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)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр
(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі Збаразького РЕМ**

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТс-41
спеціальності 141
Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	_____ (підпис)	Свириденко С.О. (прізвище та ініціали)
Керівник	_____ (підпис)	Сисак І.М. (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	_____ (підпис)	Вакуленко О. О. (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	_____ (підпис)	Тарасенко М. Г. (прізвище та ініціали)
Рецензент	_____ (підпис)	_____ (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2022

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
«__» _____ 2022 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Свириденка Сергія Олеговича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі Збаразького РЕМ

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

Затверджені наказом ректора від « 01 » лютого 2022 року № 4/7-76

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2022 року

3. Вихідні дані до роботи Потужності трансформаторів, ЛЕП

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1. Аналітичний розділ
2. Розрахунковий розділ
3. Проектно-конструкторський розділ
4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

1. Схема району	1л. ф – А1
2. Варіанти розвитку	1л. ф – А1
3. Головної електричної схема з'єднань	1л. ф – А1
4. Схема підстанції	1л. ф – А1
5.	1л. ф – А1
6.	1л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	Гурик О. Я., к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Вакуленко О. О., ст. викладач кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.03.2022	
2	Аналітичний розділ	28.03.2022	
3	Розрахунковий розділ	31.04.2022	
4	Проектно-конструкторський розділ	30.05.2022	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2022	
6	Загальні висновки	03.06.2022	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.06.2022	
8	Оформлення графічної частини	06.06.2022	

Студент _____ Свириденко С.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс–41. - Т. : ТНТУ, 2022.

Стор. 70; рис. 26; табл. 22; креслень 6; джерел 19; додатків 7.

Робота бакалавра виконана згідно завдання на тему: «Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі Збаразького РЕМ».

Метою дипломної роботи є забезпечити надійності функціонування розподільчої мережі Збаразького району електромереж.

Проведено аналіз ЕМ $110\,кВ$ Збаразького РЕМ. Проведено розрахунок навантаження трансформаторної підстанції «Кобилля» для усіх режимів роботи електричної мережі 110 кВ. Обґрунтовано побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу $АС-95/16$. Показано двадцять один варіант розвитку ЕМ $35\,кВ$ Збаразького РЕМ. Обґрунтовано вибір трансформаторної підстанції «Кобилля» прохідного типу. Обґрунтовано встановлення трансформаторної підстанції з двома силовими трансформаторами. Потужність даної трансформаторної підстанції рівна $8\,МВА$. Для проведення аналізу усталених режимів запропоновано СЗ ЕМ $110\,кВ$ Збаразького РЕМ. Проведено вибір схеми електричних з'єднань для $РП-35кВ$ та $РП-10\,кВ$. Проведено розрахунки струмів КЗ. Показана принципова схема трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Кобилля».

Ключові слова: ТРАНСФОРМАТОРА ПІДСТАНЦІЯ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОМАТИЧНИЙ ВИМИКАЧ, ТРАНСФОРМАТОР ВЛАСНИХ ПОТРЕБ, ОБМЕЖУВАЧ ПЕРЕНАПРУГ.

ЗМІСТ

ВСТУП ……. 6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ ……..…… 7
1.1 Будівництво електричної підстанції……. 7
1.2 Будівництво системних підстанцій…… 7
1.3 Будівництво районних електропідстанцій…… 9
1.4 Нові підходи до будівництва електричних підстанцій…… 10
1.5 Інтелектуальні мережі та підстанції…….. 11
1.6 Автоматизовані системи SCADA…….. 11
1.7 Елегазові комплектні розподільні пристрої (КРПЕ)…… 13
1.8 Вакуумні високовольтні вимикачі…… 13
1.9 Використання гібридних вимикачів…… 14
1.10 Постійний струм проти змінного струму…….. 15
1.11 Модернізація електричних підстанцій…… 16
1.12 Постановка задач …… 18
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ …… 19
2.1 Аналіз електричної мережі 35 кВ Збаразького РЕМ…….. 19
2.2 Розрахунок навантаження на ПС «Кобилля»…….. 29
2.3 Вибір проводів ПЛ…….. 30
2.4 Розвиток ЕМ Збаразького РЕМ. Запропоновані варіанти будівництва…… 30
2.5 Розрахунок числа та вибір силових трансформаторів трансформаторної підстанції «Кобилля»…… 45
2.6 Висновки до розділу 2…… 49

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ…….. 50
3.1 Схема заміщення ЕМ 110 кВ Збаразького РЕМ…….. 50
3.2 Варіанти схеми електричних з'єднань для сторони ВН та НН….. 50
3.3 Розрахунок струмів КЗ…….. 57
3.4 Вибір обладнання трансформаторної підстанції «Кобилля»…….. 57
3.5 Трансформаторна підстанція «Кобилля». Принципової схема….. 57
3.6 Висновки до розділу 3……. 60
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ…… 61
4.1 Державний нагляд, відомчий і громадський контроль за охороною праці в енергетиці…… 61
4.2 Актуальність проблеми електробезпеки…….. 62
4.3 Причини електротравматизму…… 63
4.4 Оцінка технологічного процесу щодо умов електробезпеки, безпеки на обладнанні, що проектується…… 65
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ……..…….. 68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ ……. 69
ДОДАТКИ…….. 1
Додаток А. Вибір потужності силових трансформаторів……. 2
Додаток Б. Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМН -2500 і ТМН -4000……. 3
Додаток В. Визначення параметрів елементів. Формування схеми заміщення електричної мережі 110 кВ Збаразького РЕМ……. 6
Додаток Д. Алгоритм роботи схеми підключення ВН 35 кВ…… 9
Додаток Е. Розрахунок струмів короткого замикання…… 11
Додаток Є. Вибір обладнання трансформаторної підстанції «Кобилля»……. 14
Додаток Ж. Розвиток ЕМ Збаразького РЕМ. Запропоновані варіанти будівництва……. 30

ВСТУП

Підстанції є складним електричним комплексом, що складається з трансформаторів та різноманітних перетворювачів електричної енергії, пристроїв управління, розподільних вузлів та іншого обладнання.

Існує два типи підстанцій:

- розподільні;

- трансформаторні.

Їхня складна технічна структура передбачає наявність безлічі основних і додаткових елементів.

Будівництво електричних підстанцій, як і будівництво будь-якого іншого промислового об'єкта, складається з різних робіт: розвідувальних, проектних, загально-будівельних, електромонтажних та пусконалагоджувальних.

Цей процес здійснюється зусиллями багатопрофільної команди спеціалістів інжинірингової компанії із використанням сучасного обладнання, великого досвіду та технічних знань у різних галузях.

Фахівці реалізують нові проекти з нуля та займаються модернізацією існуючих підстанцій будь-якого типу.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Будівництво електричної підстанції

Будівництво підстанції починається з підготовки території та виконання земляних робіт.

Потім проводиться закладка фундаментів та підведення зовнішніх мереж, встановлюються опорні металоконструкції, підводяться необхідні кабелі, встановлюється обладнання, монтуються та перевіряються допоміжні системи.

Після завершення будівництва проводяться пусконалагоджувальні роботи та благоустрій території. Тільки після цього підстанцію можна ввести в експлуатацію.

Основними елементами підстанції є силовий трансформатор та автотрансформатор, електричні вводи, кабельні лінії, розподільні пристрої низької та високої напруги, шинні системи та багато іншого. Іншим важливим елементом є власна система електроживлення, що включає трансформатори, панелі змінного та постійного струму, а також батареї. [1]

Важливим етапом будівництва є проектування систем безпеки та управління, системи автоматизації та заземлення, блискавкозахисту, контрольно-вимірювальних приладів та системи компенсації реактивної потужності.

Допоміжні пристрої можуть включати системи освітлення, вентиляції, кондиціювання та протипожежного захисту.

На рис. 1.1 показано процес будови електричної підстанції.

1.2 Будівництво системних підстанцій

Системні підстанції живляться від високовольтних та надвисоковольтних ліній електропередачі (магістралей) і використовуються для імпорту та експорту

електроенергії на великі відстані, перетворення напруги та перетворення високої потужності.

Рисунок 1.1 – Процес будови електричної підстанції

Стандарти таких підстанцій у різних країнах відрізняються. Наприклад, на пострадянському просторі та Східній Європі первинна напруга на таких підстанціях зазвичай досягає 1250 кВ, 750 кВ або 400 кВ, а вторинна — 400 кВ або 220 кВ.

Вони майже завжди мають синхронний компенсатор на 50-100 МВА та більше для компенсації реактивної потужності. Системні підстанції будуються на великих майданчиках та постійно укомплектовані висококваліфікованим персоналом. Система віддаленої та телеметричної інформації також дуже розвинена.

Вони складаються з двох або трьох високовольтних та надвисоковольтних розподільних пристроїв. Високі рівні напруги вимагають використання потужних високовольтних пристроїв для перемикання їх кіл. Для зменшення габаритних розмірів підстанції використовується розподільний пристрій, який повинен перемикатися на ізоляційні середовища із гарною теплопровідністю (масло).

Дуже часто використовується трикутник або вимикач 3/2. Дані схеми дозволяють відключати кожне з'єднання одночасно, не перериваючи електроживлення інших ліній. Це дає системі виняткову безпеку.

1.3 Будівництво районних електропідстанцій

Районні підстанції підключаються безпосередньо до електростанцій або системних підстанцій через повітряні та підземні кабельні лінії електропередачі. Ці об'єкти забезпечують енергією райони з великою кількістю користувачів.

Їх первинна напруга становить 220 кВ або 110 кВ, а вторинна напруга становить 6 кВ, 10 кВ та 20 кВ. Висока первинна напруга дозволяє будувати ці об'єкти як у відкритій місцевості, так і в міських щільно забудованих районах. [2].

Для систем середньої напруги використовують закриті розподільні пристрої, які живляться від трьох виходів 110 кВ. Як правило, напруга перетворюється двома двохобмотковими силовими трансформаторами, а розподільний пристрій підстанції 110 кВ складається з двох збірних шин. [3]

Кількість збірних шин у розподільчому пристрої на 10 кВ визначається кількістю, типом та характеристиками споживачів електроенергії.

Функціонально електричні підстанції поділяються на такі типи:

• Транзитні підстанції: використовуються не тільки для споживачів електроенергії, але й для подачі енергії до змішаних енергосистем та суміжних енергосистем;

• Перетворюючі підстанції: призначені для перетворення параметрів струму, включаючи перетворення постійного струму на змінний струм;

• Тягові підстанції: використовуються для потреб електричного транспорту (зокрема, для живлення тягових мереж постійним та змінним струмом);

• Комплектні трансформаторні підстанції: об'єкти на 10(6)/0,4 кВ, також відомі як місцеві або цехові підстанції для міських мереж або заводів.

1.4 Нові підходи до будівництва електричних підстанцій

Досягнення науки сприяли впровадженню більш енергоефективних, економічних та безпечних технологій проектування та будівництва електричних мереж та підстанцій.

Зараз активно впроваджуються інноваційні технології та підходи до будівництва електричних підстанцій, які вже продемонстрували успіхи в інших проектах.

Компанії стрімко розвиваються разом із світовою енергетичною промисловістю, тому кожен проект відповідає часу.

На рис. 1.2 показано нові підходи до будівництва електричних підстанцій.

Рисунок 1.2 - Нові підходи до будівництва електричних підстанцій

1.5 Інтелектуальні мережі та підстанції

Розумні мережі прагнуть оптимізувати зв'язок між різними розподільними системами, відновлюваними джерелами енергії та споживачами.

Інтелектуальні технічні рішення повинні оптимізувати з'єднання та створити необхідні умови для інтеграції великої кількості енергії в одну енергомережу. Розумні мережі використовують велику кількість комутаторів у порівнянні зі звичайними.

Як правило, вони дуже компактні та ефективні. Вони мають інтегроване керування, а безперервний моніторинг забезпечує дуже хорошу оптимізацію роботи.

Такі об'єкти мають численні переваги, включаючи високу стабільність, стійкість до погодних умов та відмінну продуктивність.

Для інтелектуальних мереж дистанційне керування є обов'язковим. Системи повністю автоматизовані та самооновлюються, а дистанційне керування значно скорочує час відновлення подачі енергії та оптимізує навантаження.

Розвиток інтелектуальних мереж призвів до ширшого використання комп'ютерних технологій та обладнання при будівництві сучасних електричних підстанцій.

1.6 Автоматизовані системи SCADA

Необхідність надання швидкої та точної пріоритетної інформації про енергетичну систему може поглинати значну частину ресурсів, тому сучасні підстанції використовують нові автоматизовані рішення.

Серед них система SCADA, яка служить для контролю за положенням комутаційних пристроїв, автоматичних вимикачів, роз'єднувачів; управління величиною струму окремих фаз; контролю напруги на шині та дистанційного керування. [4]

Рисунок 1.3

Автоматизована система диспетчерського управління та збору даних (SCADA) здійснює збирання всіх параметрів роботи підстанції. Крім основних функцій дані системи повідомляють операторам про позаштатні ситуації, включаючи перебої зв'язку, обрив електричних з'єднань, проникнення на об'єкт і багато іншого.

Дані збираються автоматично за індивідуальним графіком або на запит оператора.

Використання сучасних автоматизованих систем забезпечує надійну та ефективну роботу підстанції, а також швидке відновлення у разі аварії.

1.7 Елегазові комплектні розподільні пристрої (КРПЕ)

З появою технології елегазових комплектних розподільних пристроїв розміщення електричної підстанції в електричному центрі стало набагато легшим завданням.

Це нова технологія, при якій все обладнання розподіляється та розміщується у герметичному металевому корпусі, заповненому елегазом (SF6).

Починаючи з 2000-х років ця технологія дозволила герметизувати обладнання напругою від 10 кВ до 750 кВ. Завдяки високому ступеню інтеграції обладнання сучасні підстанції займають набагато менше місця та практично не вимагають періодичного обслуговування.

1.8 Вакуумні високовольтні вимикачі

Вакуумні технології продемонстрували навіть кращі результати, ніж використання повітря, газу та масла. Вакуумні вимикачі безпечніші та надійніші в ситуаціях, коли часто відбуваються відключення, у тому числі при короткому замиканні.

Вони використовуються для підстанцій із напругою від 0,4 до 35 кВ. Перевага вакуумних вимикачів полягає в тому, що вони майже не потребують обслуговування.

Діелектрична міцність вакууму у 8 разів вища, ніж у повітря, та в 4 рази вища, ніж у газу під тиском 1 бар. Завдяки цьому відстань між відкритими контактами може бути досить короткою – до 8 мм при 35 кВ.

Крім того, електрична міцність вакууму швидко відновлюється після того, як дуга повністю згасла. Це дозволяє використовувати їх для вимкнення конденсаторних батарей.

Вакуумні автоматичні вимикачі не завдають шкоди навколишньому середовищу, споживають менше енергії та мають досить високу надійність. В

результаті швидкої деіонізації вакуум перериває всі струми різних розмірів та величин.

Вакуумні вимикачі не вимагають витрат на технічне обслуговування, але, зазвичай, коштують трохи дорожче, ніж газові перемикачі. У кожному разі, технічне рішення необхідно вибирати індивідуально, виходячи з вимог конкретного проекту.

Рисунок 1.4

1.9 Використання гібридних вимикачів

Останніми роками інжинірингові компанії активно використовують високовольтні гібридні автоматичні вимикачі під час будівництва електричних підстанцій.

Ці пристрої поєднують у собі переваги вакуумних та газових камер. Опір дуги у газу значно вище, ніж у вакууму, тому в гібридних моделях газове

середовище, що гасить, є основним, а вакуум використовується для повного відключення струму.

Останнім часом робилися спроби розробити механізм управління гібридним вимикачем, який мав би найкраще керування. Сучасні пристрої цього типу синхронізують і координують рух окремих модулів за долі мілісекунди.

Завдяки різним режимам роботи гібридні рішення є надзвичайно ефективними.

1.10 Постійний струм проти змінного струму

Хоча змінний струм частіше використовується під час передачі електроенергії, у багатьох випадках вигідно використовувати постійний струм. Давня суперечка «змінний або постійний» досі остаточно не вирішена в електротехнічних колах.

Існує безліч прикладів використання постійного струму:

• занурювальні (підводні) високовольтні кабелі, де змінний струм створює додаткові ємнісні втрати;

• передача електроенергії на великі відстані без використання проміжного обладнання (віддалені райони);

• збільшення пропускної спроможності існуючих ліній електропередач у ситуаціях, коли герметизація неможлива чи скрутна;

• стабілізація мережі з пріоритетним використанням змінного струму без ймовірності короткого замикання;

• скорочення втрат на коронний розряд у високовольтних лініях електропередач у порівнянні з лініями змінного струму;

• передача електроенергії між несинхронізованими мережами змінного струму.

Важливим аргументом багатьох прихильників використання постійного струму є значна мінімізація витрати матеріалів на будівництво високовольтних ліній електропередач.

Дійсно, постійний струм дозволяє суттєво зменшити поперечний переріз дроту, адже високовольтні лінії постійного струму можуть передавати більше енергії за однакового перетину. Як би там не було, кожне рішення потребує індивідуального підходу.

1.11 Модернізація електричних підстанцій

У міру розвитку електричних мереж та поступового вдосконалення технологій надійність систем електропостачання набуває першорядної важливості.

Рисунок 1.5

Компанії, які експлуатують підстанції, очікують підвищення ефективності, ремонтопридатності, надійності та безпеки.

Особливо серйозно проблема надійності проявляється, коли на тих самих об'єктах встановлюється обладнання з різним рівнем надійності. Наприклад, під час модернізації. Експлуатація такого обладнання без урахування взаємної сумісності призводить до значних ризиків, зокрема економічних.

Застарілі електричні підстанції означають часті поломки, тривалі простої, значні електричні втрати та високі витрати на експлуатацію та ремонт.

Системний підхід та комплексна реалізація проекту з максимальною автоматизацією всіх процесів – це основоположні принципи інжинірингових послуг у галузі проектування та будівництва підстанцій.

Інженери закладають у кожен проект максимальний рівень надійності, економічності та зручності ще на етапі креслень.

Потужний розвиток засобів зв'язку, комп'ютерного оснащення підстанцій та поступовий перехід до автоматизації управління підстанціями ставить нові завдання щодо якнайшвидшого вдосконалення роботи підстанцій.

У Європі та США технічний прогрес останніми роками призвів до значного підвищення ефективності енергетичних систем, змінивши принцип будівництва електричних підстанцій та їх інфраструктури.

Передові технічні рішення дають клієнтам низку переваг:

• інтелектуальне мікропроцесорне обладнання дозволяє максимально автоматизувати моніторинг та управління роботою підстанцій;

• сучасні перемикачі забезпечують безперебійне електропостачання споживачів за мінімальних робіт з обслуговування об'єкта;

• час простою зводиться до мінімуму завдяки використанню більш надійних автоматизованих систем контролю та управління;

• скорочується ризик великих аварій та пов'язаних з ними витрат;

• знижуються експлуатаційні витрати підстанції;

• підвищується безпека персоналу.

1.12 Постановка задач

1. Провести аналіз ЕМ $110\ кВ$ Збаразького РЕМ.
2. Провести розрахунок навантаження трансформаторної підстанції для усіх режимів роботи електричної мережі 110 кВ.
3. Обґрунтувати побудову повітряної ЛЕП.
4. Показати варіанти розвитку ЕМ $35\ кВ$ Збаразького РЕМ.
5. Обґрунтувати вибір трансформаторної підстанції.
6. Запропонувати СЗ ЕМ $110\ кВ$ Збаразького РЕМ.
7. Провести вибір схеми електричних з'єднань для $РП-35 кВ$ та $РП-10\ кВ$.
8. Провести розрахунки струмів КЗ.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Аналіз електричної мережі 35 кВ Збаразького РЕМ

На рис. 2.1 зображено карту електричних мереж $(35-750\ кВ)$ Тернопільської області. Згідно даної карти (рис. 2.1) проведемо характеристику електричних мереж Збаразького РЕМ.

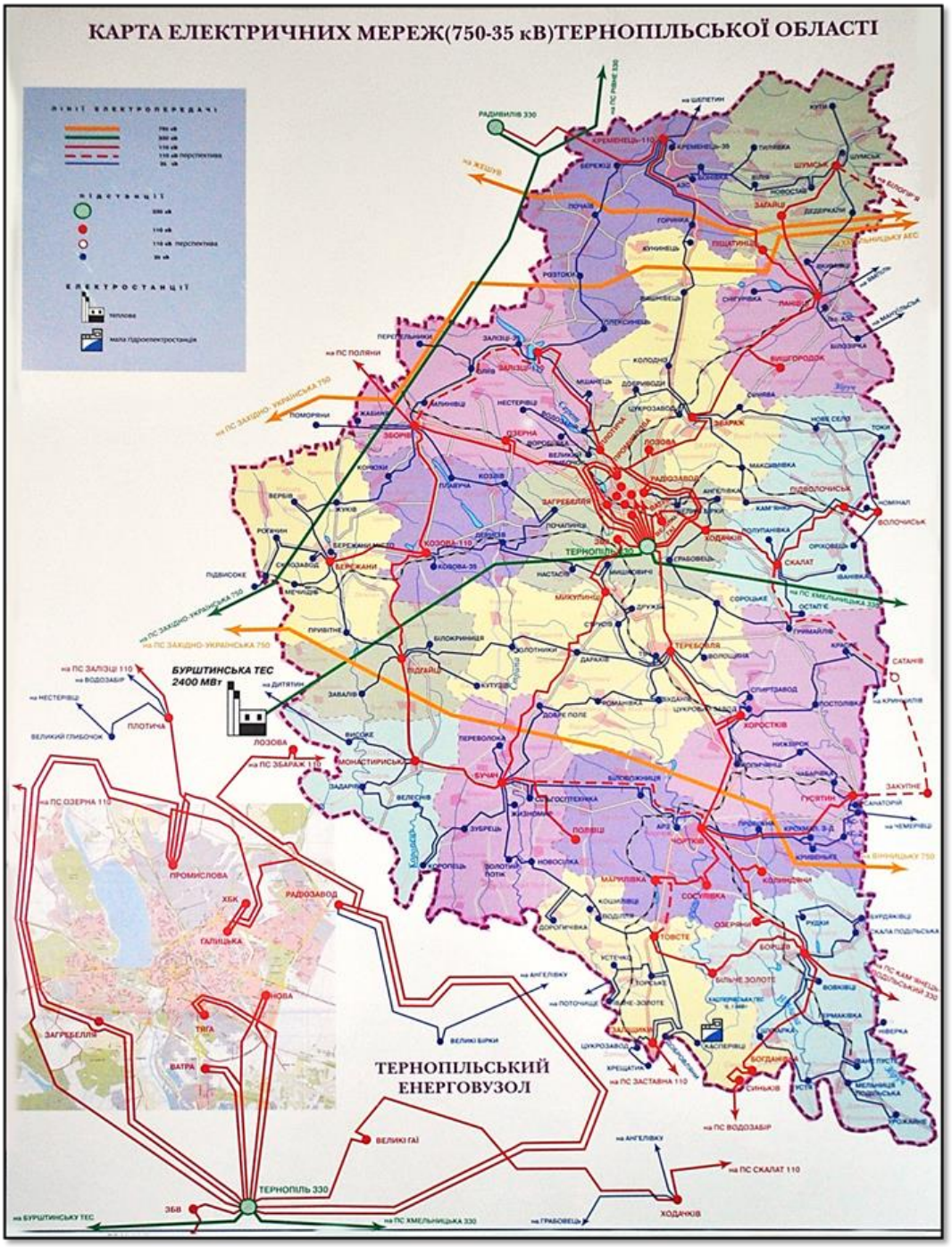


Рисунок 2.1 - Тернопільська область. Карта ЕМ $(35-750\ кВ)$.

На рис. 2.2 показано фрагмент карти (рис. 2.1) Збаразького РЕМ. Згідно рис. 2.2 проведемо аналіз ЕМ 110 *кВ* .

Рисунок 2.2 – Тернопільська область. Збаразький РЕМ. Фрагмент карти ЕМ ($35-750$ *кВ*)

Фрагмент ЕМ 110 $кВ$ Збаразького РЕМ показано на рис. 2.3.

Від ПС Збараж живляться наступні населені пункти: Кунинець, Вишнівець, Колодно, Добриводи, Цукрозавод, Збараж, Синява, Максимівка, Кам'янка. Дані населені пункти живляться від шин 35 $кВ$ ПС Збараж. Рис. 2.3 отримано із схеми з'єднань мережі $35/110/330 кВ$ – однолінійної схеми нормального режиму ВАТ "Тернопільобленерго".

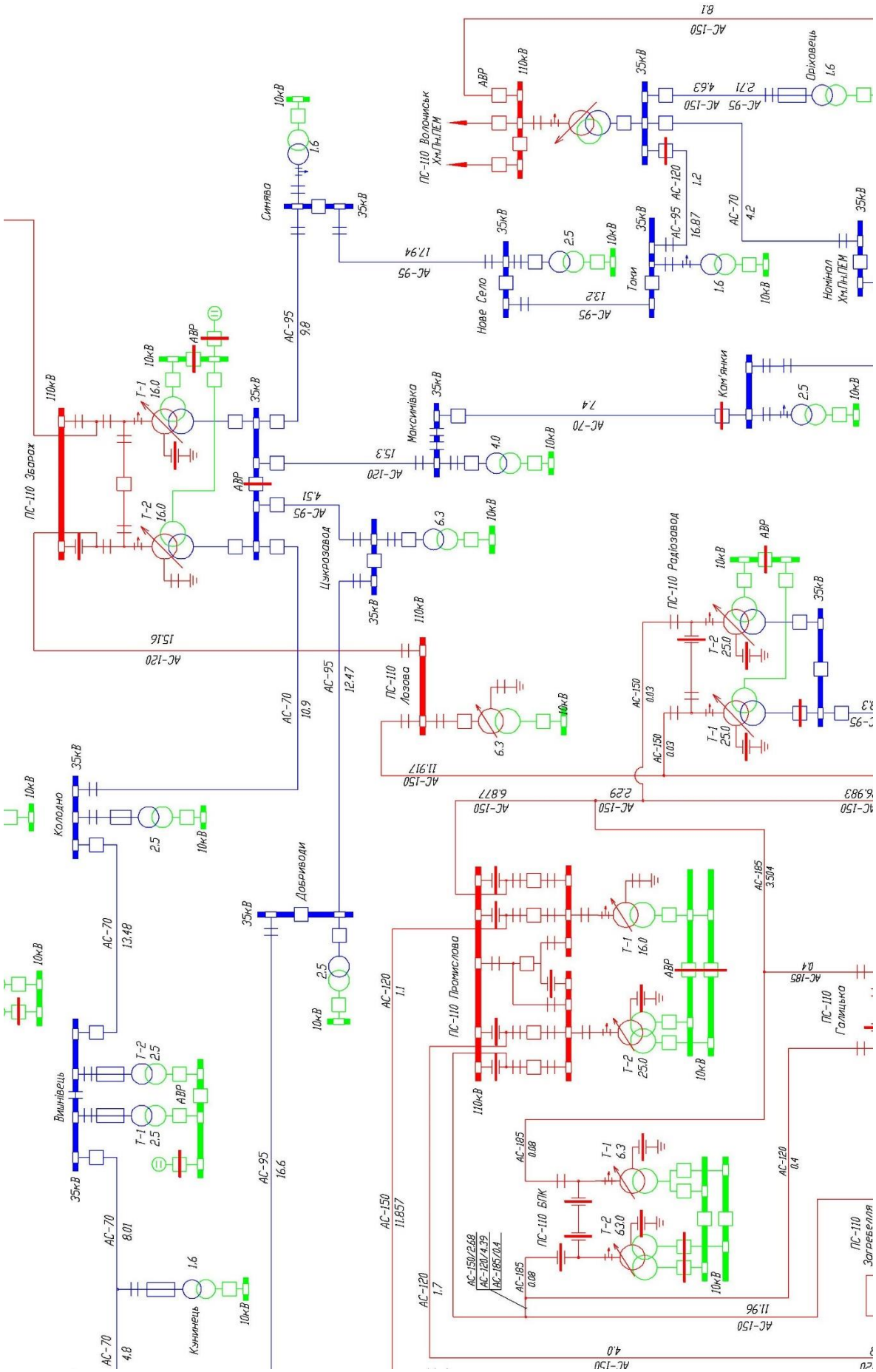


Рисунок 2.3 – ВАТ «Тернопільобленерго». Збаразький РЕМ. Фрагмент ЕМ

Географічне розташування трансформаторних підстанцій ЕМ 110 *кВ* Збаразького РЕМ показано на рис. 2.4.

Рисунок 2.4 – ВАТ «Тернопільобленерго». Збаразький РЕМ. Географічне розташування трансформаторних підстанцій ЕМ 110 *кВ*

Перелік силових трансформаторів, що знаходяться на трансформаторних підстанціях ЕМ 110 *кВ* Збаразького РЕМ показано в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Трансформатори, що знаходяться на трансформаторних підстанціях ЕМ 110 *кВ* Збаразького РЕМ.

Назва ПС	Sн/Uвн, кВА/кВ	Sн, *МВА*	Uн, *кВ*		
			Uвн, *кВ*	Uсн, *кВ*	Uнн, *кВ*
Кунинець	1600/35	1.6	35	-	10
Вишнівець	2500/35	2.5	35	-	10
	2500/35	2.5	35	-	10
Колодно	2500/35	2.5	35	-	10
Добриводи	2500/35	2.5	35	-	10
Цукрозавод	6300/35	6,3	35	-	10
Збараж	16000/110	16	110	35	10
	16000/110	16	110	35	10
Синява	1600/35	1.6	35	-	10
Максимівка	4000/35	4,0	35	-	10
Кам’янка	2500/35	2.5	35	-	10

Перелік побудованих існуючих ПЛ 110 *кВ* та ПЛ 35 *кВ* між підстанціями Збаразького РЕМ показано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 - Перелік побудованих існуючих ПЛ ЕМ 110 *кВ* між підстанціями Збаразького РЕМ

№ лінії	Початок лінії	Кінець лінії	Марка проводу, січення/січення	Довжина проводу, *км*
1	ЗБАРАЖ	Колодно	АС-70/11	10,9
2	Колодно	Вишнівець	АС-70/11	13,48
3	Вишнівець	Кунинець	АС-70/11	8,01
4	Збараж	Цукрозавод	АС-95/16	4,51
5	Цукрозавод	Добриводи	АС-95/16	12,47
6	Збараж	Максимівка	АС-120/19	15,3
7	Максимівка	Кам’янки	АС-70/11	7,4
8	Збараж	Синява	АС-95/16	9,8

Перелік побудованих існуючих ПЛ 110 *кВ* та ПЛ 35 *кВ* за межі Збаразького РЕМ показано в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Перелік побудованих існуючих ПЛ ЕМ 110 *кВ* за межі Збаразького РЕМ

№ лінії	Початок лінії	Населений пункт в іншому районі	Марка проводу, січення/січення	Довжина проводу, *км*
1	Кунинець	Горинка	АС-70/11	4,8
2	Добриводи	Водозабір	АС-95/16	16,6
3	ЗБАРАЖ	Вишгородок	АС-120/19	17,68
4			АС-120/19	5,6
5		Ланівці	АС-120/19	17,68
6			АС-120/19	14,74
7	ЗБАРАЖ	Лозова	АС-120/19	15,16
8	Синява	Нове село	АС-95/16	17,94
9	Кам’янки	Підволочиськ	АС-70/11	19,35

Карта населених пунктів Збаразького району зображена на рис. 2.5.

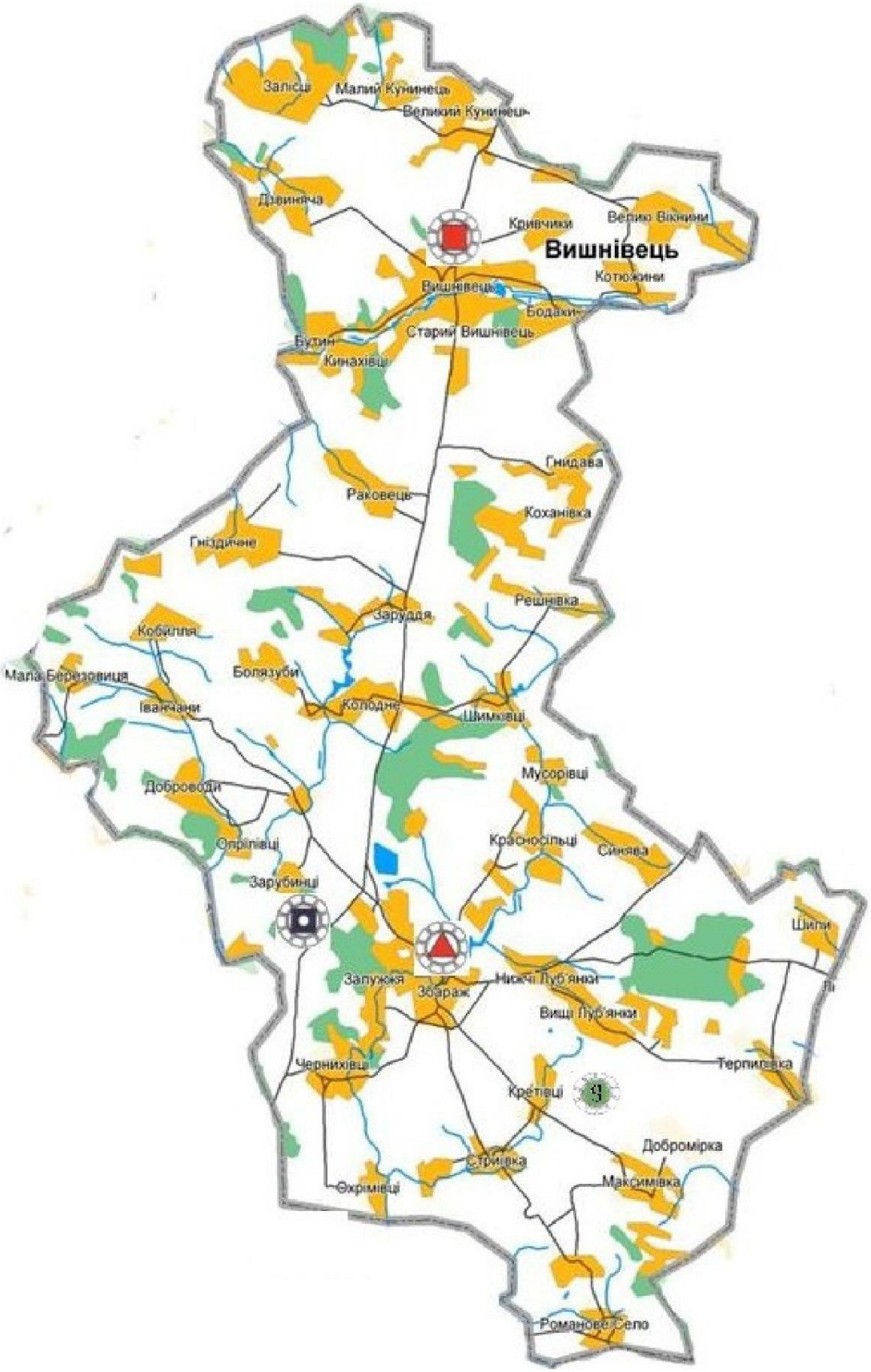


Рисунок 2.5 – Збаразький район. Тернопільська область. Карта населених пунктів.

На рис. 2.6 показано межі проектних районів.

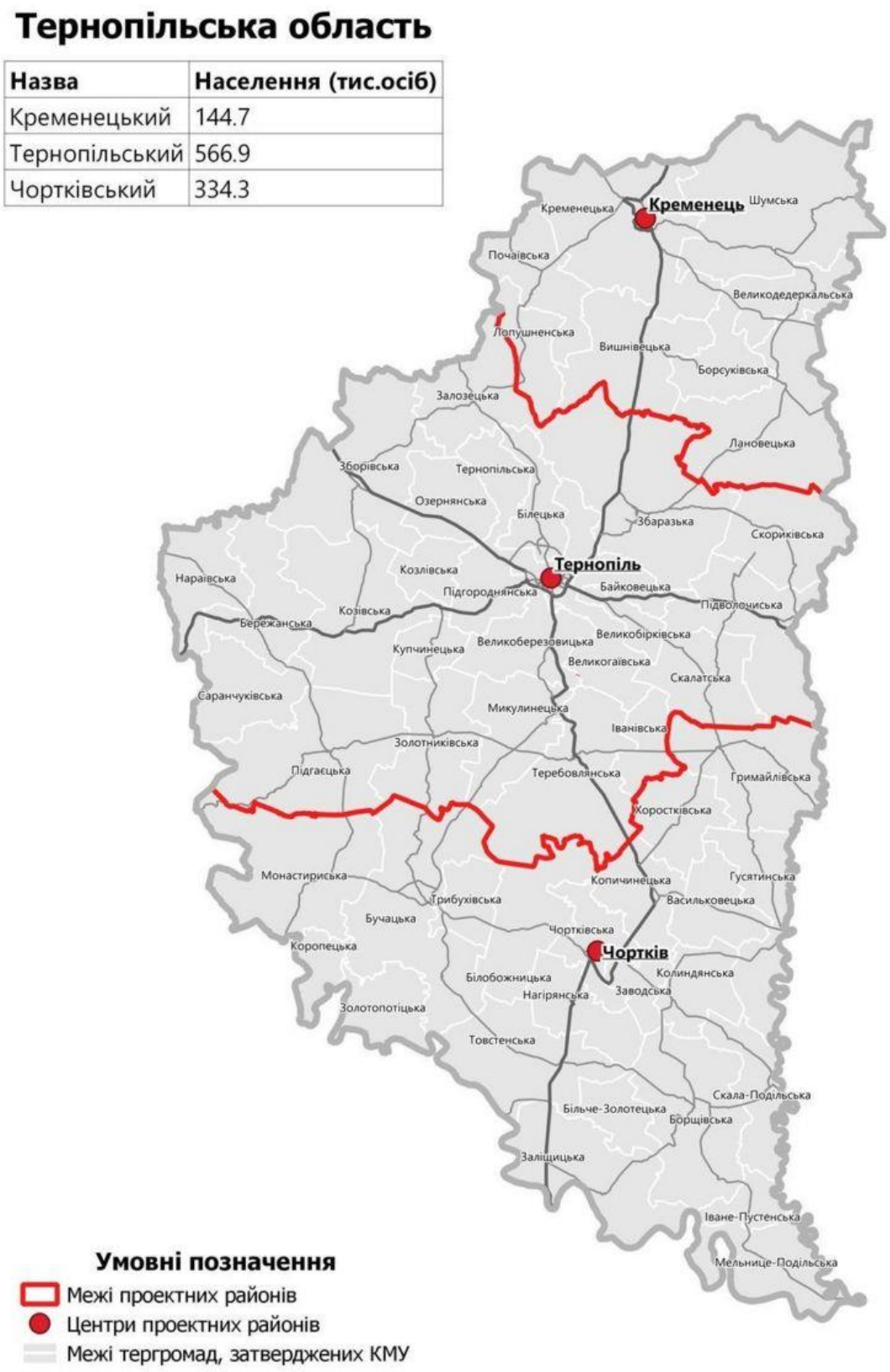


Рисунок 2.6 – Межі проектних районів.

В ході підготовки даної дипломної роботі відбувається розрахунок системи електропостачання трансформаторної підстанції $35/10\ кВ$ «Кобилля». В результаті запропонованих рішень ми зможемо забезпечити необхідну надійність та якість електричної енергії споживачів, що будуть живитися від запропонованої трансформаторної підстанції.

Сумарне навантаження трансформаторної підстанції «Кобилля» складає $P_{ПС} = 5\ МВт$. Максимум навантаження становить $T_{max} = 5780\ год$. Коефіцієнт навантаження складає $cos\varphi = 0.85$. Коефіцієнт мінімального навантаження складає $k_{min} = 0,55$.

Трансформаторна підстанція «Кобилля» буде подавати напругу споживачам *I*, *II* та *III* категорій по надійності електропостачання напругою $10\ кВ$. Склад споживачів згідно надійності електропостачання показано в табл. 2.4 (*I*, *II*, *III* категорії).

Таблиця 2.4 - Склад споживачів згідно надійності електропостачання (*I*, *II*, *III* категорії)

Категорії споживачів електричної енергії по надійності	Процентний вміст, %	Потужність від загального значення, МВт
I	10	0,5
II	40	2,0
III	50	2,5
Разом	100	5,0

2.2 Розрахунок навантаження на ПС «Кобилля».

Сумарне навантаження трансформаторної підстанції «Кобилля» складає $P_{ПС} = 5\ МВт$. Максимум навантаження становить $T_{max} = 5780\ год$. Коефіцієнт навантаження складає $cos\varphi = 0.85$. Коефіцієнт мінімального навантаження складає $k_{min} = 0,55$.

Реактивні складові навантажень шин 10 кВ трансформаторної підстанції «Кобилля»:

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

$$Q_{\max} = 5 \cdot tg(\arccos(0,85)) = 3,1\ МВАр.$$

Для режиму найменшого споживання:

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

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

$$P_{\min} = 5 \cdot 0,55 = 2,75\ \ МВт$$

$$Q_{\max} = 2,75 \cdot tg(\arccos(0,85)) = 1,7\ МВАр.$$

Значення навантаження на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції «Кобилля» показано в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 - Значення навантаження на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції «Кобилля» для усіх режимів навантаження.

Сумарне навантаження, *МВт*	$U_{ном.НН}$, *кВ*	Max		Min	
		$P_{max}, МВт$	$Q_{max}, МВАр$	$P_{min}, МВт$	$Q_{min}, МВАр$
5,0	10,0	5,0	3,1	2,75	1,7

2.3 Вибір проводів ПЛ

Так як існуючі ПЛ ЕМ Збаразького РЕМ прокладені проводами марки $AC-120$, $AC-95$ та $AC-70$, то проектовані ПЛ $35\,кВ$ будемо будувати однією із таких же марок.

Відповідно до [5] погонні параметри проводу:

$$r_0 = 0,249\ Ом/км;$$

$$x_0 = 0,427\ Ом/км;$$

$$b_0 = 2,66\cdot 10^{-6}\ См/км.$$

Допустимий струм проводу - $380\,А$ (відповідно до умов нагрівання). Приймаємо температуру навколишнього середовища $+25^{\circ}C$.

Струм для максимального режиму:

$$I = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}} = \frac{5883}{\sqrt{3}\cdot 35} = 97,045\ А.$$

Відповідно, провід $AC-95$ проходить відповідно до максимального струму навантаження.

2.4 Розвиток ЕМ Збаразького РЕМ. Запропоновані варіанти будівництва

Відповідно до проведеного аналізу Збаразького РЕМ пропонуємо двадцять один варіант розвитку ЕМ.

Нижче наводимо відповідні варіанти.

Варіанти будуть погруповані відповідно до типу пропонованих підстанцій: тупікового, прохідного чи вузлового типу.

1 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 1 варіанту зображена на рис. 2.7. В 1 варіанті пропонується до побудови двоколова лінія $Л-9$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 1 варіанті буде тупікового типу.

Рисунок 2.7 – 1 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

2 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 2 варіанту зображена на рис. 2.8. В 2 варіанті пропонується до побудови двоколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 2 варіанті буде тупікового типу.

Рисунок 2.8 – 2 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

3 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 3 варіанту зображена на рис. 2.9. В 3 варіанті пропонується до побудови двоколова лінія $Л-9$ довжиною 26,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 3 варіанті буде тупікового типу.

Рисунок 2.9 – 3 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

4 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 4 варіанту зображена на рис. 2.10. В 4 варіанті пропонується до побудови двоколова лінія $Л-9$ довжиною 11,1 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Олексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 4 варіанті буде тупікового типу.

Рисунок 2.10 – 4 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

5 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 5 варіанту зображена на рис. 2.11. В 5 варіанті пропонується до побудови двоколова лінія $Л-9$ довжиною 38,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 5 варіанті буде тупікового типу.

Рисунок 2.11 – 5 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

6 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 6 варіанту зображена на рис. 2.12. В 6 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 6 варіанті буде прохідного типу.

Рисунок 2.12 – 6 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

7 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 7 варіанту зображена на рис. 2.13. В 7 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 38,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 7 варіанті буде прохідного типу.

Рисунок 2.13 – 7 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

8 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 8 варіанту зображена на рис. 2.14. В 8 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 11,1 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Олексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 8 варіанті буде прохідного типу.

Рисунок 2.14 – 8 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

9 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 9 варіанту зображена на рис. 2.15. В 9 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 26,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 9 варіанті буде прохідного типу.

Рисунок 2.15 – 9 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

10 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 10 варіанту зображена на рис. 2.16. В 10 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 38,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 10 варіанті буде прохідного типу.

Рисунок 2.16 – 10 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

11 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 11 варіанту зображена на рис. 2.17. В 11 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 11,1 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Олексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 11 варіанті буде прохідного типу.

Схема ЕМ 110 кВ для 11 варіанту зображена на рис. 2.17 (Додаток Ж). Усі наступні схеми варіантів розвитку електричної мережі представлено в Додатку Ж.

12 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 12 варіанту зображена на рис. 2.18. В 12 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 26,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 12 варіанті буде прохідного типу.

13 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 13 варіанту зображена на рис. 2.19. В 13 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 38,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 11,1 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Олексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 13 варіанті буде прохідного типу.

14 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 14 варіанту зображена на рис. 2.20. В 14 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 38,4 *км* проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 26,4 *км* проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 14 варіанті буде прохідного типу.

15 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 15 варіанту зображена на рис. 2. 21. В 15 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 11,1 *км* проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Олексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-10$ довжиною 26,4 *км* проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 15 варіанті буде прохідного типу.

16 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 16 варіанту зображена на рис. 2.22. В 16 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 *км* проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля», одноколова лінія $Л-10$ довжиною 26,4 *км* проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-11$ довжиною 10,2 *км* проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 16 варіанті буде вузлового типу.

17 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 17 варіанту зображена на рис. 2.23. В 17 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 38,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля», одноколова лінія $Л-10$ довжиною 26,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-11$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 17 варіанті буде вузлового типу.

18 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 18 варіанту зображена на рис. 2.24. В 18 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 11,1 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «ОЛексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля», одноколова лінія $Л-10$ довжиною 26,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Вишнівець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-11$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 18 варіанті буде вузлового типу.

19 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 19 варіанту зображена на рис. 2.25. В 19 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля», одноколова лінія $Л-10$ довжиною 38,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-11$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 19 варіанті буде вузлового типу.

20 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 20 варіанту зображена на рис. 2.26. В 20 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля», одноколова лінія $Л-10$ довжиною 11,1 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Олексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-11$ довжиною 10,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Колодно» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 20 варіанті буде вузлового типу.

21 варіант.

Схема ЕМ 110 кВ для 21 варіанту зображена на рис. 2.27. В 21 варіанті пропонується до побудови одноколова лінія $Л-9$ довжиною 15,2 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Добриводи» до трансформаторної підстанції «Кобилля», одноколова лінія $Л-10$ довжиною 11,1 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Олексинець» до трансформаторної підстанції «Кобилля» та одноколова лінія $Л-11$ довжиною 38,4 $км$ проводом $АС-95/16$ із трансформаторної підстанції «Мшанець» до трансформаторної підстанції «Кобилля». Трансформаторна підстанція "Кобилля" у 21 варіанті буде вузлового типу.

Ми розглянули двадцять один варіант розвитку ЕМ Збаразького РЕМ. В результаті проведеного аналізу запропоновано до встановлення трансформаторну підстанцію «Кобилля» прохідного типу. Вибрано восьмий варіант. Довжина ліній електропередач становить 21,3 км. Вибір підстанції прохідного типу обґрунтовано тим, що це дасть можливість здійснювати транзит потужності через високу сторону підстанції «Кобилля».

2.5 Розрахунок числа та вибір силових трансформаторів трансформаторної підстанції «Кобилля»

Споживачі трансформаторної підстанції «Кобилля» належать до I, II і III категорії. Отже, згідно даної інформації трансформаторна підстанція «Кобилля» відповідно до вимог надійності електропостачння буде споруджуватися двотрансформаторною.

В Додатку А показана методика розрахунку силових трансформаторів.

У Додатку Б приведено розрахунок силових трансформаторів, що отримано у пакеті для математичних розрахунків $PTC\ MathCAD\ 15\ M050$.

Перевантаження силового трансформатора при аварійному режимі при максимальному навантаженні допускається на коефіцієнт $1,4$, тобто на 40%.

Паспортні дані трансформатора (втрати ХХ, втрати КЗ, струм ХХ, напруга КЗ) вибрано із табл. 7.1 [5]. Вартість силових трансформаторів вибрано з [6, 7].

Розглядається два варіанти: два силових трансформатори потужністю $2500\ кВА$ та два силових трансформатори потужністю $4000\ кВА$.

Проведемо відповідні розрахунки.

Паспортні дані для $ТМН\ 2500\ кВА$:

$$S_т = 2500\,кВА$$
$$ТМН - 2500/35$$
$$\Delta P_{кз} = 23,5\,кВт$$
$$\Delta P_{хх} = 5,1\,кВт$$
$$I_{хх} = 1,1\ \%$$
$$U_{к.з} = 6,5\ \%$$
$$Ц = 750\,тис.грн.$$

Паспортні дані для $ТМН\ 4000\ кВА$:

$$S_m = 4000\,кВА$$
$$ТМ - 4000/35$$
$$\Delta P_{кз} = 33{,}5\,кВт$$
$$\Delta P_{хх} = 6{,}7\,кВт$$
$$I_{хх} = 1{,}0\ \%$$
$$U_{к.з} = 7{,}5\ \%$$
$$Ц = 1006{,}96\,тис.грн.$$

Коефіцієнт зміни втрат приймаємо відповідно до [8] ст. 86:

$$K_{зм.втр} = 0{,}02\ \ кВт/кВАр.$$

Знаходимо приведені втрати електроенергії для двох варіантів:

- для $ТМН\ 2500\,кВА$:

$$\Delta Q_{хх} = 2500 \cdot \frac{1}{100} = 27{,}5\,кВАр;$$

$$\Delta Q_{кз} = 2500 \cdot \frac{6{,}5}{100} = 162{,}5\,кВАр;$$

$$\Delta P'_{хх} = 5{,}1 + 0{,}02 \cdot 27{,}5 = 5{,}65\,кВт;$$

$$\Delta P'_{кз} = 23{,}5 + 0{,}02 \cdot 162{,}5 = 26{,}75\,кВт;$$

$$\Delta P'_1 = 5{,}65 + 1^2 \cdot 26{,}75 = 32{,}4\,кВт.$$

- для $ТМН\ 4000\,кВА$:

$$\Delta Q_{хх} = 4000 \cdot \frac{1{,}0}{100} = 40\,кВАр;$$

$$\Delta Q_{кз} = 4000 \cdot \frac{7{,}5}{100} = 300\,кВАр;$$

$$\Delta P'_{хх} = 6{,}7 + 0{,}02 \cdot 40 = 7{,}5\,кВт;$$

$$\Delta P'_{кз} = 33{,}5 + 0{,}02 \cdot 300 = 39{,}5\,кВт;$$

$$\Delta P'_1 = 7{,}5 + 0{,}625^2 \cdot 39{,}5 = 22{,}93\,кВт.$$

Знайдемо приведені втрати в двох силових трансформаторах для обох варіантів:

- для $ТМН\ 2500\,кВА$:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 32{,}4 = 64{,}8\ \ кВт;$$

- для *ТМН* 4000 *кВА*:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 22,93 = 45,859\ кВт .$$

Знайдемо час включення трансформатора протягом року. Отже, силовий трансформатор протягом року включений 365 днів по 24 години на день:

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

Знайдемо втрати електричної енергії протягом року:

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

- для *ТМН* 2500 *кВА*:

$$\Delta E = 64,8 \cdot 8760 = 567648\ \ кВт \cdot год ;$$

- для *ТМН* 4000 *кВА*:

$$\Delta E = 45,859 \cdot 8760 = 401728,125\ \ кВт \cdot год .$$

Вартість одного кВт/год електричної енергії для промислових підприємств:

$$c = \ 4,98\ \ грн .$$

Знайдемо вартість втрат електричної енергії протягом року:

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

- для *ТМН* 2500 *кВА*:

$$C_e = 567648 \cdot 4,98 = 2826887,04\ \ тис.\ грн ;$$

- для *ТМН* 4000 *кВА*:

$$C_e = 401728,125 \cdot 4,98 = 2000606,063\ \ тис.\ грн .$$

Знайдемо капітальні затрати для двох варіантів:

- для *ТМН* 2500 *кВА*:

$$K_1 = 2 \cdot 750 = 1500\ \ тис.грн ;$$

- для *ТМН* 4000 *кВА*:

$$K_2 = 2 \cdot 1006,96 = 2013,92\ \ тис.грн .$$

Знайдемо річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань.

Коефіцієнт амортизаційних відрахувань становить:

$$\phi = 0,1.$$

- для *ТМН* 2500 *кВА*:

$$C_a = 0,1 \cdot 1500 = 150 \ тис.грн.$$

- для *ТМН* 4000 *кВА*:

$$C_a = 0,1 \cdot 2013,92 = 201,392 \ тис.грн.$$

Знайдемо сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a,$$

- для *ТМН* 2500 *кВА*:

$$C_1 = 2826,88704 + 150,0 = 2976,88704 \ тис. грн;$$

- для *ТМН* 4000 *кВА*:

$$C_2 = 2000,606063 + 201,392 = 2201,998063 \ тис. грн.$$

Знайдемо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{1500 - 2013,92}{2976,88704 - 2201,998063} \right| = 0,663 \ року.$$

Розрахунки вказують на те, що ліпшим варіантом вибору являється трансформатор *ТМН* $4000/35$. Також, встановлення силового трансформатора *ТМН* $4000/35$ дасть змогу в майбутньому збільшити потужність навантаження.

Знайдемо економічну ефективність від встановленні трансформатора $ТМН-4000/35$, а не трансформатора $ТМН-2500/35$:

$$E = C_1 - C_2 = \left| 2976,88704 - 2201,998063 \right| = 774,888978 \ тис. грн.$$

Отже, вибрано два трансформатори типу $ТМН-4000/35/10$. Паспортні дані такого силового трансформатора [5]:

$$S_{ном} = 4 МВА;$$

$$U_{номВН} / U_{номНН} = 35/10 \ кВ;$$

$$\Delta P_{хх} = 6,7 \ кВт;$$

$$\Delta P_{кз} = 33,5 \ кВт;$$

$$u_{к} = 7,5\%;$$

$$I_{хх} = 1,0\%.$$

Вибраний трансформатор $ТМН - 4000/35/10$ оснащений пристроєм $РПН$ $\pm 6 \times 1,5\%$ у нейтралі обмотки високої напруги 35 кВ [5].

2.6 Висновки до розділу 2

1. Проведено аналіз ЕМ $110\ кВ$ Збаразького РЕМ. Це дає можливість у подальшому провести розвиток електричної мережі $35\ кВ$.

2. Проведено розрахунок навантаження трансформаторної підстанції «Кобилля» для усіх режимів роботи електричної мережі 110 кВ.

3. Обґрунтовано побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу $АС - 95/16$.

4. Показано двадцять один варіант розвитку ЕМ $35\ кВ$ Збаразького РЕМ. Обґрунтовано вибір трансформаторної підстанції «Кобилля» прохідного типу. Це дозволить проводити транзит потужності через ВРП 35 кВ.

5. Обґрунтовано встановлення трансформаторної підстанції з двома силовими трансформаторами. Потужність даної трансформаторної підстанції рівна $8\ МВА$.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Схема заміщення ЕМ 110 кВ Збаразького РЕМ

Схема заміщення (СЗ) ЕМ Збаразького РЕМ будується з СЗ повітряних ліній електропередач і силових трансформаторів.

В Додатку В зображено схеми заміщення двохобмоткового та трьохобмоткового силового трансформатора, повітряної лінії електропередач. Також показано параметри елементів схем заміщення.

На рис.3.1 показано схему заміщення ЕМ Збаразького РЕМ. Трансформаторна підстанція «Збараж» забезпечує живлення.

3.2 Варіанти схеми електричних з'єднань для сторони ВН та НН

Вибір проводимо згідно [5]. Будемо користуватися рекомендованими схемами РП для трансформаторних підстанцій $35-330\,кВ$.

Відповідно до [5] використовуються різні варіанти.

Для ВН 35 кВ у табл. 3.1 представлено перелік і сферу застосування відповідно схем 35 кВ.

У розрахунковому розділі дипломної роботи бакалавра представлено висновок, про використання восьмого варіанту як найкращого. Тобто пропонується побудувати ПС «Кобилля» прохідного типу. Такий варіант дозволить зберігати транзит потужності через ВН ПС. Тому із табл. 3.1 перший варіант схеми приєднання застосувати неможливо.

В Додатку Д подано алгоритм роботи схеми підключення для ВН.

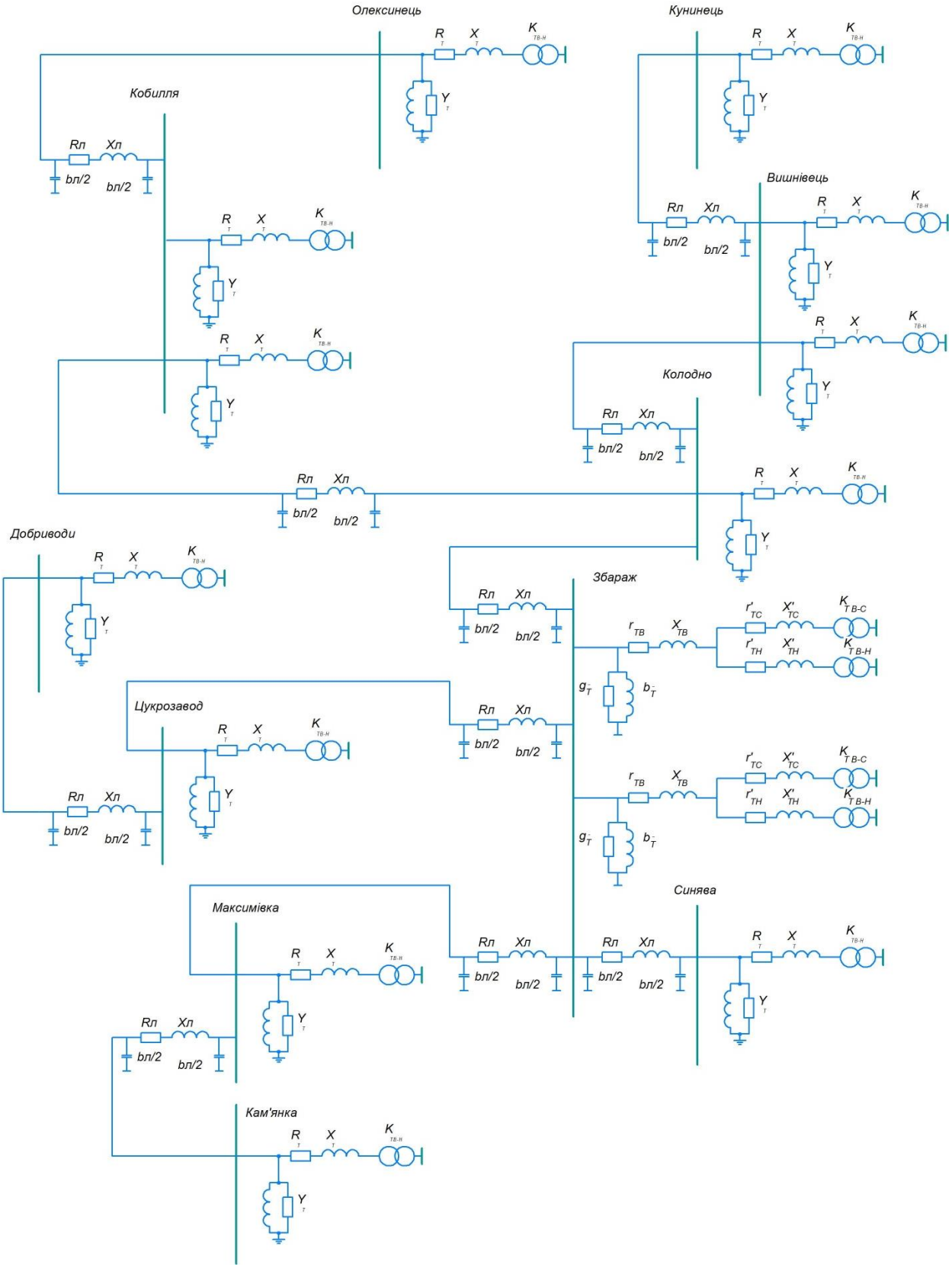
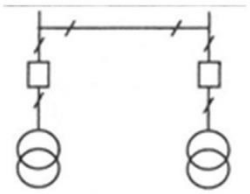
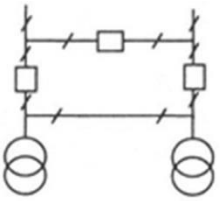


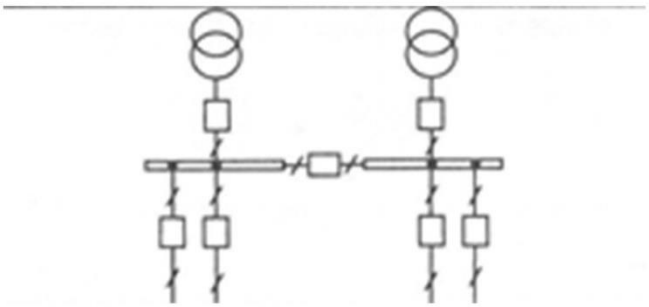
Рисунок 3.1 – СЗ ЕМ Збаразького РЕМ.

Таблиця 3.1 – ВН 35 кВ. Перелік і сфера застосування схем

Шифр схеми		35-2	35-4
Назва схеми		“Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку лінії”	“Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів”
Умовне зображення схеми			
Сфера застосування	Напруга, кВ	35-220	35-220
	Сторона	ВН	ВН
	Кількість ліній	2	2
Додаткові умови		Тупикові та відгалужувальні ПС	1. Прохідні ПС, якщо необхідне секціонування ліній і збереження транзиту під час ушкодження трансформатора. 2. Для ПС, потужність яких до 63 МВ·А включно

Для НН 10 кВ у табл. 3.2 представлено варіант схеми підключення.

Таблиця 3.2 – НН 10 кВ. Перелік і сфера застосування схем.

Шифр схеми		35-5
Назва схеми		“Одна секціонована вимикачем система шин”
Умовне зображення схеми		
Сфера застосування	Напруга, кВ	35
	Сторона	ВН, СН, НН
	Кількість ліній	3 і більше
Додаткові умови		1. Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і середньої напруги та низької напруги на підстанціях $110-220$ *кВ* 2. Допускається на початку розвитку схеми вмикання ліній

Для НН 10 кВ ПС «Кобилля» будемо використати схему: “Одна секціонована вимикачем система шин”. Дана схема використовується на початку розвитку схеми НН ПС «Кобилля».

На рис. 3.2 зображено схему підключень ПС «Кобилля».

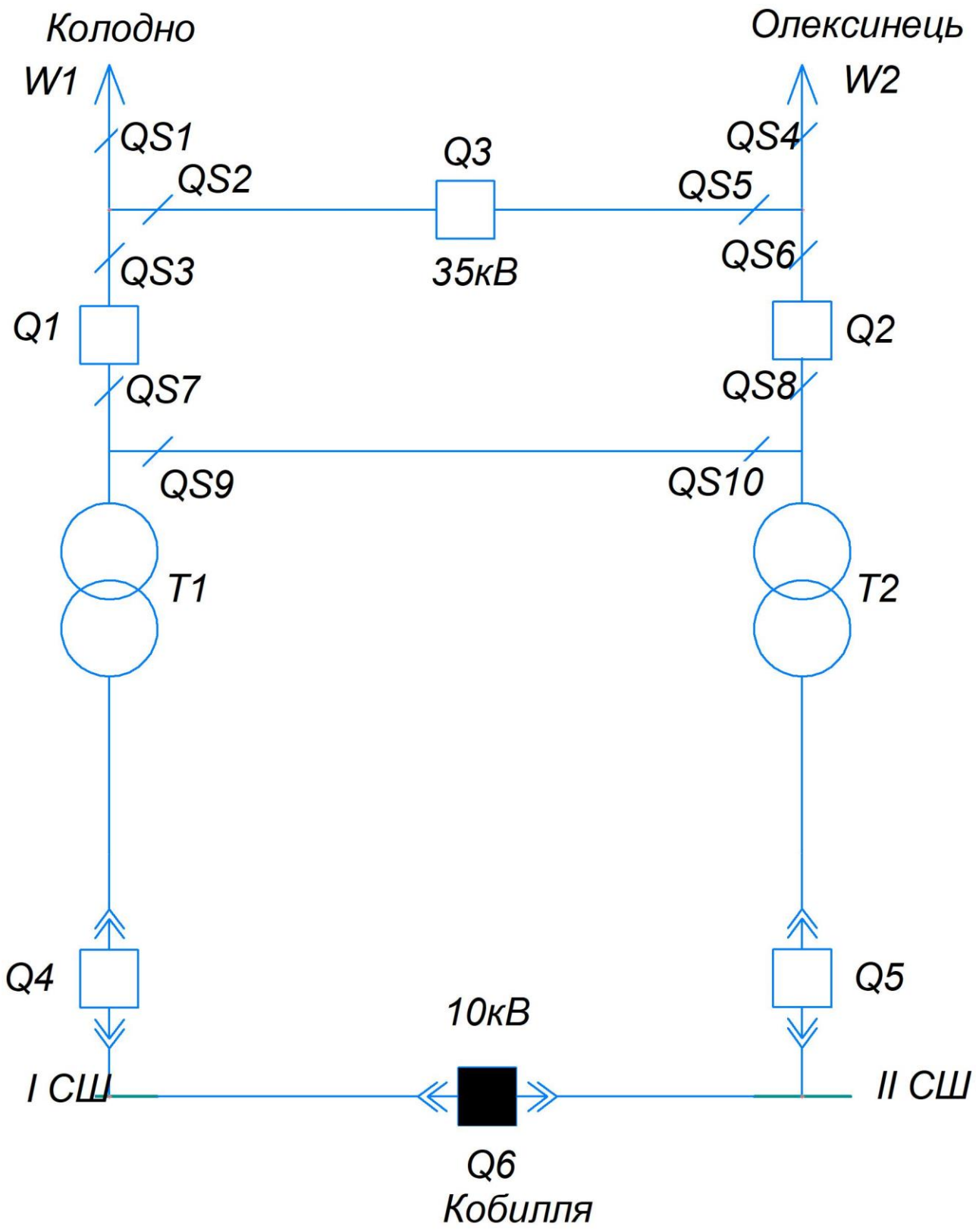


Рисунок 3.2 - Схема підключень 35 *кВ* на трансформаторній підстанції «Кобилля».

На рис. 3.3 показана узагальнена схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів».

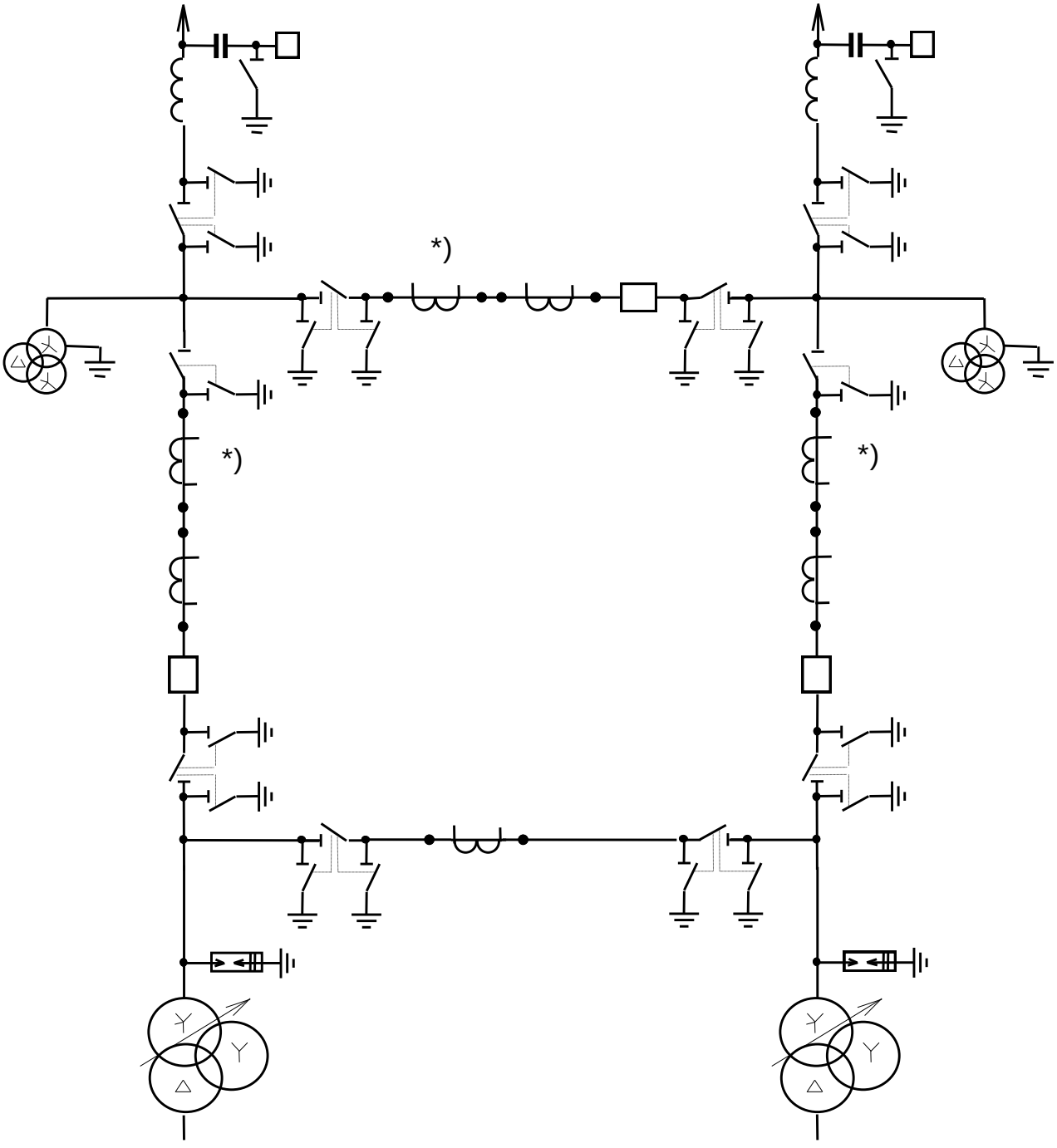


Рисунок 3.3. Узагальнена схема "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів".

Схема НН 10 кВ “Одна секціонована вимикачем система шин” застосовується коли встановленні силові трансформатори, у яких нерозщеплені обмотки НН $6-10$ *кВ*.

На рис. 3.4 зображена дана схема.

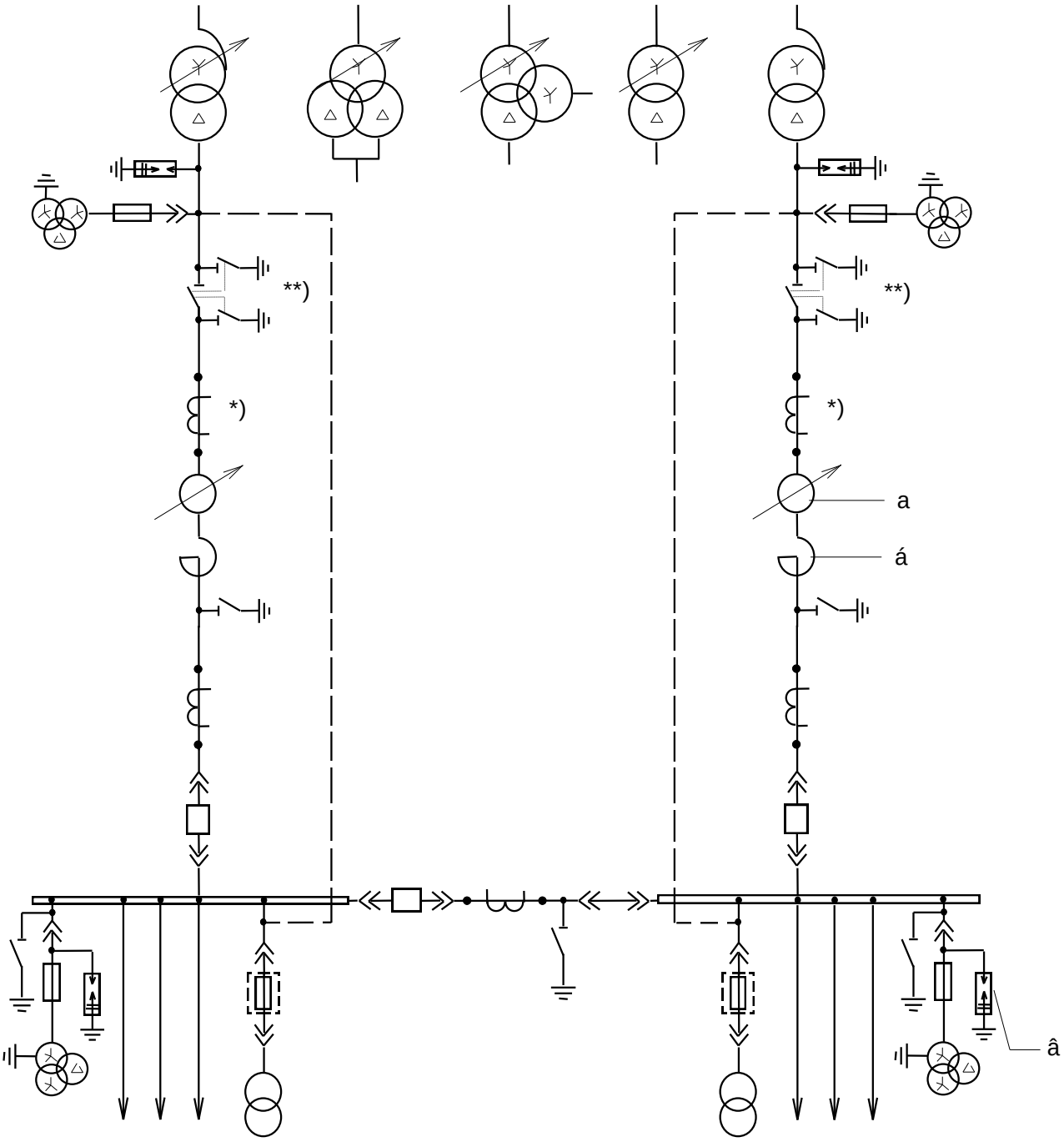


Рисунок 3.4. Схема НН “Одна секціонована вимикачем система шин”.

3.3 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ представлено в Додатку Е.

3.4 Вибір обладнання трансформаторної підстанції «Кобилля»

В Додатку Є проведено вибір обладнання трансформаторної підстанції «Кобилля».

3.5 Трансформаторна підстанція «Кобилля». Принципової схема.

Принципову схему трансформаторної підстанції $35/10\ кВ$ «Кобилля» показано на рис. 3.5.

Перелік вибраного обладнання трансформаторної підстанції $35/10\ кВ$ «Кобилля» показано в табл. 3.3.

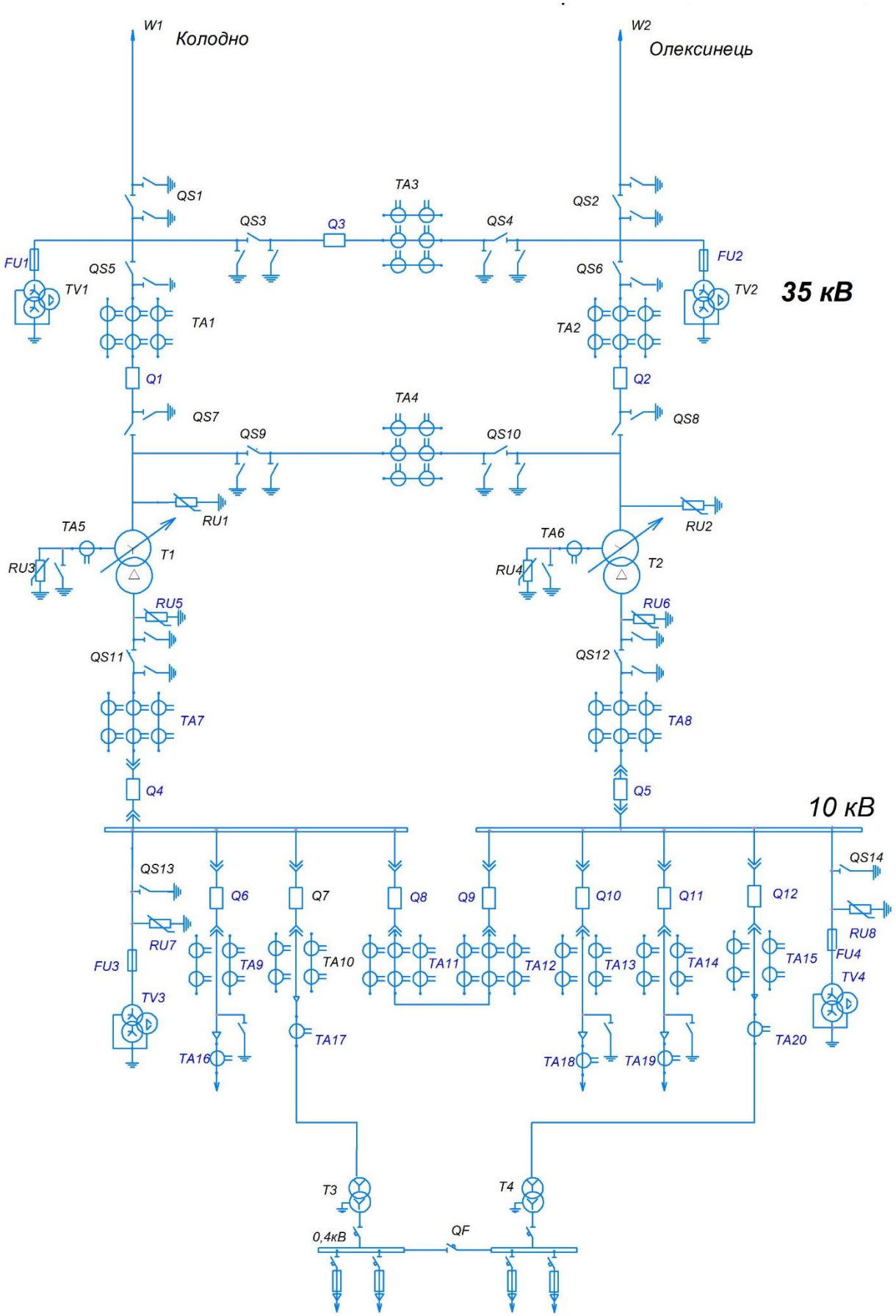


Рисунок 3.5 – Трансформаторна підстанція 35 / 10 *кВ* «Кобилля». Принципова схема.

Таблиця 3.17 – Перелік вибраного обладнання трансформаторної підстанції 35/10 *кВ* «Кобилля».

Поз.	Найменування	К-сть	Примітки
T1, T2	Трансформатор силовий	2	
	ТМ-2500/35		
T3, T4	Трансформатор власних потреб	2	
	ТСР-100/10		
TA1-TA6	Трансформатор струму	6	
	ТФЗМ-35А-У1		
TA7...TA20	Трансформатор струму	14	
	ТПОЛ-10		
TV1, TV2	Трансформатор напруги	2	
	ЗНОМП-35 У1		
TV3, TV4	Трансформатор напруги	2	
	ЗНМІ-10 І\/2		
Q1-Q3	Вимикач вакуумний	3	
	Siemens 3AF01		
Q4...Q12	Вимикач вакуумний	9	
	ВР1-10-20/1000-У2		
QS1-S10	Роз'єднувач	10	
	РНД-35/1000 У1		
QS11-QS14	Роз'єднувач	2	
	РВЗ-10/1000 І\/3		
RU1-RU4	Обмежувач перенапруги	4	
	Siemens 3EP2-036-1PL1		
RU5..RU8	Обмежувач перенапруги	4	
	Siemens 3EP2-012-1PL1		
FU1, FU2	Запобіжник	2	
	ПКТ-101-35-2-8 У3		
FU3, FU4	Запобіжник	2	
	ПКТ-101-10-2-31,5 У3		

3.6 Висновки до розділу 3

1. Для проведення аналізу усталених режимів запропоновано СЗ ЕМ 110 $кВ$ Збаразького РЕМ. Це дозволить передбачити перевантаження повітряних ліній електропередач та силових трансформаторів.

2. Проведено вибір схеми електричних з'єднань для $РП-35кВ$ та $РП-10\ кВ$.

3. Проведено розрахунки струмів КЗ. Це дало змогу провести вибір електричного обладнання для РП 35 $кВ$ та 10 $кВ$. Показана принципова схема трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Кобилля».

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Державний нагляд, відомчий і громадський контроль за охороною праці в енергетиці

Державний нагляд за додержанням законів та інших НПАОП відповідно до Закону ―Про охорону праці [15] здійснюють:

– спеціально уповноважений центральний орган виконавчої влади з нагляду за охороною праці. Діяльність органів державного нагляду за охороною праці регулюється законами України ―Про охорону праці [15], ―Про використання ядерної енергії і радіаційну безпеку [16], ―Про пожежну безпеку [17], ― Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення [18], іншими нормативно-правовими актами та положеннями про ці органи, що затверджуються Президентом України або Кабінетом Міністрів України.

Інспектори Держпраці мають право:

– безперешкодно відвідувати підконтрольні підприємства (об'єкти), виробництва, та здійснювати в присутності роботодавця або його представника перевірку додержання законодавства з охорони праці;

– одержувати пояснення, висновки обстежень, аудитів, звіти про рівень і стан профілактичної роботи, причини порушень законодавства та вжиті заходи щодо їх усунення;

– видавати обов'язкові для виконання приписи (розпорядження) про усунення порушень і недоліків в галузі охорони праці;

– забороняти, зупиняти, припиняти, обмежувати експлуатацію виробництв, робочих місць, будівель, устаткування, виконання певних робіт, застосування нових небезпечних речовин, реалізацію продукції, а також скасовувати або припиняти дію виданих ними дозволів і ліцензій до усунення порушень, які створюють загрозу життю працюючих;

– притягати до адміністративної відповідальності працівників, винних у порушенні законодавства про охорону праці;

– надсилати роботодавцям подання про невідповідність окремих осіб займаній посаді, передавати матеріали органам прокуратури для притягнення цих осіб до відповідальності згідно із законом.

Відомчий контроль покладається на адміністрацію підприємства та на господарські організації вищого рівня. Цей контроль здійснюють служби охорони праці.

Громадський контроль за додержанням законодавства про охорону праці, створенням безпечних і нешкідливих умов праці, належних виробничих та санітарно-побутових умов, забезпеченням працівників засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) та колективного захисту здійснюють професійні спілки в особі своїх виборних органів і представників (уповноважених осіб). У разі загрози життю або здоров'ю працівників професійні спілки мають право вимагати від роботодавця негайного припинення робіт на період, необхідний для усунення загрози життю або здоров'ю працівників.

Професійні спілки також мають право на проведення незалежної експертизи умов праці, а також об'єктів виробничого призначення, що проектуються, будуються чи експлуатуються, на відповідність їх НПАОП, брати участь у розслідуванні причин нещасних випадків і професійних захворювань та надавати свої висновки про них, вносити роботодавцям, державним органам управління і нагляду подання з питань охорони праці та одержувати від них аргументовану відповідь.

4.2 Актуальність проблеми електробезпеки

Актуальність проблем електробезпеки у наш час характеризується такими чинниками:

− широким розповсюдженням електричної енергії в усіх без винятку проявах життя і діяльності людини: на виробництві, транспорті, побуті та ін.;

− умовами виникнення електротравм;

− особливостями електротравматизму;

− великою кількістю електротравм в Україні.

З кінця XIX століття електрична енергія стала найбільш розповсюдженим видом енергії. Це пов‘язано з перевагами, притаманними цій енергії: відносна легкість отримання у достатньо великих кількостях, простота передачі на далекі відстані і дроблення на будь які частини, легкість безпосереднього перетворення в інші потрібні види енергії.

В енергетиці електротравматизм першочергово зумовлено експлуатацією зовнішніх електроустановок. До яких належать трансформаторні підстанції високої напруги, повітряні лінії електропередач, конденсаторні та перетворювальні установки. Домінуюче значення такого чинника випливає з аналізу причин травматизму за місцем їх виникнення: 47% електротравм отримано в приміщеннях; 53% - під час експлуатації зовнішніх електроустановок. Відомо, що експлуатація устаткування з межах гарантованого виробником терміном, дає можливість суттєво знизити показники електротравматизму. Нині на електричних станціях усіх видів, підстанціях та електричних мережах продовжують експлуатацію зношене (до 30%) устаткування та існує низькі темпи оновлення основних виробничих фондів. Наприклад, критичний рівень зношеності фондів спостерігається зокрема на першому і другому блоках Рівненської АЕС і першому блоці Південноукраїнської АЕС.

4.3 Причини електротравматизму

Основними причинами електротравматизму є:

- недостатня навченість, несвоєчасна перевірка знань та присвоєння груп кваліфікації за технікою безпеки персоналу, який обслуговує електроустановки;
- порушення правил влаштування, технічної експлуатації та техніки безпеки електроустановок;
- неправильна організація праці;

– неправильне розташування пускової апаратури та розподільчих пристроїв, захаращеність підходів до них;

– порушення правил виконання робіт в охоронних зонах ЛЕП, електричних кабелів та ліній зв'язку;

– несправність ізоляції, через що металеві не струмопровідні частини обладнання виявляються під напругою;

– обрив заземлювального провідника;

– використання електрозахисних пристроїв, які не відповідають умовам виконання робіт;

– виконання електромонтажних та ремонтних робіт під напругою;

– застосування проводів та кабелів, які не відповідають умовам виробництва та використовуваній напрузі;

– низька якість з'єднань та ремонту;

недооцінка небезпеки струму, який проходить через тіло людини та напруги, впливу якої підлягає людина, коли її ноги знаходяться на ділянці з точками різного потенціалу („крокова напруга");

- ремонт обірваного нульового провідника повітряної лінії при невимкненій мережі і приєднаному однофазному навантаженні;

– живлення декількох споживачів від загального пускового пристрою з захистом запобіжниками, розрахованими на вимкнення найбільш потужного з них або від однієї групи розподільчої шафи;

– недооцінка необхідності вимкнення електроустановки (зняття напруги) в неробочі періоди;

– виконання робіт без індивідуальних засобів електрозахисту або використання захисних засобів, які не пройшли своєчасного випробування;

– невиконання періодичних випробувань, зокрема перевірок опору ізоляції (електромереж, обмоток електродвигунів, котушок комутаційної апаратури, реле) та опорів заземлювальних пристроїв;

– користування електроустановками, опір ізоляції яких не перевищує нормативних значень;

– використання електроустановок кустарного виготовлення, виготовлених з порушенням вимог правил електробезпеки (зокрема, розподільчими та пусковими пристроями, електропечами);

– некваліфікований інструктаж робітників, які використовують ручні електричні машини;

– відсутність контролю за діями працівників з боку виконавців робіт;

– відсутність маркування, запобіжних плакатів, блокувань, тимчасових огороджень місць електротехнічних робіт.

Ці причини можна згрупувати за наступними чинниками:

– дотик до струмоведучих частин під напругою внаслідок недотримання правил техніки безпеки, дефектів конструкції та монтажу електрообладнання;

– дотик до неструмоведучих частин, які опинились під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, перехрещування проводів;

– помилкове подання напруги в установку, де працюють люди;

відсутність надійних захисних пристроїв.

4.4 Оцінка технологічного процесу щодо умов електробезпеки, безпеки на обладнанні, що проектується

Основними причинами дії струму на людину є: випадковий дотик чи наближення до струмоведучих частин; поява напруги на металевих частинах обладнання в результаті пошкодження ізоляції або помилкових дій персоналу; крокова напруга на поверхні землі в результаті замикання провода та інші.

Ступінь небезпеки залежить від того, яким чином людина ввімкнулася в установку. Двофазне ввімкнення являє собою одночасне приєднання до двох різних фаз тієї самої системи, що перебуває під напругою. В цьому випадку людина ввімкнена на повну лінійну напругу установки. Однофазне увімкнення –

це приєднання людини до струмоведучих частин однієї фази установки під напругою. В системі з заземленим нулем при однофазному увімкненні людина потрапляє під фазову напругу і піддається дії струму, величина якого визначається величиною фазової напруги установки і опором тіла людини.

З аналізу різних систем ввімкнення видно, що найбільш небезпечне двофазне ввімкнення, коли людина ввімкнена на повну лінійну напругу установки і коли ізоляція установки не створює захисної дії.

Всі приміщення згідно ПУЕ [19] поділяються за степеню ураження людей електричним струмом на три класи: без підвищеної небезпеки, з підвищеною небезпекою, особливо небезпечні.

Приміщення без підвищеної небезпеки – це сухі приміщення з нормальною температурою повітря та з ізолюючою підлогою (наприклад, дерев'яною), тобто такі, в яких відсутні умови властиві для приміщень з підвищеною небезпекою чи особливо небезпечним. Наприклад, звичайні офісні приміщення, інструментальні склади, лабораторії, а також деякі промислові приміщення, цехи приладних заводів розміщені в сухих не запилених приміщеннях з ізолюючою підлогою та нормальною температурою.

Приміщення з підвищеною небезпекою характеризуються наявністю однієї з п'яти наступних умов, що створюють підвищену небезпеку: сирість, коли довгий час відносна вологість повітря перевищує 75%; підвищена температура, коли температура повітря довгий час (більше доби) перевищує 35^0С; струмопровідних порохів, коли по умовах виробництва в приміщеннях виділяються струмопровідні технологічні порохи (вугільна, металева, тощо); струмопровідних підлог – металевих, земляних, залізобетонних, цегляних та інших. Прикладом таких приміщень є сходові клітки різноманітних споруд з провідними підлогами, складські, без обігріву приміщення (навіть, якщо вони розміщені в будовах з ізольованими підлогами і дерев'яними стелажами) та інші.

Приміщення особливо небезпечні характеризуються наявністю однієї з трьох наступних умов, що створюють особливу небезпеку: особливої сирості,

коли відносна вологість повітря близька до 100%; хімічно активного або органічного середовища, тобто приміщення в яких постійно або на протязі довгого часу утримуються агресивні пари, гази, рідини; одночасна наявність двох та більше умов, характерних для приміщень з підвищеною небезпекою. Наприклад, більшість промислових приміщень, в тому числі всі цехи машинобудівних заводів, випробувальні станції, гальванічні цехи, майстерні, тощо.

На машинобудівних заводах застосовують електричні прилади, верстати, устаткування, пристрої, інструмент та установки, що живляться струмом з низькою напругою (до 250 В) і високою напругою (понад 250 В) нормальної частоти (50 Гц) і підвищеної частоти (200 Гц і вище).

Порушення правил технічної експлуатації та безпеки обслуговування електроустановок може призвести до нещасного випадку. При неправильній експлуатації металообробних верстатів, розподільчих пристроїв, повітряних мереж, електропроводки, кабелів, переносного електроінструменту, електрозварювальних установок, електрокранів, а також рубильників та запобіжників можуть бути електротравм.

Проаналізувавши дані про небезпечність приміщення цеху авторемонтного заводу роблю висновок, що воно відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою. Тому для запобігання нещасним випадкам, виходу з ладу обладнання, тощо, необхідно виконати всі правила та рекомендації з техніки безпеки, як до приміщення з підвищеною небезпекою.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз ЕМ $110\,кВ$ Збаразького РЕМ. Це дає можливість у подальшому провести розвиток електричної мережі $35\,кВ$.

2. Проведено розрахунок навантаження трансформаторної підстанції «Кобилля» для усіх режимів роботи електричної мережі 110 кВ.

3. Обґрунтовано побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу $AC-95/16$.

4. Показано двадцять один варіант розвитку ЕМ $35\,кВ$ Збаразького РЕМ. Обґрунтовано вибір трансформаторної підстанції «Кобилля» прохідного типу. Це дозволить проводити транзит потужності через ВРП 35 кВ.

5. Обґрунтовано встановлення трансформаторної підстанції з двома силовими трансформаторами. Потужність даної трансформаторної підстанції рівна $8\,МВА$.

6. Для проведення аналізу усталених режимів запропоновано СЗ ЕМ $110\,кВ$ Збаразького РЕМ. Це дозволить передбачити перевантаження повітряних ліній електропередач та силових трансформаторів.

7. Проведено вибір схеми електричних з'єднань для $РП-35кВ$ та $РП-10\,кВ$.

8. Проведено розрахунки струмів КЗ. Це дало змогу провести вибір електричного обладнання для РП $35\,кВ$ та $10\,кВ$. Показана принципова схема трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Кобилля».

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

2. Решетник В.Я. Електричні системи і мережі: Навчальний посібник – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.

3. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.– К. : НАУ, 2018. – 312 с.

4. http://www.votum.ua/old/uk/publications/scada.htm

5. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.

6. https://prom.ua/ua/p1295471954-transformator-silovoj-tmn.html?&primelead=MS4zMQ

7. http://atrans.in.ua/transformator-tm-tmg-4000-35-04-tsena/p203

8. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвёртое, переработанное и дополненное.

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

10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.

11. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.

12. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з ВН 6-750 кВ. Інститут "Укренергомережпроект". Міністерство енергетики і електрифікації України. Київ. 1994 р.

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

14. «ABB Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.

15. Закону України «Про охорону праці» https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12#Text

16. Закон України Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/39/95-%D0%B2%D1%80#Text

17. Закон України Про пожежну безпеку https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3745-12#Text

18. Закон України Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/4004-12#Text

19. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.

ДОДАТКИ

Додаток А

Вибір потужності силових трансформаторів

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

Ці втрати визначаються по формулі:

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

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

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

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

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

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

$K_{zav.vtr} = 0,02\ кВт / кВАр$;

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

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

$\Delta Q_{kz} = S_{nom} \cdot \frac{U_{kz}}{100}$ - реактивна потужність короткого замикання. Дана потужність споживається трансформатором при його номінальному навантаженні;

I_{xx} - струм ХХ трансформатора, %;

U_{kz} - напруга короткого замикання, %.

Додаток Б

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМН-2500 і ТМН-4000

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності силових споживачів:

$S_p := 5000$ кВА

Вибираємо два трансформатори, оскільки споживачі належать до першої, 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: ТМ – 2500

Другий варіант: ТМ – 4000

Потужність трансформаторів:

Перший варіант: $S_{tr1} := 2500$ кВА

Другий варіант: $S_{tr2} := 4000$ кВА

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

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 1$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 1.429$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} = 0.625$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 0.893$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. 7.1 [5].Вартість трансформаторів виберемо із [6,7]:

Перший варіант:

$\Delta P_{xx.tr1} := 5.1$ кВт $\Delta P_{kz.tr1} := 23.5$ кВт $I_{xx.tr1} := 1.1$ %

$U_{kz.tr1} := 6.5$ % $C_{tr1} := 750000$ грн

Другий варіант:

$\Delta P_{xx.tr2} := 6.7$ кВт $\Delta P_{kz.tr2} := 33.5$ кВт $I_{xx.tr2} := 1.0$ %

$U_{kz.tr2} := 7.5$ % $C_{tr2} := 1006960$ грн

Час включення:

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

Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [8] ст. 86:

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

Визначаємо приведені втрати електроенергії:
Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 27.5 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 162.5 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 5.65 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 26.75 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^{2} \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 32.4 \quad \text{кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 64.8 \quad \text{кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 567648 \quad \text{кВт} \cdot \text{год}$$

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:

$$m := 4.98 \quad \text{грн}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 2826887.04 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 40 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 300 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 7.5 \quad \text{кВт}$$

$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 39.5$ кВт

$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^{2} \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 22.93$ кВт

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 45.859 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 401728.125 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 2000606.063 \text{ грн}$$

Капітальні затрати становлять:
По першому варіанті:

$K_{z.tr1} := 2 \cdot C_{tr1} = 1500000$ грн

По другому варіанті:

$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 201392$ грн

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор $\phi := 0.1$

По першому варіанті:

$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} = 150000$ грн

По другому варіанті:

$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 201392$ грн

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 2976887.04$ грн

По другому варіанті:

$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 2201998.063$ грн

Визначаємо термін окупності: $T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr2} - K_{z.tr1}}{C_1 - C_2} \right| = 0.663$ роки

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

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-2500, а не масляного трансформатора ТМ-1600 буде становити:

$$E := C_1 - C_2 = 774888.978 \text{ грн}$$

Додаток В

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

Схема заміщення двохобмоткового силового трансформатора показана на рис. В-1 [9].

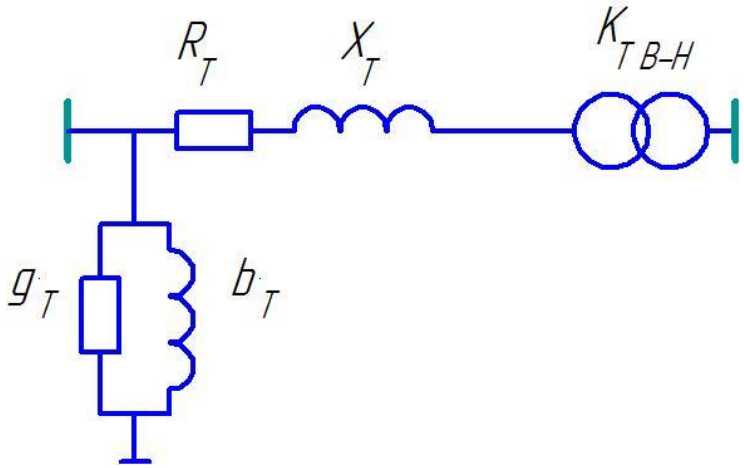


Рисунок В-1. Схема заміщення двохобмоткового силового трансформатора

Параметри елементів схеми заміщення двохобмоткового силового трансформатора:

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

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

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

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

$$k_{T\,B-H} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}},$$

де $\Delta P_К$ – втрати в міді, $кВт$;

$r_Т$ - активний опір обмотки силового трансформатора;

$U_{ном}$ – номінальна напруга обмотки силового трансформатора, $Uном = 115кВ$

$S_Т$ – номінальна потужність силового трансформатора, $МВ{\cdot}А$;

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

$u_К$ - напруги короткого замикання обвитки;

$b_Т$ – реактивна провідність силового трансформатора, $См$;

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

$g_Т$ – активна провідність силового трансформатора, $См$;

$\Delta P_{хх}$ – втрати холостого ходу, $кВт$.

Трьохобмоткові силові трансформатори представляють трипроменевою схемою заміщення [9], показаною на рис. В-2.

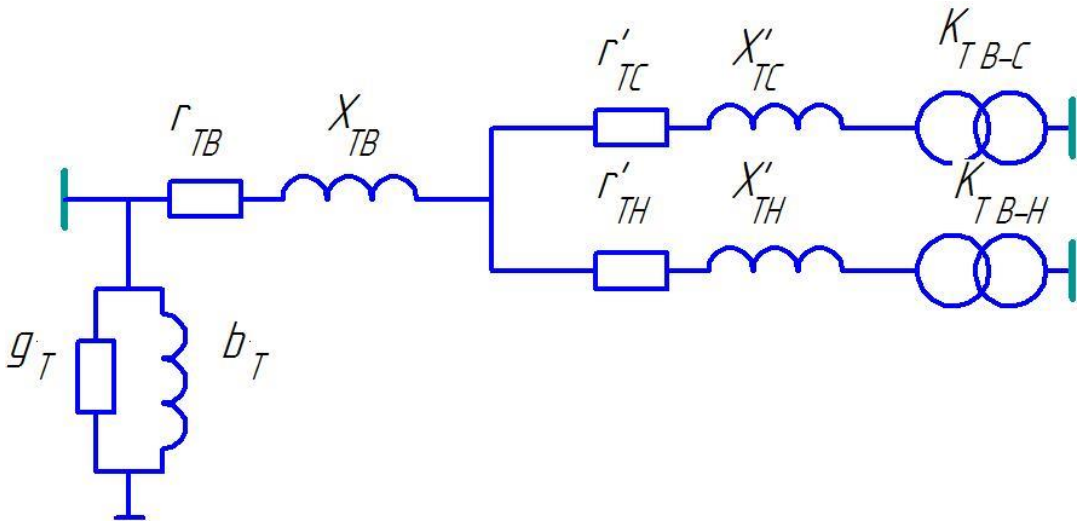


Рисунок. В-2. Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора

За наступними формулами визначаються параметри елементів СЗ трьохобмоткового силового трансформатора:

$$r_{\text{Т}} = \Delta \text{P}_{к} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S^2_{ном}};$$

$$x_{\text{Т}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U^2_{ном}}{S_{ном}};$$

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

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

Повітряні лінії електропередач $110\ (35) кВ$ представляють П-подібною схемою заміщення [9]. Її зображення показано на рис. В-3.

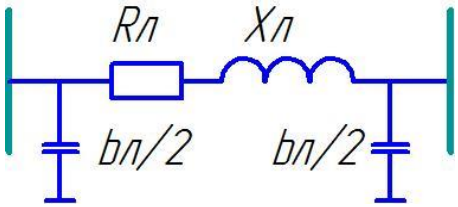


Рисунок В-3. П-подібна схема зміщення повітряної лінії електропередач $110\ (35)\ кВ$

Додаток Д

Алгоритм роботи схеми підключення ВН 35 кВ

До високої сторони ПС підходить дві одноколові ЛЕП (Колодно і Олексинець). Для того, щоб підключити ці дві ЛЕП до шин ВН ПС використовується друга схему електричних з'єднань – "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів" [5]. Схема застосовують для прохідних підстанцій, якщо необхідне секціонування ліній і збереження транзиту під час ушкодження трансформатора. Друга додаткова умова застосування даної схеми електричних з'єднань – вона застосовується на підстанціях, потужність яких становить до 63 МВ·А включно.

В схемі (рис. 3.2) позначено:

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

Дану схема "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів", зображену на рис. 3.2, застосовують на високій стороні РП $35-220\,кВ$ на прохідних ПС у разі необхідності секціонування ліній W1 та W2, а також для збереження транзиту потужності при пошкодженні одного з трансформаторів - $T1$ або $T2$.

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

Алгоритм роботи даної схеми наступний (схема зображена на рис. 3.2). При виникненні пошкодження в трансформаторі, наприклад $T1$, повинні вимикатися вимикачі $Q1$ та $Q4$. При цьому через РП високої сторони

підстанції «Кобилля» транзит потужності буде зберігатися. Аналогічні виключення будуть відбуватися і при пошкодженні Т2.

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

Ремонтна перемичка в розподільчому пристрої даної схеми може бути відсутня.

На рис. 3.3 ТС, які помічені *), будуть встановлюють лише за необхідності.

Особливості роботи схеми (рис. 3.4) наступні:

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

Додаток Е

Розрахунок струмів короткого замикання

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

Схему для здійснення розрахунку наведено на рис. Е-1. В дану схему внесені тільки елементи даної електричної мережі, що здійснюють якийсь вплив на шукані струми.

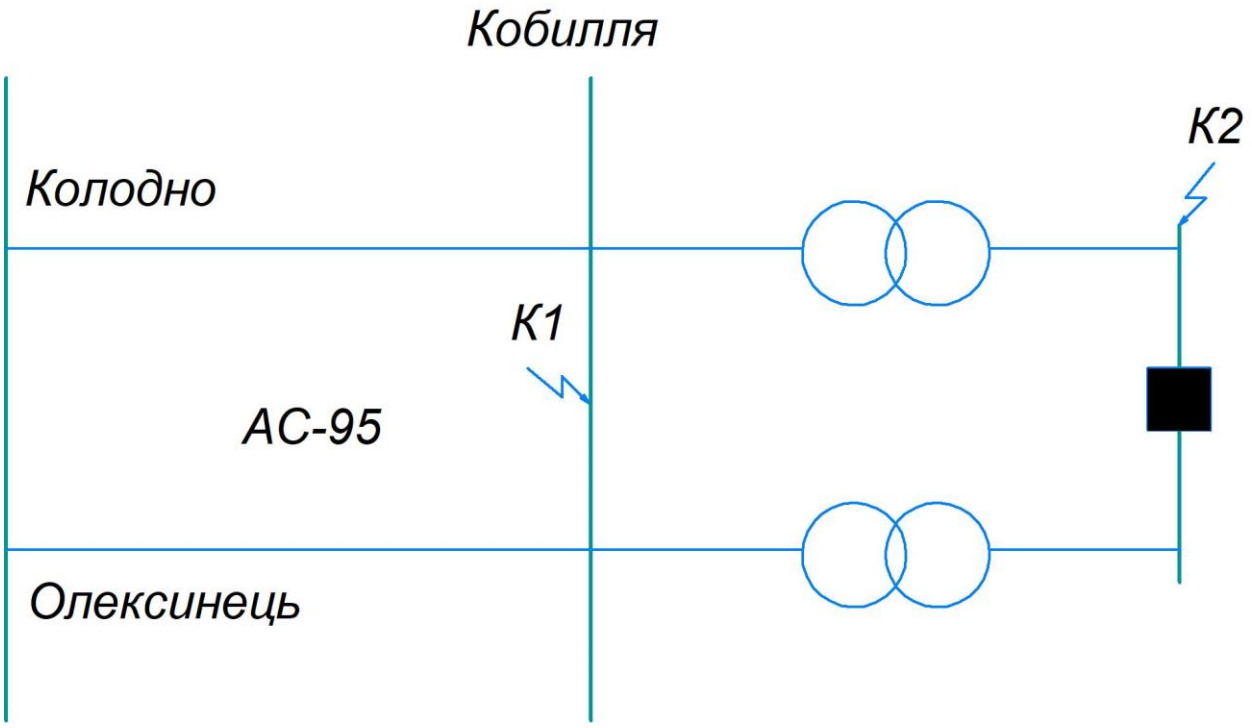


Рисунок В-1 – Схема для розрахунку електричної мережі

Розрахунок ударного струму

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

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

В дану формулу входить:

R – еквівалентний активний опір, $Ом$;

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

f – промислова частота мережі, становить $50 Гц$;

x – реактивний опір, $Ом$;

Визначаємо ударний струм за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot (1 + e^{-0.01/T_a})\ \ кА.$$

В даній формулі $I_{п0}$ – значення складової струму короткого замикання, *кА.*

Розрахунок складових струму

Для початку необхідно визначити розрахунковий час. На його основі визначимо аперіодичну складову струму. Встановлюємо елегазові вимикачі на високій стороні підстанції і вакуумні вимикачі - на низькій. Відповідно до [10] та [11] час відключення струмів вакуумних вимикачів на $10\ кВ$ становить $0,03\ с$, а для елегазових вимикачів напругою $35\ кВ$ - $0,02\ с$.

Знайдемо аперіодичну складову струму:

$$i_a(r) = \sqrt{2} \cdot 1_{П0} \cdot e^{(-r/T_a)}\ \ кА.$$

В даній формулі:

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

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

$t_{вимк}$ – час відключення струмів, c;

Час τ для підстанції «Кобилля»:

$$\tau_{ВН} = 0.02 + 0.01 = 0.03c,$$
$$\tau_{НН} = 0.03 + 0.01 = 0.03c.$$

Розрахунок теплового імпульсу струму

Тепловий імпульс струму визначається за формулою:

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

В даній формулі:

$\tau = t_{вимк.вим} + t_з$ – час протікання струму;

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

Відповідно до [10] $t_{вимк.вим}$ для вимикачів високої сторони становить $0,04c$ та відповідно до [11] – для вимикачів низької сторони становить $0,06c$.

Додаток Є

Вибір обладнання трансформаторної підстанції «Кобилля»

Вибір вимикачів

Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

На стороні $35\ кВ$ встановлюємо вакуумні вимикачі типу $Siemens\,3AF\,01$.

Дані заносимо в табл. Є-1.

Таблиця Є-1 - Вибір вакуумних вимикачів на стороні $35\ кВ$

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

Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

На низькій стороні встановлюємо $КРП\ КП-10Ц$ із вакуумним вимикачем типу $ВР1-10-20/1000У2$.

Дані заносимо в табл. Є-2.

Таблиця Є-2 - Вибір вакуумних вимикачів на стороні $10\ кВ$

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

Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

На стороні $35\ кВ$ встановлюємо роз'єднувачі типу $РНД - 35/1000У1$.

Дані заносимо в табл. Є-3.

Таблиця Є-3 - Вибір роз'єднувачів на стороні $35\ кВ$

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

Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ

На стороні $10\ кВ$ встановлюємо роз'єднувачі $РВЗ-10/1000\ ИУ3$.

Дані заносимо в табл. Є-4.

Таблиця Є-4 - Вибір роз'єднувачів на стороні $10\ кВ$

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

Вибір вимірювальної апаратури

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

Дані вибору заносимо в табл. Є-5.

Таблиця Є-5 – Вибір вимірювальної апаратури на підстанції «Кобилля»

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

Вибір ТН

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

Вибір ТН на стороні 35 кВ

На стороні 35 $кВ$ навантаження трансформатора напруги представлено в табл. Є-6.

Таблиця Є-6 - Навантаження трансформатора напруги на стороні $35\ кВ$

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

Потужність навантаження буде становити:

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

Відповідно до [13] встановлюємо трансформатор напруги типу $ЗНОМП-35\ У1$.

Паспортні дані такого трансформатора напруги показано в табл. Є-7.

Таблиця Є-7 – Паспортні дані трансформатора напруги $ЗНОМП-35\ У1$.

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

Здійснимо перевірку трансформатора напруги:

$$S_{ном(3ф)} = 3 \cdot 100 = 300\ B \times A\ >\ S_2 =\ 20\ B \times A.$$

Вибір ТН на стороні 10 кВ

На стороні $10\ кВ$ навантаження трансформатора напруги представлено в табл.Є-8.

Таблиця Є-8 - Навантаження трансформатора напруги на стороні $10\ кВ$

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

Навантаження буде становити:

$$S_{S2} = \sqrt{57^2 + 155,2^2} = 165,34\,B \cdot A.$$

Відповідно до [13] встановлюємо трансформатор напруги $3HMI - 10\ IV2$. Паспортні дані трансформатора напруги внесені в табл. Є-9.

Таблиця Є-9 – Паспортні дані трансформатора напруги $3HMI-10\ IУ2$

Тип	$U_{1ном.}$, В	$U_{2осн.}$, В	$U_{2дод.}$, В	$S_{2ном.}$, ВА	Клас точності
3НМІ-10 ІУ2	10	100	-	100	0.5

Здійснимо перевірку трнаформатора напруги $3HMI-10\ IУ2$:

$$S_{ном} = 3 \times 100 = 300\ B \cdot A\ ;$$

$$S_{S2} = 165,34\ B \cdot A.$$

Вибір трансформаторів струму

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

Вибір ТС на стороні 35 кВ

В табл. Є-10 наведено навантаження трансформатора струму на стороні $35\ кВ$.

Таблиця Є-10 - Навантаження трансформатора струму на стороні $35\ кВ$

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

Відповідно до [13] встановлюємо трансформатор струму $ТФЗМ-35А-У1$.

Паспортні дані трансформатора струму:

$$U_{ном} = 35\ кВ;$$
$$I_{1ном} = 800\ А;$$
$$i_{дин} = 107\ кА;$$

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

Опір проводів визначається за формулою:

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

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

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

Допустимий опір:

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

де $r_к$ - опір контактів для декількох приладів [11], становить:

$$r_к = 0.1\ Ом,$$

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

Переріз з'єднувальних проводів:

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

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

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

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

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

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

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

Опір навантаження:

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

Опір проводів з'єднання:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q} = \frac{0.0283 \cdot 30}{4} = 0,213\ Ом.$$

Здійснимо перевірку трансформатора струму:

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

Даний трансформатор струму задовільняє перевірку.

В силові трансформатори $T1$ та $T2$ вмонтовуємо трансформатори струму типу $ТВТ\ 35 - I - 300/5$ з наступними параметрами:

$$U_{ном} = 35 кВ;$$
$$I_{ном} = 300\ А.$$

Вибір ТС на стороні 10 кВ

В табл. Є-11 показано навантаження трансформатора струму на стороні $10\ кВ$.

Таблиця Є-11 – Навантаження трансформатора струму на стороні $10\ кВ$

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

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

Паспортні дані трансформаторів струму:

$$U_{ном} = 10\ кВ$$
$$I_{1ном} = 1500\ А;$$
$$i_{дин} = 140\ кА;$$

Опір приладів визначається за формулою:

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

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

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

Допустимий опір:

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

де $r_к$ - опір контактів для декількох приладів [11], становить:

$$r_к = 0.1\ Ом,$$

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

Переріз з'єднувальних проводів:

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

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

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

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

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

$$q = 0.0283 \cdot 40 / 0,26 = 4,354\ мм^2.$$

Вибираємо кабель *АКВРГ* з січенням $6\ мм^2$.

Опір навантаження:

$$Z_{нав.} = r_{пров} + r_{пр.} + r_к = 0,189 + 0,24 + 0,1 = 0,529\ Ом.$$

Опір проводів з'єднання:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot \mathrm{l}_{\text{розр}}}{\mathrm{q}} = \frac{0.0283 \cdot 40}{6} = 0.189\ Ом.$$

Здійснимо перевірку трансформатора струму:

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

Даний трансформато струму задовільняє перевірку.

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

$$k_{Iном} = \frac{5000}{5};$$

$$U_{ном} = 10\,кВ;$$
$$I_{ном} = 1000\,А.$$

Вибір обмежувачів перенапруг для 35 кВ і 10 кВ

Вибір обмежувачів перенапруги на стороні 35 кВ

Відповідно до методики на стороні $35\ кВ$:

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

Визначаємо напругу:

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

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

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

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

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

заокруглюємо кратно до $3 = 33 кВ$;

отже,

$$U_R = 33 кВ;$$

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

Коефіцієнт класу лінії $= 1$:

$$и10кА/U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- від комутаційних перенапруг $(и1кА_{30/60\,\mu s}) = 74\ кВ$;

- крутого імпульсу $(и10кА_{1/2\,\mu s}) = 101\ кВ$;

- від грозових перенапруг $(и10кА_{8/20\,\mu s}) = 95\ кВ$.

Здійснимо перевірку захисту:

$$\frac{BIL}{и10кА_{8/20\,\mu s}} = \frac{220}{95} = 2,31 кВ > 1\ ,$$

достатньо.

Довжина:

$$16 мм/кВ \times 40,5 = 648\ мм.$$

Вибираємо ОПН:

$$Siemens\ 3EP2 - 036 - 1PL1.$$

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

Вибір обмежувачів перенапруг на стороні 10 кВ

Для сторони 10 $кВ$:

- $U_m = 12 кВ$;

- $BIL = 90 кВ$;

- $k = 1,4$;

- максимальна тривалість підвищення напруги $= 10$ *с.*;

- клас ізоляції $= 1$;

- необхідний клас розряду лінії $= 1$;

- $I_{\max.kz} = 20$ *кА.*

- $I_H = 10\,кА$.

Визначаємо напругу:

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

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

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

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

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

заокруглюємо до кратного $3 = 12$ *кВ*;

$$U_R = 12\,кВ;$$

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

Коефіцієнт для класу лінії $= 1$:

$$u10кА / U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- від комутаційних перенапруг $(u1кА_{30/60\,\mu s}) = 25$ *кВ*;

- від крутого імпульсу $(u10кА_{1/2\,\mu s}) = 34$ *кВ*;

- від грозових перенапруг $(u10кА_{8/20\,\mu s}) = 32$ *кВ.*

Здійснимо перевірку захисту:

$$\frac{BIL}{u10кА_{8/20\,\mu s}} = \frac{90}{32} = 2,81кВ > 1 \; - \; достатньо.$$

Довжина шляху становить:

$$16мм \Big/ кВ \times 12 = 192\,мм.$$

Вибираємо ОПН:

$$Siemens\,3EP2-012-1PL1.$$

Вибір ТВП

Відповідно до [12] на трансформаторних ПС, які забезпечують живлення споживачів I та II категорії встановлюємо 2 *ТВП*. Резерв потужності не повинен бути більшим за 630 *кВА*.

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

В табл. Є-12 наведено споживачі власних потреб ПС 35/10 кВ

Таблиця Є-12 - Споживачів власних потреб ПС 35/10 кВ

Вид споживача	P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТМ-1250/35	2х2	-
Живлення протиконденсатних обігрівачів	3	-
Зарядно-підзарядний агрегат	46	20.3
Зовнішнє освітлення	15	-
Живлення шафи ШОТ	10	9
Постійно ввімкені вимірювальні прилади	2	-
Перетворювальна апаратура для оперативного зв'язку	7.5	2.9
Вентиляцій, обігрів та освітлення закритого розподільчого пристрою 10 кВ	5	-
Вентиляцій, обігрів та освітлення ЗПК	20	
Всього	113,5	32,2

Визначаємо повну потужність навантаження на власні потреби:

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

Повна потужність з врахуванням коефіцієнту попиту [11]:

$$S_{ТВП.РОЗР} = K_П \cdot \frac{S_{НАВ.ВП}}{1.4} = 0.8 \cdot \frac{117.979}{1.4} = 67.417 кВА.$$

Відповідно до [14] виюбираємо 2 трансформатори ттипу: $ТСР-100/10$. В табл. Є-12 представлено паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 35/10 кВ.

Таблиця Є-13 – Паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 35/10 кВ

Тип	$S_{ном}$, кВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, Вт		$u_к$, %	$i_х$, %
		ВН	НН	$P_к$	$P_х$		
ТСР-100/10	100	10	0,4	1700	440	4	3

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

Вибір запобіжників на стороні 35 кВ та 10 кВ

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

$$I_{номТН-35} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0.016 А.$$

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

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

$S_{ном.}$ – номінальна потужність трансформатора, $B \cdot A$.

Вибираємо запобіжник наступної марки $ПКТ-101-10-2-31.5У3$. В табл. Є-14 показані дані вибору запобіжників.

Таблиця Є-14 – Вибір запобіжників для сторони 35 кВ та сторони 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ101-35-2-8 У3
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{ном.ТН.} = 0{,}016$ А	$I_{ном.вст} = 2$ А
$I_{П0} = 1{,}31$ кА	$I_{вим.} = 8$ кА
Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31.5У3
$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном.ТН.} = 0{,}058$ А	$I_{ном.вст} = 2$ А
$I_{П0} = 2{,}98$ кА	$I_{вим} = 31{,}5$ кА

Додаток Ж

Розвиток ЕМ Збаразького РЕМ. Запропоновані варіанти будівництва

Рисунок 2.17 – 11 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.18 – 12 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.19 – 13 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.20 – 14 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.21 – 15 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.22 – 16 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.23 – 17 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.24 – 18 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.25 – 19 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.26 – 20 варіант побудови нової трансформаторної підстанції

Рисунок 2.27 – 21 варіант побудови нової трансформаторної підстанції