електропостачання. Для них необхідно встановлювати мінімально допустимий досить високий рівень надійності електропостачання і при проектуванні

проводити розрахунок надійності системи електропостачання, вибираючи варіант, який має рівну або вищу надійність.

Вибір кількісного показника надійності системи електропостачання в цьому випадку визначається особливостями споживачів цього класу і вимогами, що покладаються ними на систему електропостачання. Очевидно, що основні вимоги при цьому є безвідмовність системи, що в кількісному відношенні характеризується величиною ймовірності безвідмовної роботи системи електропостачання на протязі певного часу експлуатації, наприклад року.

Заданий рівень надійності електропостачання може бути досягнутий різними способами, затрати на які також можуть бути різними: резервування окремих елементів системи (в тому числі і джерел живлення), створення резервних зв'язків, зміною класу ізоляції, застосуванням елементів підвищеної надійності, використанням засобів автоматизації та ін.

Очевидно, що досягнення нормованого рівня надійності електропостачання повинно здійснюватися при мінімальних народногосподарських затратах. Техніко-економічна задача вибору оптимальної системи електропостачання, що виникає в даному випадку, може бути сформульована наступним чином – при мінімумі затрат забезпечити надійність електропостачання не нижче допустимого рівня [17]:

$$Z = \min |p_n K + C_o| \text{ np } P(\tau) \geq P_o(\tau);$$

де $P_o(\tau)$ – задана спеціальними нормами мінімально допустима ймовірність безвідмовної роботи системи електропостачання.

При довільній кількості паралельних ліній системи електропостачання ймовірність безвідмовної роботи системи визначається виразом [17]:

$$P_c(\tau) = 1 - [1 - P_u(\tau)]^n$$

де n – число кіл в системі; з них $n-1$ – число резервних.

Користуючись цією формулою, можна визначити кратність резервування n , тобто надійність системи була би рівна або вища допустимого рівня [17]:

$$\begin{aligned} [1 - P_u(\tau)]^n &\leq 1 - P_o(\tau); \quad n \ln[1 - P_u(\tau)] \geq \ln[1 - P_o(\tau)]; \\ n &\geq \frac{\ln[1 - P_o(\tau)]}{\ln[1 - P_u(\tau)]}; \end{aligned}$$

Таким чином, визначено необхідне число резервних ліній при відомому значенні ймовірності безвідмовної роботи кожного кола для досягнення мінімально допустимого рівня надійності електропостачання.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Метою техніко-економічних розрахунків є визначення порівняльної економічної ефективності варіантів спроектованої мережі та її окремих елементів. В даний час економічним критерієм, згідно якого знаходять найвигідніший варіант, є мінімум зведених затрат, тис.грн/рік [19]:

$$Z = E_H K + B + H,$$

де $E_H=0,12$ – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в основні засоби проектування та будівництва електроенергетичної системи, тис. грн.;

B – річні експлуатаційні затрати, тис. грн.;

H – витрати на відшкодування збитків від недовідпуску електроенергії споживачам та зниження якості електроенергії упродовж року, тис. грн.

Порівнюючи різні варіанти, однакові за надійністю і забезпеченням якості електроенергії, очікувані збитки можна не враховувати.

Розробляємо повні схеми електричних з'єднань спроектованої мережі.

Вибір схеми первинних з'єднань підстанцій є складною техніко-економічною задачею, яку вирішують з урахуванням великої кількості факторів. Схеми підстанцій вибираємо спрощеними.

Одноразові капітальні вкладення на побудову мережі складаються з витрат на побудову лінії K_L та на побудову понижуючих підстанцій $K_{п/ст}$ [19]:

$$K = K_L + K_{п/ст}$$

Капітальні витрати на лінії K_L складаються з витрат на розшукувальні роботи і підготовку траси лінії, установку опор, проводів, ізоляторів, монтажні роботи. Капітальні витрати на лінії розраховують по збільшеним показникам вартості монтажу 1 км лінії.

На лініях (двоколових) приймаємо металеві опори, а одноколові виконуємо на залізобетонних опорах.

В робочі розглядається чотири можливі варіанти розвитку електричної мережі 110 кВ Чортківського району.

Перший варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.1. В даному варіанті будується одноколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина», та одноколова лінія Л-12 довжиною 10,2 км проводом АС-120/19 з ПС «Долина» до ПС «Полівці» (згідно Додатку А-В).

Другий варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.2. В даному варіанті будується одноколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина», та одноколова лінія Л-12 довжиною 25,4 км проводом АС-120/19 з ПС «Долина» до ПС «Чортків» (згідно Додатку А-В).

Третій варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.3. В даному варіанті будується одноколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина», одноколова лінія Л-12 довжиною 10,2 км проводом АС-120/19 з ПС «Долина» до ПС «Полівці» та одноколова лінія Л-13 довжиною 25,4 км проводом АС-120/19 з ПС «Чортків» до ПС «Долина» (згідно Додатку А-В).

Четвертий варіант. Схема ЕМ для цього варіанту показана на рис. 3.4. В даному варіанті будується двоколова лінія Л – 11 довжиною 15,3 км проводом АС-120/19 з ПС «Марилівка» до ПС «Долина» (згідно Додатку А-В).

Капітальні витрати на лінію [19]:

$$K_l = K_{л0}l,$$

де $K_{л0}$ – питоме капіталовкладення в лінію.

Питоме капіталовкладення в лінію складає:

- Побудова двоколової лінії на залізобетонних опорах вартує 251 тис. грн. на 1 км. лінії;

- Побудова одноколової лінії на залізобетонних опорах вартує 187 тис. грн. на 1 км. лінії.

Визначаємо капітальні капіталовкладення на спорудження ЛЕП для кожного з варіантів:

$$K_{Л.В1} = K_{л0.В1} \cdot l_{В1} = 187 \cdot (15,3 + 10,2) = 4768,5 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В2} = K_{л0.В2} \cdot l_{В2} = 187 \cdot (15,3 + 25,4) = 7610,9 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В3} = K_{л0.В3} \cdot l_{В3} = 187 \cdot (15,3 + 10,2 + 25,4) = 9518,3 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В4} = K_{л0.В4} \cdot l_{В4} = 251 \cdot 15,3 = 3840,3 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні витрати на підстанції складаються із витрат на силові трансформатори та монтаж електроприладів і постійних витрат на підстанції [19]:

$$K_{п/ст} = K_T + K_{пв}.$$

Витрати на силові трансформатори становлять:

$$K_T = 2900 \text{ тис. грн.}$$

Постійні витрати на підстанції становлять [19]:

- для підстанції 110/10 кВ (35/10 кВ) – 210 тис. грн.;
- для підстанції 110/35/10 кВ – 250 тис. грн.

Звідси, капітальні витрати на підстанції складають:

$$K_{п/ст} = K_T + K_{пв} = 2900 + 210 = 3110 \text{ тис. грн.}$$

Капіталовкладення на спорудження варіантів мережі становлять:

$$K_{В1} = K_{Л.В1} + K_{н/см} = 4768,5 + 3110 = 7878,5 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В2} = K_{Л.В2} + K_{н/см} = 7610,9 + 3110 = 10720,9 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В3} = K_{Л.В3} + K_{н/см} = 9518,3 + 3110 = 12628,3 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В4} = K_{Л.В4} + K_{н/см} = 3840,3 + 3110 = 6950,3 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати B на експлуатацію мережі складаються із відрахувань від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній $B_{л}$ та підстанцій $B_{п/ст}$:

$$B = B_{л} + B_{п/ст},$$

де

$$B_{Л} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л};$$

$$B_{n/cm} = \frac{a_{n/cm} + o_{n/cm}}{100} K_{n/cm};$$

$a_{Л} + o_{Л}$ - - відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній, %,

$$a_{Л} + o_{Л} = 2,4 + 0,4 = 2,8\%;$$

$a_{n/cm} + o_{n/cm}$ - відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування підстанції, %,

$$a_{n/cm} + o_{n/cm} = 6,4 + 3 = 9,4\%.$$

Відрахування від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування підстанцій:

$$B_{n/cm} = \frac{a_{n/cm} + o_{n/cm}}{100} K_{n/cm} = \frac{9,4}{100} 3110 = 292,3 \text{ тис. грн.}$$

Відрахування від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування лінії:

$$B_{Л1} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л1} = \frac{2,8}{100} 4768,5 = 133,5 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л2} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л2} = \frac{2,8}{100} 7610,9 = 213,1 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л3} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л3} = \frac{2,8}{100} 9518,3 = 266,5 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л4} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л4} = \frac{2,8}{100} 3840,3 = 107,5 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати B на експлуатацію мережі:

$$B_1 = B_{Л.1} + B_{n/cm} = 133,5 + 292,3 = 425,8 \text{ тис. грн.}$$

$$B_2 = B_{Л.2} + B_{n/cm} = 213,1 + 292,3 = 505,4 \text{ тис. грн.}$$

$$B_3 = B_{Л.3} + B_{n/cm} = 266,5 + 292,3 = 558,8 \text{ тис. грн.}$$

$$B_4 = B_{Л.4} + B_{n/cm} = 107,5 + 292,3 = 399,8 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо зведені витрати для кожного з варіантів:

$$Z_{B1} = E_H K_{B1} + B_{B1} = 0,12 \cdot 7878 + 425,8 = 1371,22 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B2} = E_H K_{B2} + B_{B2} = 0,12 \cdot 10720,9 + 505,4 = 1791,908 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B3} = E_H K_{B3} + B_{B3} = 0,12 \cdot 12628,3 + 558,8 = 2073,9 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B4} = E_H K_{B4} + B_{B4} = 0,12 \cdot 6950,3 + 399,8 = 1233,8 \text{ тис. грн.}$$

Варіант мережі з меншими розрахунковими витратами приймається до подальшого розгляду. Варіанти вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця відповідних одночасних затрат та щорічних експлуатаційних витрат складає не більше ніж 5%, тобто знаходиться у межах точності виконаних розрахунків. У випадку економічно рівноцінних варіантів виконання мережі надається перевага варіанту з більш високою номінальною напругою мережі, більш простою схемою первинних з'єднань мережі.

Виходячи з техніко-економічного порівняння варіантів, кращим в економічному відношенні є четвертий варіант, оскільки для нього зведені витрати є найменшими.

Тобто вибрано підстанцію тупикового типу, яка живиться по двох радіальних лініях. Іншими можливими варіантами підстанцій можуть бути відгалужувальна підстанція, яка приєднується до однієї або двох ліній електропередач, або вузлова підстанція, яка живиться від електромережі не менше ніж по трьох лініях. Проте, найбільш поширеним типом підстанції - є прохідна, яка приєднується до мережі шляхом заведення однієї лінії електропередач з двостороннім живленням, а також дає можливість через шини високої напруги передавати потужність між окремими вузлами мережі. Отже, далі розрахунок проводимо лише для першого варіанту.

6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора

Втрати електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$\Delta E = 76.306 \cdot 8760 = 668438.808 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 106.023 \cdot 8760 = 928764.475 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства 750кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]:

$$c = 2,24 \text{ грн.}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$C_e = 668438.808 \cdot 2,24 = 1497362.93 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 928764.475 \cdot 2,24 = 2080432.424 \text{ тис. грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 1450 = 2900 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 900 = 1800 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 2900 = 290 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 1800 = 180 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 1497 + 290 = 1787 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 2080 + 180 = 2260 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{2900 - 1800}{2260 - 1787} \right| = 2.325 \text{ року}.$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТДН 10000/110.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТДН-10000/110, а не масляного трансформатора ТМН-6300/110 буде становити:

$$E = C_2 - C_1 = |2260 - 1787| = 473 \text{ тис. грн.}$$

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Забезпечення пожежної безпеки об'єкта

Під пожежною безпекою об'єкта розуміють такий його стан, за якого з регламентованою імовірністю виключається можливість виникнення і розвитку пожежі та впливу на людей небезпечних чинників пожежі, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Забезпечення пожежної безпеки об'єкта досить складне і багатоаспектне завдання, тому до його вирішення необхідно підходити комплексно. Комплекс заходів та засобів щодо забезпечення пожежної безпеки об'єкта складається із відповідних систем, кожна з яких підрозділяється на підсистеми, а ті, в свою чергу, на підсистеми нижчого рівня.

Основними системами комплексу заходів та засобів щодо забезпечення пожежної безпеки об'єкта є: система запобігання пожежі, система протипожежного захисту та система організаційно-технічних заходів. Оскільки дві перші системи достатньо об'ємні та потребують більш детального вивчення, то розглянемо їх окремими пунктами розділу. Всі заходи організаційно-технічного характеру на об'єкті можна підрозділити на організаційні, технічні, режимні та експлуатаційні.

Організаційні заходи пожежної безпеки передбачають: організацію пожежної охорони на об'єкті, проведення навчань з питань пожежної безпеки (включаючи інструктажі та пожежно-технічні мінімуми), застосування наочних засобів протипожежної пропаганди та агітації, проведення перевірок, оглядів стану пожежної безпеки приміщень, будівель, об'єкта в цілому.

До технічних заходів належать: суворе дотримання правил і норм, визначених чинними нормативними документами при реконструкції приміщень, будівель та об'єктів, технічному переоснащенні виробництва, експлуатації чи можливого переобладнанні електромереж, опалення, вентиляції, освітлення.

Заходи режимного характеру передбачають заборону куріння та застосування відкритого вогню в недозволених місцях, недопущення появи сторонніх осіб у вибухонебезпечних приміщеннях чи об'єктах, регламентацію пожежної безпеки при проведенні вогневих робіт.

Експлуатаційні заходи охоплюють своєчасне проведення профілактичних оглядів, випробувань, ремонтів технологічного та допоміжного устаткування, а також інженерного господарства (електромереж, електроустановок, опалення, вентиляції).

7.2 Заходи з техніки безпеки при експлуатації електрообладнання

Оперативне обслуговування електроустановок здійснюється оперативним персоналом, що за ними закріплений. Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників визначається головним енергетиком, за узгодженням із керівництвом підприємства, і зазначається у посадовій інструкції.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові та експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання, а також, ті, що пройшли навчання, дублювання та перевірку знань.

Особи оперативного персоналу, які обслуговують електрообладнання котельної та ТП, повинні мати групу з електробезпеки III, IV.

Оперативний персонал повинен проводити обходи та огляди обладнання котельної та ТП. Під час огляду в електроустановках, напругою понад 1000 В, забороняється відкривати двері переміщень комірок, які не обладнані сітчастими огорожами або бар'єрами, при умові, що відстань до струмопровідних частин менша 0,6 м.

Під час огляду електроустановок забороняється виконувати будь-яку роботу.

Двері переміщення цехової ТП і ЩСУ мають бути постійно замкнуті, а

ключі повинні перебувати на зберіганні в оперативного персоналу. Ключі видаються під розписку.

На місці постійного перебування оперативного персоналу повинна бути така документація:

- оперативний журнал;
- однолінійна схема електропостачання котельної;
- журнал наладок і аварій;
- журнал розпоряджень;
- бланки наряду-допуску;
- бланки оперативних перемикачів;
- список працівників, яким дозволяється одноосібний огляд.

Роботи, які виконуються в електроустановках понад 1 кВ, відповідно до заходів безпеки поділяються на три категорії:

- із зняттям напруги;
- без зняття напруги на струмопровідних частинах та поблизу них;
- без зняття напруги віддалік від струмопровідних частин, що перебувають під напругою.

До робіт із зняттям напруги належать роботи, які виконуються в блоках, відсіках комірок КРУ, на збірних шинах чи приєднаннях РП, де зі струмопровідних частин знято напругу і доступ до сусіднього приміщення, де є електроустановки під напругою, неможливий.

До робіт без зняття напруги на струмопровідних частинах та поблизу них належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. Дані роботи повинні проводитись за допомогою ізолюючих захисних засобів.

До таких робіт належать:

- перевірка контактних з'єднань збірних шин;
- фазування;
- перевірка навантаження окремих ліній роботи у вторинних колах вимірювальних трансформаторів.

Ці роботи виконуються двома працівниками і більше. Керівник повинен

мати групу з електробезпеки не менше IV, а інші - III.

До робіт без зняття напруги віддалік від струмових частин, що перебувають під напругою належать роботи, при виконанні яких є неможливе випадкове наближення працівників, ремонтного оснащення та інструменту на відстань меншу допустимої.

До таких робіт належать:

- ремонт будівельної частини РП (КТП);
- ремонт вікон, дверей РП (КТП);
- капітальний ремонт електрообладнання на викатних візках при закритих дверках комірок.

До організаційних заходів належать:

а) перелік робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації.

По наряду-допуску виконуються:

- монтаж та випробування збірних шин 10 кВ;
- ремонт та випробування приєднань 10 кВ до ТП;
- налагодження релейного захисту

За розпорядженням виконуються:

- ремонт масляних вимикачів на викатних візках при закритих дверях комірок;
- роботи в щитах оперативного струму і сигналізації;
- ремонт освітлення.

Решта робіт проводиться оперативним персоналом в порядку поточної експлуатації.

б) призначення осіб відповідальних за безпечне проведення робіт. (відповідальними за безпечне проведення робіт на даному об'єкті є: енергетик підприємства, що має V групу з електробезпеки, він же видає наряд, розпорядження, і дозвіл на підготовку робочого місця; працівник, що готує робоче місце і допускає до роботи – працівник оперативного персоналу з IV групою; керівник робіт – електрик (IV група); працівник, що наглядає за

виконанням робіт (ІІІ група); члени бригади (ІІІ група)).

До технічних заходів належать:

- проведення необхідних відключень і здійснення всіх заходів, які перешкоджають помилковому або самовільному ввімкненню комутаційної апаратури – вимкнути ввідні вимикачі і лінійні вимикачі;

Для запобігання помилкового ввімкнення масляних вимикачів необхідно здійснити такі заходи:

- візок з вимикачем необхідно викотити, шторку відсіку закрити на замок і повісити плакат: “не вмикати працюють люди”.

- вивісити заборонні плакати, також, на ключах керування, на приводах ввідних та секційних вимикачів, на кнопках автоматів оперативного струму;

- перевірити відсутність напруги на збірних шинах, кабелях вводу, на лініях цехової ТП;

- встановити переносне захисне заземлення.

Відомість спеціального інвентарю з техніки безпеки

Таблиця 7.1 – Відомість спеціального інвентарю з техніки безпеки

Засоби захисту	Кількість, шт.
1. Ізолююча штанга (оперативна чи універсальна)	2
2. Показник напруги	2
3. Ізолюючі кліщі	1
4. Діелектричні рукавички	2 пари
5. Діелектричні боти	1 пара
6. Переносне захисне заземлення	2 комплекти
7. Тимчасові огорожі	2
8. Плакати по ТБ	2 комплекти
9. Протигаз	2
10. Захисні окуляри	2 пари

Всі перераховані засоби захисту повинні знаходитись в приміщенні цехової ТП.

7.3 Вплив вібрації на організм людини і розроблення заходів щодо зниження його рівня

Вібрація приводить тіло або його структурні одиниці в коливальний рух. Розрізняють поперечні, поздовжні або крутильні коливання. Залежно від дії на людину вібрації ділять на місцеві і загальні. Загальні вібрації викликають шок в людини, місцеві залучають до коливальних рухів лише окремі частини тіла.

Загальна вертикальна вібрація викликає численні реакції в організмі людини. Ступінь дії вібрації характеризується:

а) станом основних нервових процесів в центральній нервовій системі (збудження і гальмування);

б) реакціями з боку серцево-судинної системи (змінami серцевої діяльності);

в) загальним станом: стомленням, появою болю і інших неприємних відчуттів (жару, нудоти, відчуття трясіння внутрішніх органів і т. д.). Вібрації викликають неприємне відчуття, яке найчастіше виявляється при резонансних для організму частотах.

Місцеві вібрації викликаються дією, головним чином, ручного механізованого інструменту. Вібрації частотою 35—250 Гц і вище розвивають вібраційну хворобу із спазмом (звуженням) кровоносних судин кінцівок.

Вимірювання рівня вібрації і дослідження його характеристик є основними в рішенні питань боротьби з вібрацією будь-якого виду устаткування приладів і апаратів. Вимірювання вібрацій виконують в такій послідовності:

- виявляють найбільш вібраційні вузли і вимірюють спектри на робочих місцях (в устаткування, пультах управління і т. п.);
- визначають тривалість дії вібрації на обслуговуючий персонал;

- значення зміряних рівня вібрації порівнюють з допустимими значеннями і з'ясовують ступінь їх відповідності.

Найнадійнішим і дешевим методом боротьби з вібрацією є використання пружинних, гумових або комбінованих амортизацій.

Якщо конструктивними, технологічними і будівельно-планувальними заходами неможливо понизити рівень вібрації до гранично допустимих значень, застосовують індивідуальні засоби захисту (ГОСТ 12.4.012 – 90 “Вибрационная безопасность”).

Вібробезпечні умови праці забезпечують:

- застосування засобів вібраційного захисту які зменшують вібрацію, що впливає на шлях його розповсюдження;

- проектувальне вирішення технологічних процесів і виробничих приміщень;

- організація технологічними заходами.

Як індивідуальні засоби захисту від вібрації, що передається від інструменту на руку, застосовують антивібраційні рукавиці. Найпростіша конструкція рукавиць — шкіряні рукавички з прокладками із губчастої гуми. При дії вібрації через ноги робоче місце повинно бути амортизовано килимками, робітника забезпечують віброзахисним взуттям.

При роботі модуля регулювання швидкості двигуна відбувається вібрація робочого місця. Тому потрібно використовувати засоби захисту (антивібраційні рукавиці, килимки і віброзахисне взуття).

7.4 Проведення аварійно-відновлювальних та інших невідкладних робіт на енергомережах в осередках ураження

Великі виробничі аварії і катастрофи наносять великих збитків національній економіці, тому забезпечення безаварійної роботи має винятково велике державне значення. Сучасний об'єкт енергетики є складним інженерно-технічним комплексом. Успіх його роботи багато в чому залежить від стану

інших підприємств галузі, об'єктів суміжних галузей, що забезпечують постачання матеріалів і сировини, а також від стану енергопостачання, транспортних комунікацій, зв'язку і т.п. Заходи щодо попередження аварій і катастроф є найбільш складними і трудомісткими. Вони представляють комплекс організаційних і інженерно-технічних заходів, спрямованих на виявлення й усунення причин аварій і катастроф, максимальне зниження можливих руйнувань і втрат у випадку, якщо ці причини цілком не вдасться усунути, а також на створення сприятливих умов для організації і проведення рятувальних і невідкладних аварійно-відбудовних робіт.

Згідно Кодексу цивільного захисту України (далі – Кодекс) (ст. 20 «Завдання і обов'язки суб'єктів господарювання») підприємства, установи та організації незалежно від форм власності і господарювання у сфері захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру:

- планують і здійснюють необхідні заходи для захисту своїх працівників, об'єктів господарювання та довкілля від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- розробляють плани локалізації і ліквідації аварій (катастроф) з подальшим погодженням із спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади, до компетенції якого віднесено питання захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- підтримують у готовності до застосування сили і засоби із запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- створюють та підтримують матеріальні резерви для попередження та ліквідації надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;

- забезпечують своєчасне оповіщення своїх працівників про загрозу виникнення або про виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру.

Організація і проведення рятувальних та інших невідкладних робіт у районах лиха і осередках ураження полягає у виконанні заходів, передбачених чинним законодавством (Постанова Кабінету Міністрів України від 9 січня 2014 року №11 про затвердження Положення про Єдину державну систему цивільного захисту, стаття 79 Кодексу) з питань ліквідації наслідків стихійного лиха, аварій і катастроф, епідемій, епізоотій, що створюють загрозу життю і здоров'ю населення, а також у:

- розвідуванні осередків ураження і визначенні меж (кордонів) цих осередків;
 - проведення робіт, пов'язаних з пошуком і рятуванням людей;
 - подання допомоги потерпілим;
 - евакуації населення з небезпечних районів;
 - карантинно-обсерваційних заходах;
 - оточенні осередків ураження;
 - забезпеченні громадського порядку у районах лиха і осередках ураження;
 - здійсненні заходів життєзабезпечення населення;
 - соціально-психологічній реабілітації населення;
 - здійсненні санітарно-гігієнічних і протиепідемічних заходів.
- Для проведення рятувальних та інших невідкладних робіт:
- створюються і утримуються в готовності до дій сили цивільного захисту;
 - залучаються в разі потреби інші сили незалежно від їхньої відомчої приналежності та рятувальні добровільні сили;
 - здійснюється підготовка органів управління цивільного захисту та опрацювання відповідних планів;
 - виготовляються необхідні технічні засоби;

– забезпечується дотримання вимог з безпеки особовим складом сил цивільного захисту, який бере участь в рятувальних та інших невідкладних роботах;

– підтримується інженерне, хімічне, медичне, транспортне та матеріальне забезпечення дій сил, що беруть участь у проведенні робіт.

Підготовка до проведення відновлювальних робіт передбачає створення необхідного матеріально-технічного їх забезпечення. Великі запаси будівельних конструкцій, деталей і матеріалів створювати складно і не завжди економічно доцільно, оскільки це призводить до замороження частини коштів на довгий час. Та деякий запас відновлювальних матеріалів, резерв основних вузлів найнеобхіднішого обладнання, запасних частин може вплинути на строки відновлювання об'єкта. Тому необхідно створювати резерви особливо важливих і легкопошкоджуваних вузлів і деталей обладнання, окремих видів пристосувань верстатів і установок, а також необхідних будівельних і спеціальних матеріалів. За даних економічних умов на підприємстві належним чином створити такі умови не можливо.

При великих аваріях і катастрофах організація робіт із ліквідації наслідків проводиться з врахуванням обстановки, що склалася після аварії або катастрофи, ступеня руйнування й ушкодження будинків і споруджень, технологічного устаткування, агрегатів, характеру аварій на комунально-енергетичних мережах і пожеж, особливостей забудови території об'єкта й інших умов.

Роботи з організації ліквідації наслідків аварій і катастроф проводяться в стислий термін: необхідно швидко врятувати людей, що знаходяться під уламками будинків, у завалених підвалах, і надати їм екстренну медичну допомогу, а також запобігти іншим катастрофічним наслідкам, які пов'язані з загибеллю людей і втратою великої кількості матеріальних цінностей.

З виникненням аварії або катастрофи начальник цивільного захисту на підставі даних розвідки і особистого спостереження приймає рішення на ліквідацію наслідків і ставить завдання формуванням.

Начальники ділянок керують рятувальними і невідкладними аварійно-відбудовними роботами. Вони вказують командирам формувань найбільш доцільні прийоми і способи виконання робіт, визначають матеріально-технічне забезпечення, терміни закінчення робіт і представляють повідомлення про об'єм виконаних робіт, організують харчування, зміну й відпочинок особового складу формувань.

Для переводу об'єкта на режим роботи військового часу наперед плануються і розробляються:

- підготовчі заходи, спрямовані на перебудову виробництва для випуску продукції військового часу;

- перевід об'єкта на двозмінну роботу; підготовка виробництва до безаварійної зупинки по сигналу «Повітряна тривога»;

- організація цілодобового чергування груп із керівного, складу об'єкта енергетики; посилення пропускну режиму і т.д.

З метою скорочення часу на ведення робіт із відновлення виробництва на об'єкті енергетики повинні завчасно розроблятися плани і проекти відновлення інженерно-технічного комплексу по різних варіантах можливого руйнування, створюватися і підготовлятися бригади для проведення ремонтно-відновлювальних робіт.

При плануванні відновлювальних робіт в основу розрахунків беруться можливі руйнування й ушкодження елементів виробничого комплексу об'єкта, що були визначені при оцінці стійкості.

Проектування відновлювальних робіт в основу розрахунків беруться можливі руйнування і пошкодження елементів виробничого комплексу об'єкта, які були визначені при оцінці стійкості.

Відімкнення електронебезпечних частин, локалізацію та ліквідацію пожеж на шляху введення рятувальних формувань і на об'єктах рятувальних робіт; розшуки і рятування людей, які знаходяться в завалених сховищах, підвалах, завалах, палаючих, загазованих, задимлених, або затоплених будинках і виробничих приміщеннях; розкриття розвалених, пошкоджених і

завалених захисних споруд і рятування людей, які знаходяться в них; надання першої медичної допомоги потерпілим; винесення потерпілих і евакуація із осередку ураження, небезпечних зон у безпечний район; санітарну обробку людей, ветеринарну обробку сільськогосподарських тварин, знезаражування території, будівель, споруд, продовольства, води, техніки.

Одночасно або перед рятувальними роботами необхідно виконати інші невідкладні роботи. Наприклад, для того, щоб підвести людей і техніку, необхідно розчистити завалені проїзди, навести переправи, подати воду для гасіння пожеж тощо.

Відповідальність за підтримання повсякденної готовності формувань ЦЗ (цивільного захист) до негайного виконання завдань, підготовку, дисципліну особового складу, збереження транспорту, техніки і майна несе командир формувань ЦЗ. Він організовує проведення РІНР (рятувальні та інші невідкладні роботи) в районі робіт.

- З одержанням наказу на виконання РІНР, командир формування ЦЗ працює в такій послідовності:

- усвідомлює поставлене завдання, при необхідності дає попередні розпорядження;

- оцінює ситуацію;

- приймає рішення;

- віддає наказ;

- організує управління і взаємодію.

З отриманням сигналу оповіщення командир формування ЦЗ зобов'язаний:

- в найкоротший час прибути до місця збору;

- доповісти начальнику ЦЗ ОГД або начальнику штабу ЦЗ про прибуття;

- уточнити отримане завдання;

- задіяти схему оповіщення особового складу.

РІНР неможливо провести в короткі строки без використання техніки.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Електромагнітне забруднення

Інтенсивний розвиток електроніки та радіотехніки викликав забруднення природного середовища електромагнітними випромінюваннями (полями). Головними їх джерелами є радіо-, телевізійні і радіолокаційні станції, високовольтні лінії електропередач, електротранспорт. Поблизу кожного обласного центру, багатьох районних центрів, великих міст розташовані телевізійні центри, або ретранслятори, радіоцентри, засоби радіозв'язку різного призначення.

Рівень електромагнітних випромінювань у таких районах (діапазон радіочастот об'єктів може змінюватися від 50-100 Гц до ГГц) часто перевищує допустимі гігієнічні норми й дуже шкодить здоров'ю людей, що мешкають поруч.

Мірою забруднення електромагнітними полями є напруженість поля (В·м). Ці поля завдають шкоди перш за все нервовій системі. Так, напруженість поля 1000 В·м спричинює головний біль і сильну втому, більші значення зумовлюють розвиток неврозів, безсоння, важкі захворювання.

Існують розроблені на основі медико-біологічних досліджень санітарні норми та правила щодо радіотехнічних і електротехнічних об'єктів. Вони регламентують умови їх експлуатації з метою охорони населення від шкідливого впливу електромагнітних випромінювань.

Зростання енергетичних потужностей становить небезпеку для довкілля – розширюється мережа та зростає напруга повітряних ліній електропередач. Вони впливають на нормальний розвиток тваринного та рослинного світу. Спеціальні дослідження показали, що технічно найперспективнішими є лінії надвисокої та ультрависокої напруги (750-1150 кВ), котрі становлять небезпеку. Навколо них утворюються потужні електромагнітні поля, які

негативно впливають на людину, порушують природну міграцію тварин, процеси росту рослин тощо.

8.2 Захист від електромагнітних випромінювань

Вибір того чи іншого способу захисту від дії електромагнітних випромінювань залежить від робочого діапазону частот, характеру виконуваних робіт, напруженості та щільності потоку енергії ЕМП, необхідного ступеня захисту.

До числа заходів зменшення впливу на працівників ЕМП належать: організаційні, інженерно-технічні та лікарсько-профілактичні. Організаційні заходи здійснюють органи санітарного нагляду. Вони проводять санітарний нагляд за об'єктами, в яких використовуються джерела електромагнітних випромінювань. Крім того, ще на стадії проектування об'єктів потребує забезпечення таке розташування джерел ЕМП, яке б зводило до мінімуму їх вплив на працюючих.

Інженерно-технічні заходи передбачають використання в умовах виробництва дистанційного керування апаратурою, що є джерелом випромінювання, екранування джерел випромінювання, застосування індивідуальних заходів захисту (халатів, комбінезонів із металізованої тканини, з виводом на заземлюючий пристрій). Для захисту очей доцільно використовувати захисні окуляри ЗП5-90 (при користуванні ЕОМ – спеціальними захисними окулярами). Скло окулярів вкрито напівпровідниковим оловом, що послаблює інтенсивність електромагнітної енергії при світло-пропусканні не нижче 75 %.

Взагалі, засоби індивідуального захисту необхідно використовувати лише тоді, коли інші захисні засоби неможливі чи недостатньо ефективні: при проходженні через зони опромінення підвищеної інтенсивності, при ремонтних і налагоджувальних роботах в аварійних ситуаціях, під час короткочасного контролю та при зміні інтенсивності опромінення. Такі засоби незручні в

експлуатації, обмежують можливість виконання трудових операцій, погіршують гігієнічні умови.

У радіочастотному діапазоні засоби індивідуального захисту працюють за принципом екранування людини з використанням відбиття і поглинання ЕМП. Для захисту тіла використовується одяг з металізованих тканин і радіопоглинаючих матеріалів. Металізовану тканину роблять із бавовняних ниток з розміщеним всередині них тонким проводом, або з бавовняних чи капронових ниток, спірально обвитих металевим дротом. Така тканина, наче металева сітка, і при відстані між нитками до 0,5 мм ослаблює випромінювання не менше як на 20...30 дБ. При зшиванні деталей захисного одягу треба забезпечити контакт ізольованих проводів. Тому електрогерметизацію швів здійснюють електропровідними масами чи клеями, які забезпечують гальванічний контакт або збільшують ємнісний зв'язок не контактуючих проводів. Лікарсько-профілактичні заходи передбачають проведення систематичних медичних оглядів працівників, які перебувають у зоні дії ЕМП, обмеження в часі перебування людей в зоні підвищеної інтенсивності електромагнітних випромінювань, видачу працюючим безкоштовного лікарсько-профілактичного харчування, перерви санітарно-оздоровчого характеру.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В роботі проведено підвищення ефективності функціонування ЕМ 110/10 кВ Чортківського району ВАТ “Тернопільобленерго” для підвищення її надійності.

Отримано результати:

4. Проведена характеристика мережі 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

5. Проведено розрахунок навантажень ПС «Долина», яке складає 9 МВт, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 110 кВ.

6. Запропоновані чотири варіанти розвитку ЕМ 110 кВ Чортківського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» та обґрунтовано вибір ПС прохідного типу, що дало можливість зберігати транзит потужності при ремонтах чи пошкодженнях на об’єкті.

7. Обґрунтовано встановлення двотрансформаторної ПС потужністю 20 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС–120/19 на основі розрахунків навантажень.

8. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ, що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.

9. Проведено вибір схеми електричних з’єднань: РП–110кВ - “Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній” та РП–10 кВ - “Одна одинока, секціонована вимикачем система шин”.

10. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 110 кВ та 10 кВ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сегеда М.С. Электричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видівництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
2. <http://www.pkfenergo.ru/catalog/10506-transformator?page=2>
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвертое, переработанное и дополненное.
4. <https://www.toe.com.ua/index.php/component/content/article?id=2>
5. Решетник В.Я. Электричні системи і мережі: Навч. посіб. – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
6. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. Інститут "Укренергомережпроект". Міністерство енергетики і електрифікації України. Київ. 1994 р.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. 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.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
9. Правила улаштування електроустановок. / Міненерговугілля України,. - К., 2017.
10. «Выключатели колонковые элегазовые АВВ» - Справочник покупателя. Издание 2, 2004-03.
11. «АВВ Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.

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

13. Учеб. пособие для вузов / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985 —312 с, ил.; пер.

14. Номенклатурний каталог «Ізолятори полімерні опорні для електричних апаратів, електрообладнання та розподільчих пристроїв зовнішнього виконання на напругу 10-35 кВ».

15. Каталог продукції ВАТ «Рівненський завод високовольтної апаратури». 2018 – 12 с.

16. Каталог продукції фірми «VARTA».

17. Федоров А. А. Каменева В. В., Основы электроснабжение промышленных предприятий.: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп.— М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.

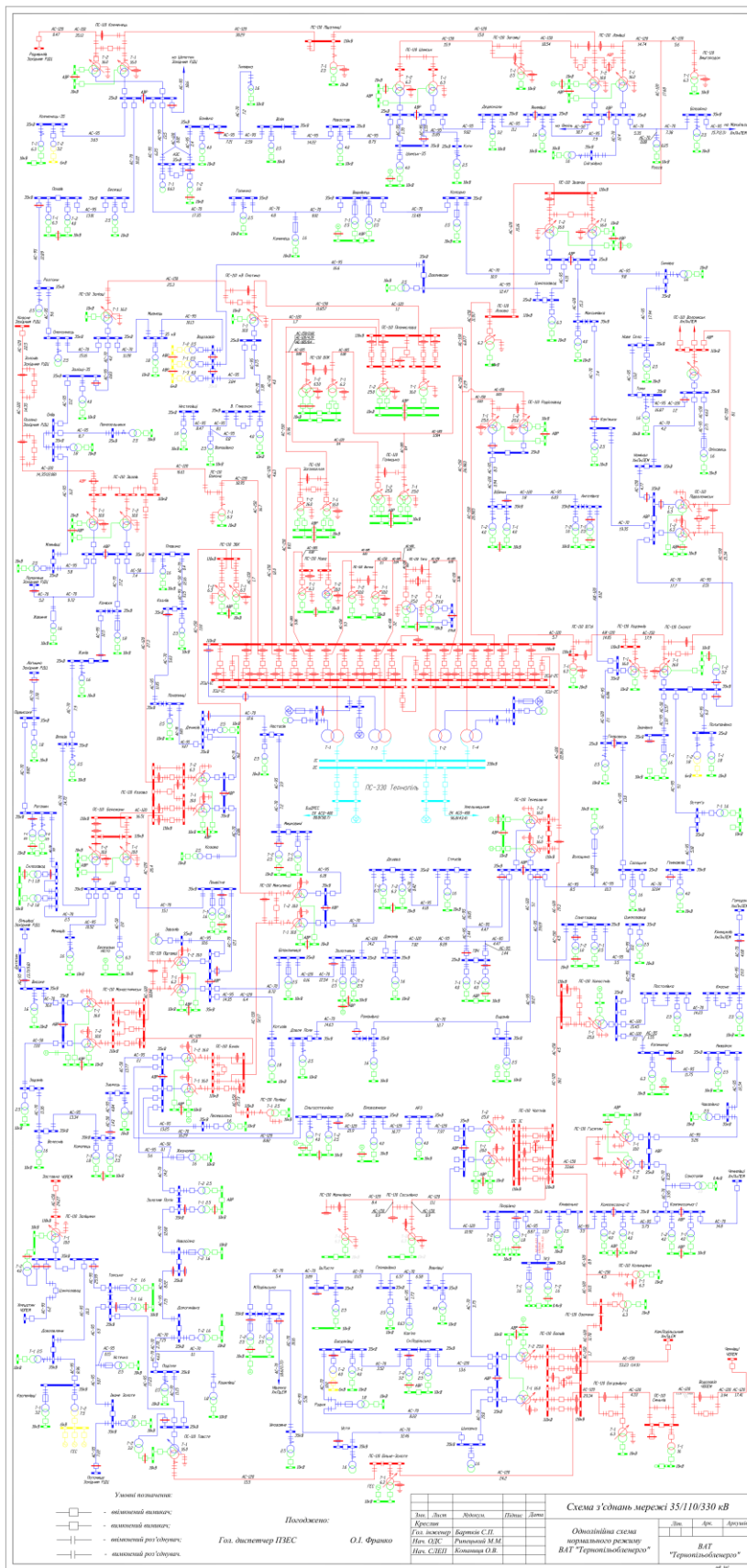
18. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

19. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свіридов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

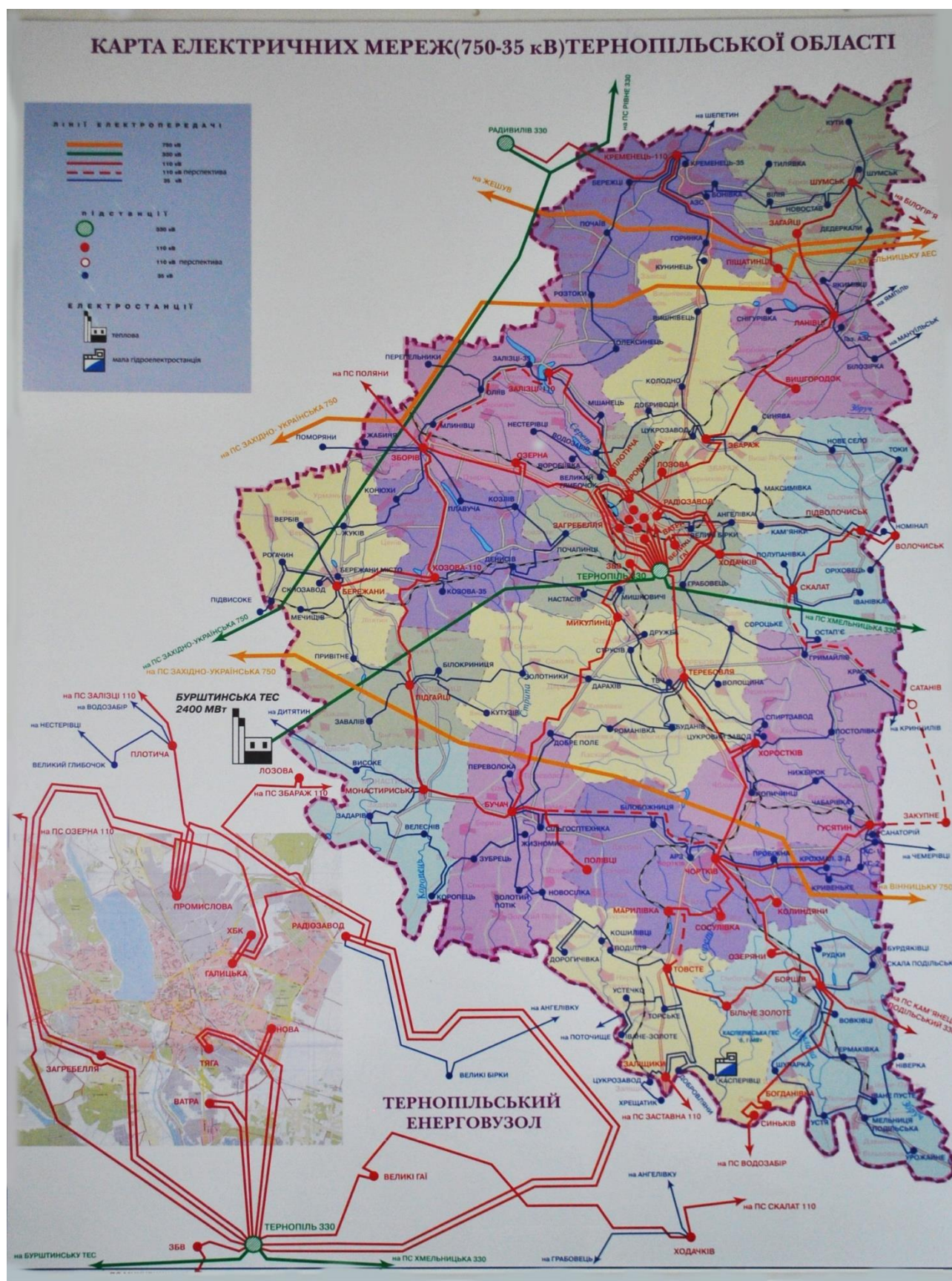
ДОДАТКИ

Додаток А

Однолінійна схема нормального режиму ВАТ “Тернопільобленерго”



Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області



Додаток В

Карта населених пунктів Чортківського району



Додаток Д

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТДН-10000 і ТМН-6300

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності силових споживачів

$$S_p := 10600 \text{ кВА}$$

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

Перший варіант:

ТДН – 10000

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 10000 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

ТМН – 6300

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 6300 \text{ кВА}$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження в нормальному і аварійному режимах:
Перший варіант:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 0.53$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 0.757$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} = 0.841$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 1.202$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. 7.В1]. Вартість трансформаторів виберемо із [2]:

Перший варіант:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 14 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 60 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 0.7 \%$$

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

$$C_{tr1} := 1450000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 11.5 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 44 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 0.8 \%$$

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

$$C_{tr2} := 900000 \text{ грн}$$

Час включення:

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

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

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

Визначаємо приведені втрати електроенергії:
Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 70 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 1050 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 15.4 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 81 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 38.153 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 76.306 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 668438.808 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (для промислових і прирівняних до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]:

$$m := 2.24 \text{ грн}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 1497302.93 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 50.4 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 661.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 12.508 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 57.23 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 53.012 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 106.023 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 928764.475 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 2080432.424 \text{ грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.tr1} := 2 \cdot C_{tr1} = 2900000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 1800000 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} = 290000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 180000 \text{ грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 1787302.93 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 2260432.424 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 2.325 \text{ роки}$$

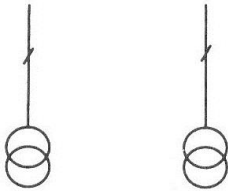
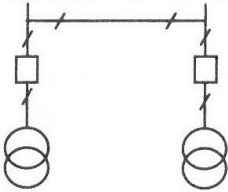
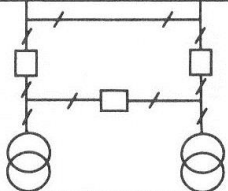
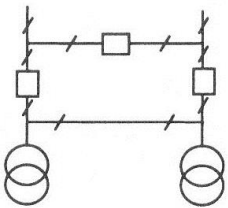
Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТДН-10000, оскільки має менші сумарні затрати.

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

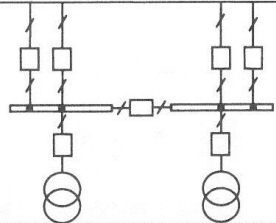
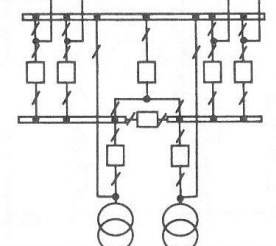
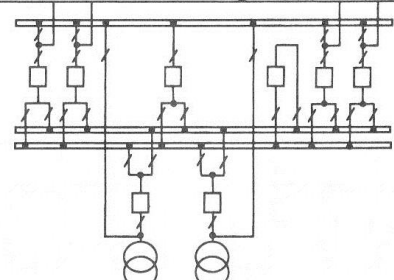
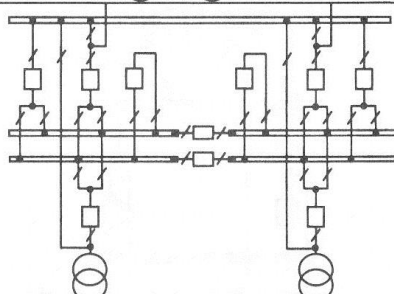
$$E := C_2 - C_1 = 473129.494 \text{ грн}$$

Додаток Е

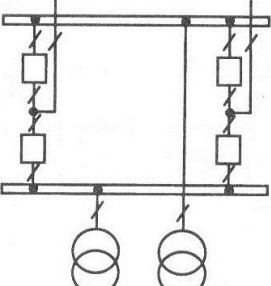
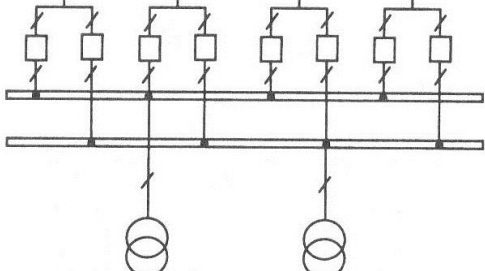
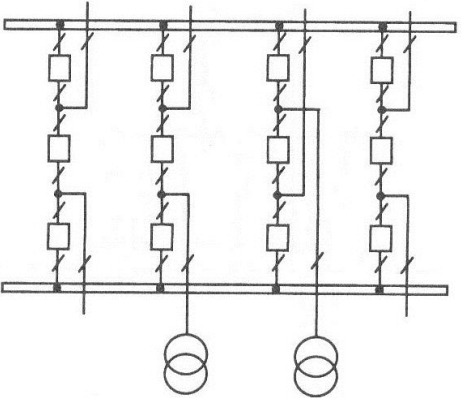
Перелік і сфера застосування схем 10 – 750 кВ

Шифр схеми	Назва схеми	Умовне зображення схеми	Сфера застосування схеми			Додаткові умови
			Напруга, кВ	Сторона	К-сть ліній	
1	2	3	4	5	6	7
110 – 1 150 – 1 220 – 1 330 – 1	Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами		110– 330	ВН	2	1. Тупикові ПС, розташовані в районах із забрудненою атмосферою, що живляться лініями без відгалуження. 2. Охоплення трансформатора лінійним захистом з боку живильного кінця чи пересилання телевідмикального імпульсу
35 – 2 110 – 2 150 – 2 220 – 2	Два блоки лінія- трансформатор з вимикачами і не- автоматичною перемичкою з бо- ку ліній		35 – 220	ВН	2	Тупикові та відгалужувані ПС
110 – 3 150 – 3 220 – 3	Місток з вимика- чами в колах лі- ній і ремонтним сполучником з боку ліній		110 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС за необхідності секціонування ліній. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно
35 – 4 110 – 4 150 – 4 220 – 4	Місток з вими- качами в колах трансформаторів і ремонтним спо- лучником з боку трансформаторів		35 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС, якщо не- обхідне секціонування лі- ній і збереження транзити під час ушкодження трансформатора. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно

Продовження додатку Е

1	2	3	4	5	6	7
35 – 5	Одна секціонова вимикачем система шин		35	ВН СН НН	3 і більше	<ol style="list-style-type: none"> Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і СН і НН на ПС 110 – 220 кВ. Допускається на першому етапі розвитку схеми вмикання двох ліній, по одній на кожен секцію.
110 – 6 150 – 6 220 – 6	Одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин		110 – 220	ВН	3 – 6	<ol style="list-style-type: none"> Для вузлових ПС 110–220 кВ. Якщо кількість резервованих ліній не більша від одної на будь-якій секції.
110 – 7 150 – 7 220 – 7	Дві робочі та обхідна системи шин		110 – 220	СН	до 12	<ol style="list-style-type: none"> Для ПС з АТ до 2×200 (2×400) МВ·А. Для ПС з АТ до (4×250) МВ·А допускається застосування двох окремих РП (на кожен пару АТ).
110 – 8 150 – 8 220 – 8	Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиносполучними вимикачами		110 – 220	СН	більше 12	<ol style="list-style-type: none"> За необхідності зниження струмів короткого замикання. Для ПС з АТ 4×200 (4×250) МВ·А.

Продовження додатку Е

1	2	3	4	5	6	7
330 – 9 500 – 9 750 – 9	Чотирикутник		330 – 750	ВН	2	<ol style="list-style-type: none"> 1. Прокідні ПС за необхідності секціонування транзитної лінії. 2. Якщо потужність трансформаторів 125 МВ·А для 220 кВ і будь-якої потужності для 330 кВ і вище
330 – 10 500 – 10 750 – 10	Трансформатори – шини з приєднанням ліній через два вимикачі		330 – 750	ВН СН	до 4	Для вузлових ПС мережі 330 – 750 кВ
330 – 11	Півтора вимикача на приєднання		330	СН	Нормується загальною кількістю приєднань	<ol style="list-style-type: none"> 1. Якщо кількість приєднань 8 і більше. 2. Парні лінії і трансформатори повинні підмикатися з боку різних систем шин і в різні кола