

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

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

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТ-41
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

	<u>Мартиновський І.В.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Керівник	<u>Сисак І.М.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<u>Коваль В.П.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<u>Коваль В.П.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)
Рецензент	<u>Шовкун О.П.</u> (підпис) (прізвище та ініціали)

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

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Мартиновського Івана Володимировича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі
Тернопільського РЕМ

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

Затверджені наказом ректора від «22» січня 2024 року № 4/7-50

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Існуючі ПЛ та ПС

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

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

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

1. Презентація

2.

3.

4.

5.

6.

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	Коваль В.П., к.т.н., завідувач кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання _____ 2024 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.03.2024	
2	Аналітичний розділ	28.03.2024	
3	Проектно-конструкторський розділ	31.04.2024	
4	Розрахунковий розділ	30.05.2024	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2024	
6	Загальні висновки	03.06.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.06.2024	
8	Оформлення графічної частини	06.06.2024	

Студент _____
(підпис)

Мартиновський І.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сисак І.М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТ–41. - Т. : ТНТУ, 2024.

Табл. 36; презентація 1; стор. 70; рис. 37; додатків 6; джерел 21.

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

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

Представлено характеристику електричної мережі 35 кВ Тернопільського РЕМ. Здійснено розрахунки навантажень ПС «Петрики» для максимального та мінімального режимів роботи ЕМ. Обґрунтовано побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу СПП-3 1 х 95. Розглянуто тридцять п'ять варіантів розвитку мережі Тернопільського РЕМ. Вибрано ТП «Петрики» прохідного типу. Обґрунтовано встановлення ПС із двома трансформаторами. потужністю 5 МВА. Здійснено вибір схеми приєднань для *РП–35кВ* та *РП–10кВ*. Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Проведено вибір електрообладнання для розподільчих пристроїв 35 кВ та 10 кВ. Запропонована схема електрична принципова ТП 35/10 кВ «Петрики».

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

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Характеристика електричної мережі	8
1.2 Розрахунок електричних навантажень підстанції	9
1.3 Вибір проводів повітряних ліній	10
1.4 Розвиток електричної мережі району	11
1.5 Розрахунок числа та потужності силових трансформаторів	11
1.6 Постановка задач	13
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	14
2.1 Аналіз електричних мереж 35кВ Тернопільського РЕМ.....	14
2.2 Розрахунок електричних навантажень підстанції «Петрики».....	26
2.3 Вибір проводів повітряних ліній	27
2.4 Розвиток ЕМ Тернопільського РЕМ. Запропоновані варіанти будівництва.....	27
2.5 Розрахунок силових трансформаторів та підбір кількості трансформаторів ПС Петрики.....	39
2.6 Висновки до розділу 2.....	39
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	40
3.1 Вибір варіантів схем головних електричних приєднань для високої та низької сторони підстанції	40
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання	46
3.3 Вибір обладнання ТП «Петрики».....	46
3.4 ТП «Петрики». Принципова схема	46
3.5 Висновки до розділу 3.....	62
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	63
4.1 Державний нагляд, відомчий і громадський контроль за	

охороною праці в енергетиці.....	63
4.2 Розробка конкретних заходів щодо боротьби із статичною електрикою	64
4.3 Природні загрози та характер їхній проявів і дій на людей, тварин, рослин.....	66
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	69
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Представлені варіанти 12-35.....	2
Додаток Б. Розрахунок силових трансформаторів та підбір кількості трансформаторів ПС «Петрики».....	26
Додаток В. Порівняльний розрахунок трансформаторів, який отримано в <i>PTC MathCAD 15 M050</i>	30
Додаток Д. Алгоритм роботи схеми електричних приєднань для високої сторони	33
Додаток Е. Розрахунок струмів короткого замикання.....	35
Додаток Є. Розрахунок обладнання ТП «Петрики»	38

ВСТУП

Актуальність теми. Забезпечення надійності функціонування розподільчої електричної мережі є критично важливим завданням для забезпечення безперебійного постачання електроенергії споживачам. Деякі ключові аспекти, які можуть бути використані для забезпечення цієї надійності:

1. Регулярне обслуговування та інспекції: Проведення регулярних перевірок та обслуговування обладнання розподільчої мережі, включаючи трансформатори, лінії передачі, розподільчі лінії та обладнання автоматизації.

2. Захист від перенапруг: Встановлення пристроїв захисту від перенапруг, таких як розрядники та вимикачі, для захисту обладнання від пошкоджень, що можуть виникнути внаслідок високовольтних розрядів.

3. Розумне управління навантаженням: Використання систем управління навантаженням та вимкнення навантаження у критичних ситуаціях для запобігання перевантаженням та перебоєм у роботі мережі.

4. Моніторинг та діагностика: Використання систем моніторингу та діагностики, які надають інформацію про стан мережі та дозволяють оперативно реагувати на відмови та проблеми.

5. Резервне живлення: Встановлення систем резервного живлення, таких як дизельні генератори або акумуляторні батареї, для забезпечення постачання електроенергії у випадку перебоїв у основній мережі.

6. Системи автоматизації та дистанційного управління: Використання систем автоматизації та дистанційного управління, які дозволяють вдало реагувати на аварійні ситуації та здійснювати віддалене управління мережею.

Ці стратегії допомагають забезпечити надійне функціонування розподільчої електричної мережі та зменшити ризик відмов та перебоїв у постачанні електроенергії.

Отже, звідси випливає актуальність задачі, яка полягає у забезпеченні надійності функціонування розподільчої мережі Тернопільського РЕМ.

Мета кваліфікаційної роботи бакалавра полягає у забезпеченні надійності функціонування розподільчої мережі Тернопільського РЕМ.

Завдання:

1. Представити характеристику електричної мережі 35 кВ Тернопільського РЕМ.
2. Здійснити розрахунки навантажень ПС «Петрики» для максимального та мінімального режимів роботи ЕМ.
3. Обґрунтувати побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу СП.
4. Розглянути варіанти розвитку мережі Тернопільського РЕМ. Вибрати тип для нової ТП.
5. Обґрунтувати встановлення ПС із двома трансформаторами.
6. Здійснити вибір схеми приєднань для *РП – 35 кВ* та *РП – 10 кВ*.
7. Провести розрахунок струмів короткого замикання.
8. Провести вибір електрообладнання для розподільчих пристроїв *35 кВ* та *10 кВ*.
9. Запропонувати схему електричну принципову ТП 35/10 кВ.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Характеристика електричної мережі.

Характеристика електричної мережі може включати різноманітні параметри та властивості, що описують її роботу, ефективність, надійність та інші аспекти.

Ключові пункти:

Топологія мережі: описує структуру та з'єднання між різними елементами мережі, такими як підстанції, трансформатори, лінії передачі, розподільчі мережі та споживачі.

Напруговий рівень: визначає рівень напруги, який використовується в мережі. Це може бути низька, середня, висока, або надвисока напруга, в залежності від потреб споживачів та виробників електроенергії.

Потужність та навантаження: вказує на максимальну потужність, яку може передавати мережа, а також на рівень поточного навантаження.

Надійність: це оцінка можливості мережі забезпечувати стабільне та безперервне електропостачання при різних умовах, включаючи аварійні ситуації.

Ефективність: оцінюється ступінь втрат енергії під час передачі та розподілу електроенергії в мережі.

Управління та контроль: включає в себе системи управління та моніторингу, які дозволяють ефективно керувати та контролювати роботу мережі, виявляти проблеми та вирішувати їх.

Безпека: оцінює рівень захищеності мережі від аварійних ситуацій, перевантажень, коротких замикань та інших потенційних загроз.

1.2 Розрахунок електричних навантажень підстанції.

Розрахунок електричних навантажень підстанції є складною задачею, яка включає в себе декілька етапів [1].

Загальний огляд кроків, які зазвичай виконуються:

Збір інформації: зібрати дані про потреби споживачів електроенергії, які підключені до підстанції. Це може включати потужність споживачів, часові розподіли навантаження, характеристики обладнання та інші фактори.

Прогнозування навантажень: використовуючи інформацію про навантаження споживачів, здійснюється прогнозування майбутніх потреб у електроенергії. Це може включати урахування сезонності, дня тижня, часу доби та інших факторів.

Розрахунок потужності: на основі прогнозування навантажень визначається потрібна потужність підстанції для задоволення цих потреб. Це включає в себе розрахунок максимальної потужності, яку потрібно забезпечити, а також резервну потужність для можливих пікових навантажень та аварійних ситуацій.

Вибір обладнання: на основі розрахунків потужності обирається відповідне обладнання для підстанції, таке як трансформатори, вимикачі, розподільчі пристрої тощо.

Дизайн системи: розробляється дизайн електричної мережі підстанції, включаючи розміщення та з'єднання обладнання, розподільчі лінії та інші складові.

Аналіз надійності: проводиться аналіз надійності системи для забезпечення неперервного електропостачання, ураховуючи можливі аварійні ситуації та резервні системи.

1.3 Вибір проводів повітряних ліній

Вибір проводів повітряних ліній зазвичай залежить від кількох факторів, таких як потужність лінії, довжина, специфіка місцевості та кліматичні умови [2].

Ключові кроки у процесі вибору:

Розрахунок потужності лінії: визначається потужність, яку повинна мати лінія, щоб забезпечити достатнє електропостачання. Це включає розрахунок потужності споживачів, які будуть обслуговуватися лінією, а також урахування втрат енергії під час передачі.

Вибір матеріалу проводів: різні матеріали проводів (такі як алюміній, мідь тощо) мають різні властивості, включаючи міцність, провідність, вагу та вартість. Вибір матеріалу повинен бути зроблений з урахуванням цих факторів.

Визначення силу струму та напруги: розраховується сила струму та напруга, які будуть присутні на лінії під час роботи. Це допоможе визначити необхідний діаметр проводу для забезпечення безпеки та ефективності.

Врахування аеродинамічних та механічних властивостей: при виборі проводів слід враховувати їх аеродинамічні властивості, особливо у відкритих місцевостях, де вітер може впливати на лінію. Також важливо врахувати механічну міцність проводів для запобігання руйнування під час експлуатації.

Урахування ізоляції: при необхідності вибирають проводи з відповідною ізоляцією для захисту від коротких замикань та інших аварій.

Повторний розрахунок та перевірка: після вибору проводів рекомендується повторно розрахувати їх параметри та впевнитися, що вони відповідають всім вимогам і стандартам безпеки та ефективності.

1.4 Розвиток електричної мережі району

Розвиток електричної мережі в районі є важливим завданням для забезпечення ефективного та надійного електропостачання [3].

Кроки та аспекти, які можуть бути враховані в процесі розвитку електричної мережі:

Аналіз потреб: перший крок - аналіз поточних та майбутніх потреб у електроенергії в районі. Це включає оцінку потужності поточних споживачів, прогнозування зростання попиту в майбутньому та ідентифікацію нових потенційних споживачів.

Планування і розробка мережі: на основі аналізу потреб можна розробити плани розвитку мережі, включаючи встановлення нових підстанцій, будівництво нових ліній передачі та розподільчих мереж, а також модернізацію існуючого обладнання.

Урахування стандартів: при розробці нової мережі важливо дотримуватися відповідних електротехнічних стандартів, які можуть включати в себе вимоги щодо безпеки, надійності та енергоефективності.

Екологічні аспекти: при плануванні розвитку мережі також варто враховувати екологічні аспекти, такі як використання відновлюваних джерел енергії, зменшення викидів та мінімізація впливу на навколишнє середовище.

Фінансування: для успішної реалізації розвитку мережі потрібне адекватне фінансування. Це може включати в себе публічні та приватні інвестиції, а також гранти та кредити.

1.5 Розрахунок числа та потужності силових трансформаторів

Розрахунок числа та потужності силових трансформаторів для електричної мережі передбачає декілька етапів і урахування кількох факторів [4].

Загальний огляд кроків:

Визначення потужності системи: спочатку визначається загальна потужність системи або підстанції, для якої потрібно розрахувати трансформатори. Це може включати потужність, яка передається через систему або підстанцію, а також потужність, яка може бути необхідною для майбутнього росту навантаження.

Вибір напруги: вибір робочої напруги трансформаторів зазвичай залежить від напруги системи, до якої вони будуть підключені, і вимог щодо напруги вторинної сторони.

Визначення величини трансформації: вибирається величина трансформації для кожного трансформатора. Це визначається співвідношенням напруг на первинній та вторинній сторонах трансформатора.

Розрахунок потужності трансформаторів: розраховується потужність кожного трансформатора.

Врахування ефективності трансформатора: враховується ефективність трансформаторів при розрахунку їх потужності. Ефективність може змінюватися в залежності від типу та робочих умов трансформатора.

Вибір кількості трансформаторів: вибирається необхідна кількість трансформаторів з урахуванням розрахованої потужності кожного трансформатора.

Резервування та надійність: враховується можливість резервування та забезпечення надійності системи при виборі кількості та розміщенні трансформаторів.

Врахування інших факторів: враховуються інші фактори, такі як вимоги до виконання, екологічні аспекти, розмір та вага трансформаторів, доступність та вартість.

1.6 Постановка задач

1. Представити характеристику електричної мережі 35 кВ Тернопільського РЕМ.
2. Здійснити розрахунки навантажень ПС «Петрики» для максимального та мінімального режимів роботи ЕМ.
3. Обґрунтувати побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу СІП.
4. Розглянути варіанти розвитку мережі Тернопільського РЕМ. Вибрати тип для нової ТП.
5. Обґрунтувати встановлення ПС із двома трансформаторами.
6. Здійснити вибір схеми приєднань для *РП – 35 кВ* та *РП – 10 кВ*.
7. Провести розрахунок струмів короткого замикання.
8. Провести вибір електрообладнання для розподільчих пристроїв *35 кВ* та *10 кВ*.
9. Запропонувати схему електричну принципову ТП 35/10 кВ.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Аналіз електричних мереж 35кВ Тернопільського РЕМ

На рис. 2.1 показана карта електричних мереж (750-35 кВ). Відповідно до карти Тернопільської області здійснено аналіз електричної мережі. [21]

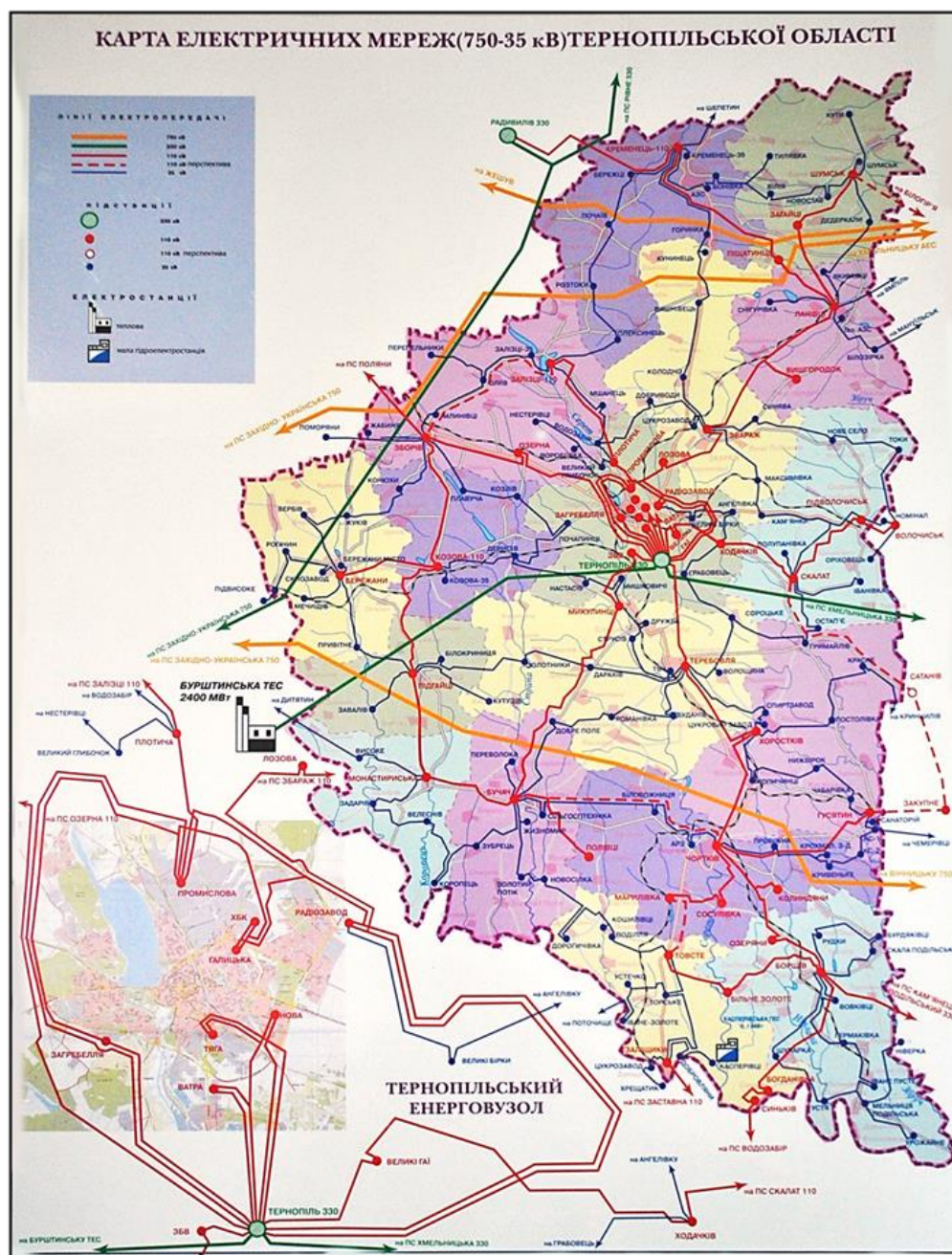


Рисунок 2.1 -. Карта електричних мереж 750-35 кВ Тернопільської області.

На рисунку 2.2 зображено карту Тернопільського району електромереж. Відповідно до рисунку 2.1 здійснено характеристику електричних мереж Тернопільської області (750-35 кВ).

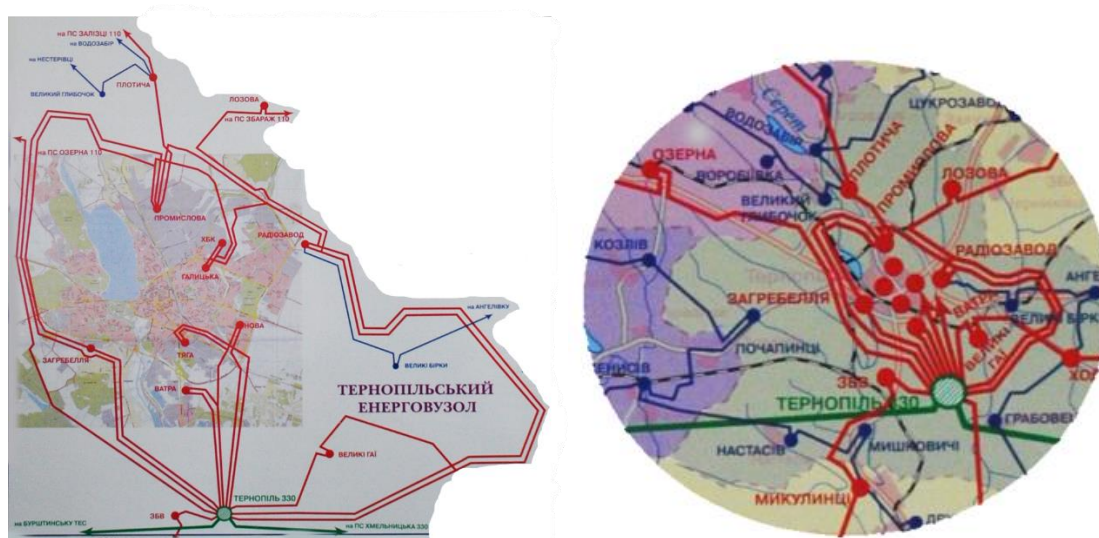


Рисунок 2.2 –Фрагменти карти Тернопільського РЕМ (35-750 кВ)

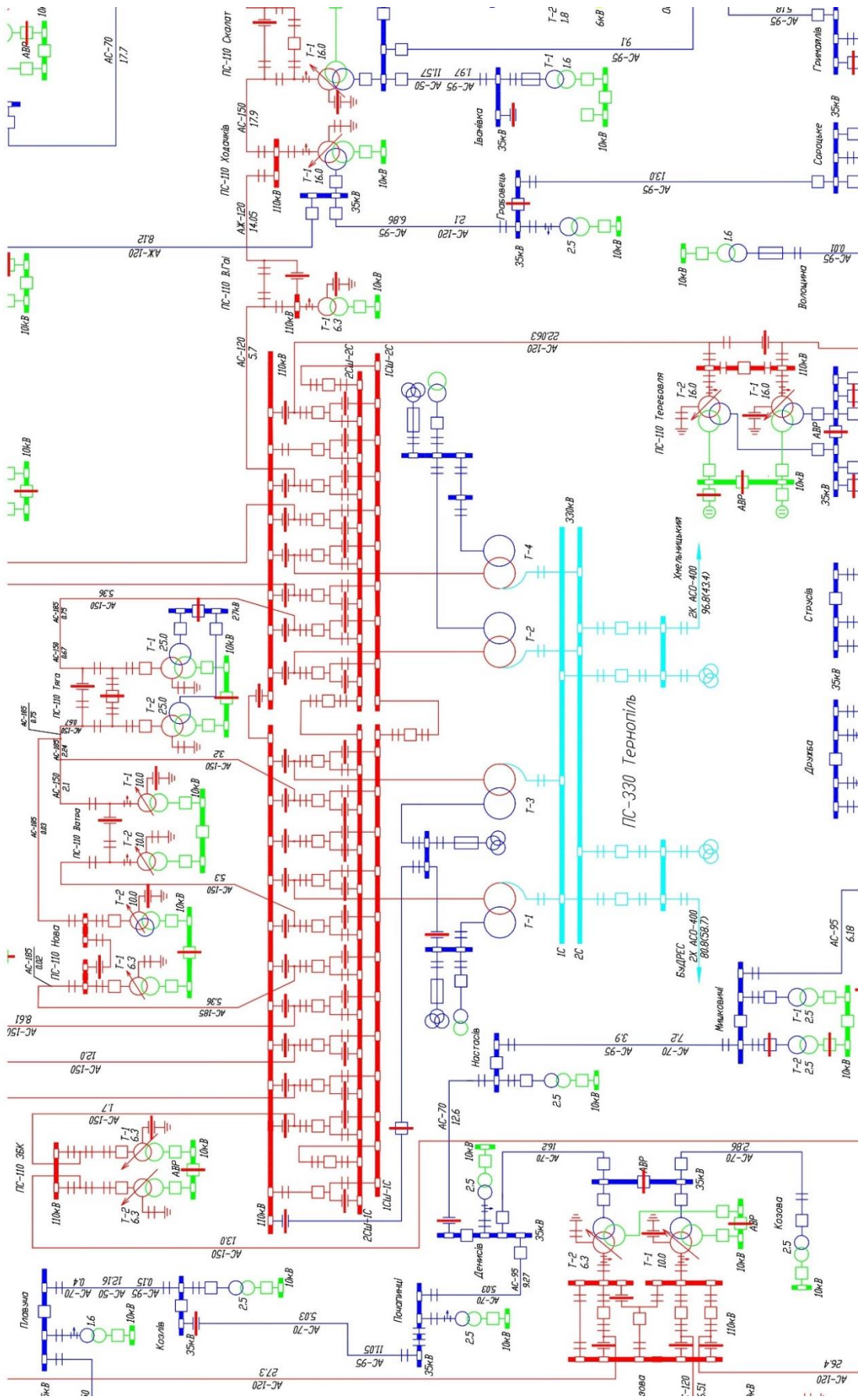
Фрагмент ЕМ 110 кВ Тернопільського Енерггровузла показано на рис. 2.3.



Рисунок 2.3 –Фрагменти карти ЕМ 110 кВ Тернопільського Енерггровузла.

Від ПС «Тернопільська» живляться наступні ПС 110 кВ: Плотичча, Промислова, Лозова, Радіозавод, Загребелля, Ватра, Великі Гаї, ЗБК, БПК, Галицька, Східна Тяга, Нова. Дані ПС живляться від шин 330 кВ «Тернопільська». Рис. 2.4 отримано із схеми з'єднань мережі 35/110/330 кВ – однолінійної схеми нормального режиму ВАТ «Тернопільобленерго».

ПС 35кВ: Нестерівці, Воробіївка, Великий Глибочок, Водозабір, Мшанець, Добриводи, Великі Бірки, Ангелівка, Грабовець, Мишковичі, Дружба, Настасів, Денисів, Почапинці.



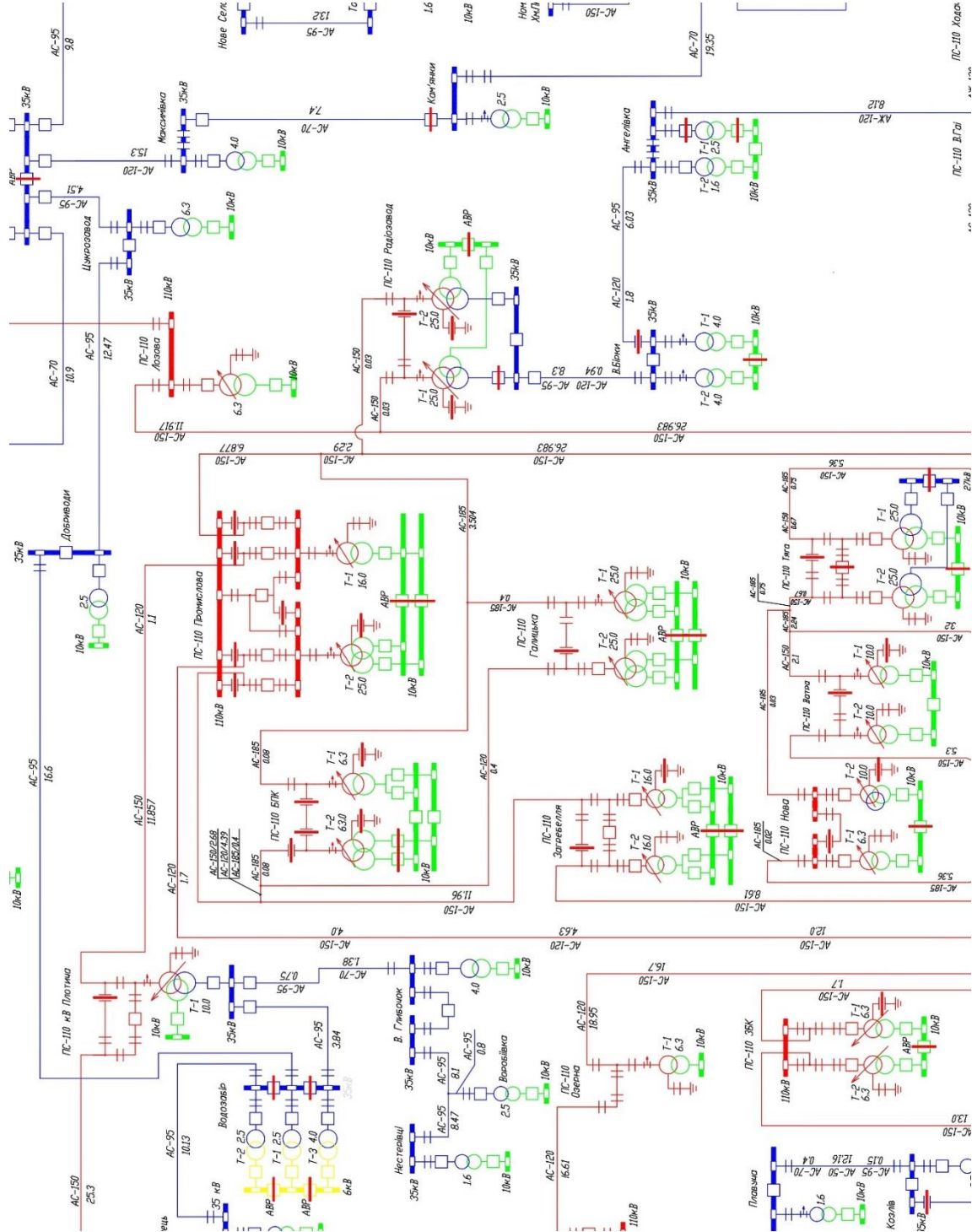


Рисунок 2.5— АТ «Тернопільобленерго». Фрагмент ЕМ№2

Географічне розміщення трансформаторних підстанцій ЕМ 35/110/330 кВ Тернопільського РЕМ показано на рис. 2.6.

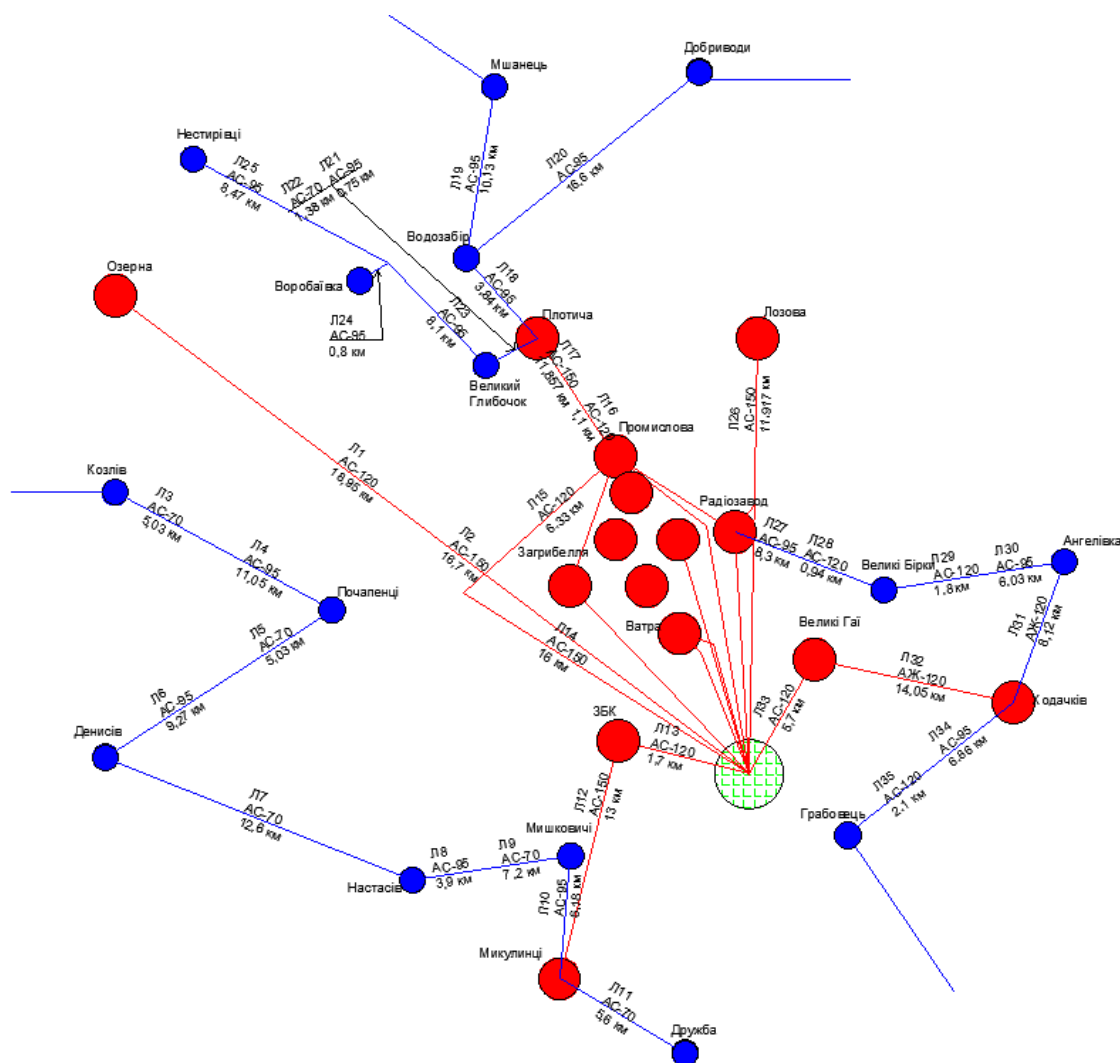


Рисунок 2.6 – АТ «Тернопільобленерго». Тернопільський РЕМ. Географічне розміщення трансформаторних підстанцій ЕМ 35/110/330 кВ.

Географічне доповнення розміщення трансформаторних підстанцій ЕМ 35/110/330 кВ Тернопільського РЕМ (рис. 2.6) показано на рис. 2.7.

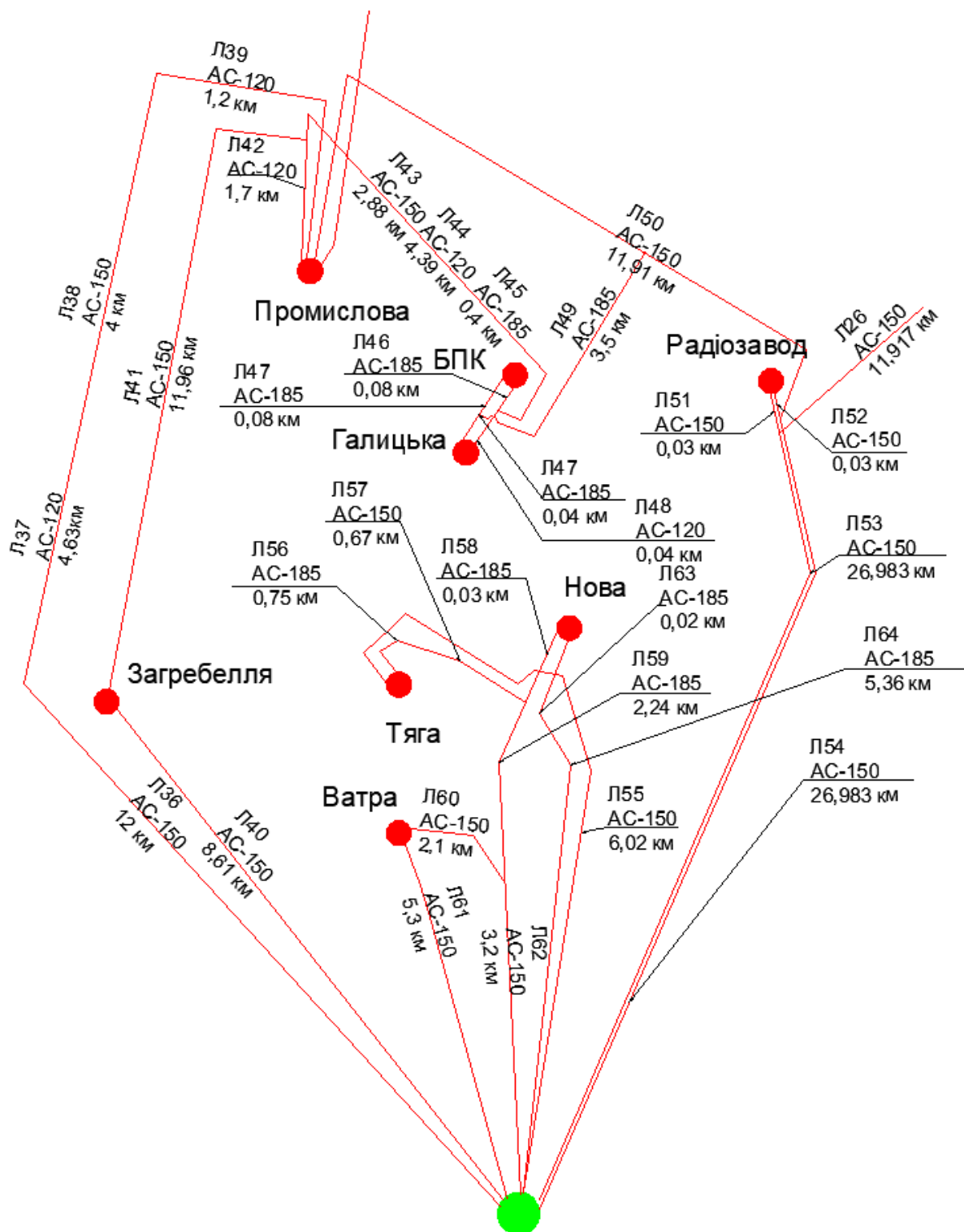


Рисунок 2.7 – АТ Тернопільобленерго. Тернопільський РЕМ. Географічне доповнення розміщення трансформаторних підстанцій EM 35/110/330 кВ.

Опис силових трансформаторів, що розміщенні на трансформаторних підстанціях EM 35 кВ Тернопільського РЕМ показано в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Трансформатори, що розміщені на трансформаторних підстанціях ЕМ 35 кВ Тернопільського РЕМ.

№ ПС	Назва ПС	Тип підстанції	S _н /U _{вн} , кВА/кВ	S _н , МВА	U _н , кВ		
					U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1.	Великий Глибочок	Прохідна	4000/35	4	35		10
2.	Великі Бірки	Прохідна	4000/35	4	35		10
			4000/35	4	35		10
3.	Водозабір	Відгалужувальна	2500/35	2,5	35		6
			2500/35	2,5	35		6
			4000/35	4	35		6
4.	Грабовець	Прохідна	2500/35	2,5	35		10
5.	Мишковичі	Прохідна	2500/35	2,5	35		10
			2500/35	2,5	35		10
6.	Ангелівка	Прохідна	1600/35	1,6	35		10
			2500/35	2,5	35		10
7.	Настасів	Прохідна	2500/35	2,5	35		10
8.	Почапинці	Прохідна	2500/35	2,5	35		10

Опис силових трансформаторів, що розміщені на трансформаторних підстанціях ЕМ 330-110 кВ Тернопільського РЕМ показано в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Трансформатори, що розміщені на трансформаторних підстанціях ЕМ 330-110 кВ Тернопільського РЕМ.

№ ПС	Назва ПС	Тип підстанції	S _н /U _{вн} , кВА/кВ	S _н , МВА	U _н , кВ		
					U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1.	Тернопіль	Вузлова	125000/330	125	330	110	35
			125000/330	125	330	110	35
			125000/330	125	330	110	35
			125000/330	125	330	110	35
2.	Східна Тяга	Прохідна	25000/110	25	110	27	10
			25000/110	25	110	27	10
3.	Радіозавод	Відгалужувальна	25000/110	25	110	35	10
			25000/110	25	110	35	10
4.	Галицька	Прохідна	25000/110	25	110		10
			25000/110	25	110		10
5.	Промислова	Вузлова	16000/110	16	110		10
			25000/110	25	110		10
6.	Ходачків	Відгалужувальна	16000/110	16	110	35	10
7.	Загребелля	Прохідна	16000/110	16	110		10
			16000/110	16	110		10
8.	Ватра	Прохідна	10000/110	10	110		10
			10000/110	10	110		10
9.	Нова	Прохідна	6300/110	6,3	110		10
			10000/110	10	110		10
10.	Плотичча	Прохідна	10000/110	10	110	35	10
11.	Великі Гаї	Прохідна	6300/110	6,3	110		10
12.	Лозова	Прохідна	6300	6,3	110		10
13.	ЗБК	Прохідна	6300/110	6,3	110		10
			6300/110	6,3	110		10
14.	БК	Прохідна	6300/110	6,3	110		10
			6300/110	6,3	110		10

Опис побудованих існуючих ПЛ 110 кВ та ПЛ 35 кВ між підстанціями Тернопільського РЕМ показано в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Опис побудованих існуючих ПЛ ЕМ 110 кВ та ПЛ 35 кВ між підстанціями Тернопільського РЕМ

№	ПЛ 110/35кВ	Початок лінії	Кінець лінії	Довжина проводу, км	Марка проводу, січення/січення
1.	110	Тернопільська	Озерна	18,95/16,7	АС-120/150
2.	110	Тернопільська	Загребелля	8,61	АС-150
3.	110	Загребелля	Промислова	11,96/1,7	АС-150/120
4.	110	Тернопільська	Промислова	6,53/52,5	АС-120/150
5.	110	Промислова	Плотичча	11,857/1,1	АС-150/120
6.	110	Промислова	БПК	2,88/4,39/0,48	АС-150/120/185
7.	110	БПК	Галицька	0,8/0,4	АС-185/120
8.	110	Тернопільська	Лозова	38,9	АС-150
9.	110	Тернопільська	Радіозавод	26,986/26,986	АС-150/ АС-150
10.	110	Радіозавод	Лозова	11,92	АС-150
11.	110	Радіозавод	Промислова	11,94	АС-150
12.	110	Тернопільська	Ватра	5,3	АС-150
13.	110	Ватра	Нова	2,1/2,27	АС-150/185
14.	110	Тернопільська	Нова	5,38	АС-185
15.	110	Нова	Тяга	0,78/0,67	АС-185/150
16.	110	Тернопільська	Тяга	6,02	АС-150
17.	110	Тернопільська	Великі Гаї	5,7	АС-120
18.	110	Великі Гаї	Ходачків	14,05	АЖ-120
19.	110	Тернопільська	ЗБК	1,7	АС-150
20.	35	Ходачків	Грабовець	6,86/2,1	АС-95/120
21.	35	Ходачків	Ангелівка	8,12	АЖ-120
22.	35	Ангелівка	Великі Бірки	6,03/1,8	АС-95/120

Продовження таблиці 2.3

23.	35	Радіозавод	Великі Бірки	8,3/0,94	АС-95/120
24.	35	Плотичча	Водозабір	3,85	АС-95
25.	35	Плотичча	Великий Глибочок	0,75/1,38	АС-95/70
26.	35	Денисів	Почапинці	9,27/5,03	АС-95/70
27.	35	Козлів	Почапинці	5,03/11,05	АС-70/95
28.	35	Денисів	Настасів	12,6	АС-70
29.	35	Настасів	Мишковичі	3,9/7,2	АС-95/70
30.	35	Микулинці	Мишковичі	6,18	АС-95

Опис побудованих існуючих ПЛ 110 кВ та ПЛ 35 кВ за межі Тернопільського РЕМ показано в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Опис побудованих існуючих ПЛ ЕМ 110 кВ та 35 кВ за межі Тернопільського РЕМ

№	ПЛ 110/35кВ	Початок лінії	Населений пункт в іншому районі	Марка проводу, січення/січення	Довжина проводу, км
1.	110кВ	Тернопільська	Озерна	АС-120/150	18,95/16,7
2.	110кВ	ЗБК	Микулинці	АС-70/150	2,66/12,8
2.	35кВ	Микулинці	Дружба	АС-70	5,6
3.	35кВ	Великий Глибочок	Воробіївка	АС-95	8,9
4.	35кВ	Воробіївка	Нестерівці	АС-95	8,7
5.	35кВ	Водозабір	Мшанець	АС-95	10,13
6.	35кВ	Водозабір	Добриводи	АС-95	16,6
7.	35кВ	Настасів	Денисів	АС-70	12,6

Карта та перелік населених пунктів Тернопільського РЕМ зображена на рис. 2.8.



Рисунок 2.8 – Карта та перелік населених пунктів Тернопільського РЕМ.

В процесі підготовки кваліфікаційної роботи відбувається розробка системи електропостачання трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Петрики».

Максимальне навантаження трансформаторної підстанції Петрики складає $P_{ПС} = 4$ МВт. Максимум навантаження - $T_{max} = 5780$ год. $\cos\varphi = 0.85$. $k_{min} = 0,55$.

ПС «Петрики» живить споживачів I, II та III категорії. В таблиці 2.5 подано процентний вміст електроспоживачів відповідно до надійності постачання (I, II, III категорії).

Таблиця 2.5 - Процентний вміст електроспоживачів відповідно до надійності постачання (I, II, III категорії)

Процентний вміст, %	Потужність, МВт	Категорія по надійності
10	0,5	I
40	1,5	II
50	2,0	III
100	4,0	Сума

2.2 Розрахунок електричних навантажень підстанції «Петрики».

Навантаження ПС «Петрики» становить $P_{ПС} = 4$ МВт. Максимальне навантаження - $T_{max} = 5780 год$. $\cos\varphi = 0,85$. $k_{min} = 0,55$.

Реактивні значення навантаження на 10 кВ ПС «Петрики»:

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

$$Q_{max} = 4 \cdot tg(\arccos(0,85)) = 2,48 \text{ МВАр.}$$

Мінімальне навантаження:

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

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

$$P_{min} = 4 \cdot 0,55 = 2,2 \text{ МВт}$$

$$Q_{min} = 2,2 \cdot tg(\arccos(0,85)) = 1,36 \text{ МВАр.}$$

Навантаження на 10 кВ ПС «Петрики» подано у табл. 2.6.

Таблиця 2.6 - Навантаження на 10 кВ ПС «Петрики»

Номінальна напруга, кВ	Навантаження, МВт	Максимальний режим		Мінімальний режим	
		$P_{max}, \text{МВт}$	$Q_{max}, \text{МВАр}$	$P_{min}, \text{МВт}$	$Q_{min}, \text{МВАр}$
10,0	4,0	4,0	2,48	2,2	1,36

2.3 Вибір проводів повітряних ліній

Повітряні лінії електричної мережі Тернопільського району електромереж побудовані проводами марки АС-120, АС-95 та АС-70. Проте, за сучасними технологіями встановлюють СІП.

Самонесучий ізолюваний провід (СІП) застосовується для розподілу і передачі електричної енергії. Його використовують для створення повітряних силових і освітлювальних мереж. У порівнянні зі звичайними неізолюваними проводами серії АС, А, СІП має кілька переваг під час встановлення повітряних ліній електропередач:

1. Зменшується витрата на прокладку та подальшу експлуатацію повітряних ліній;
2. Знижується ймовірність КЗ між жилами за рахунок окремої ізоляції кожної жили.
3. Не потребується вирубування просіки у лісовому масиві під ЛЕП.
4. Зменшується кількість необхідних монтажних виробів під час монтажу.

2.4 Розвиток ЕМ Тернопільського РЕМ. Запропоновані варіанти будівництва.

Відповідно для проведення аналізу Тернопільського РЕМ пропонуємо тридцять п'ять варіант розвитку ЕМ.

Нижче показуємо відповідні варіанти.

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

Варіант 2.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 2 зображена на рис. 2.10. В варіанті 2 пропонується до побудови двоколова лінія Л – 65 завдовжки 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 2 буде тупикового типу.

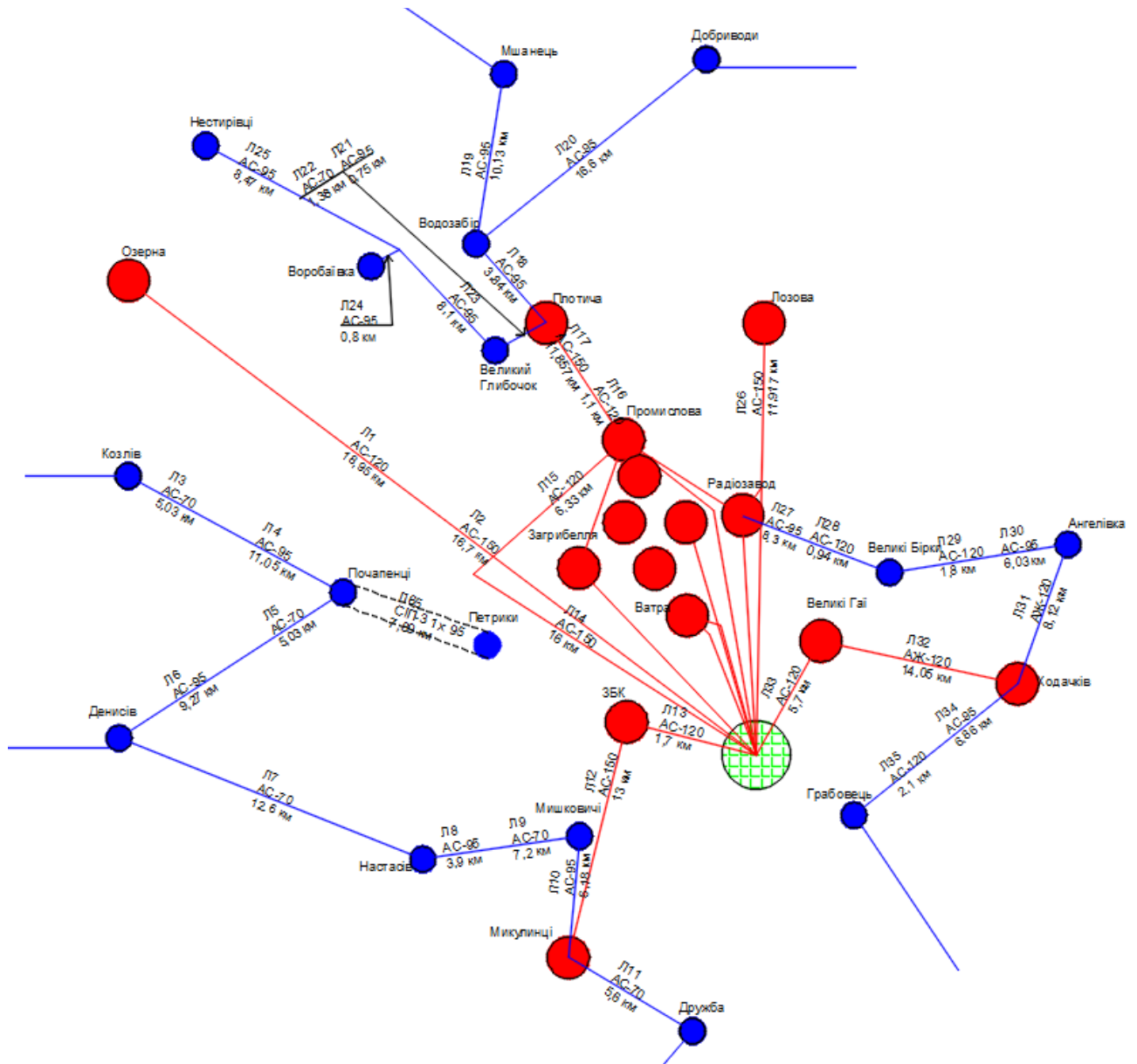


Рисунок 2.10 – Варіант 2 побудови нової ТП

Варіант 3.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 3 зображена на рис. 2.11. В варіанті 3 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 12,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Настасів до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 3 буде прохідного типу.

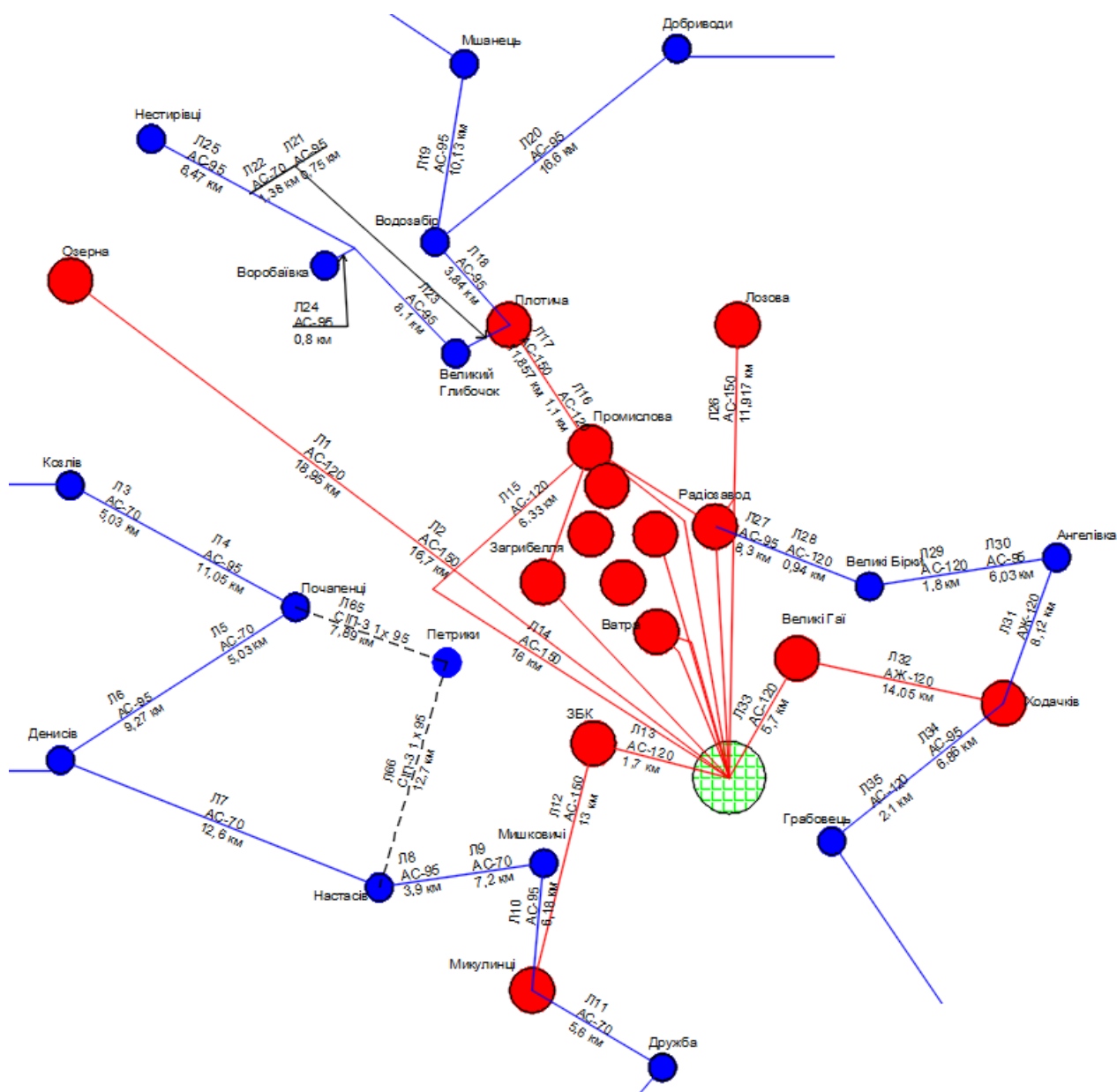


Рисунок 2.11 –Варіант 3 побудови нової ТП

Варіант 4.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 4 зображена на рис. 2.12. В варіанті 4 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 4 буде прохідного типу.

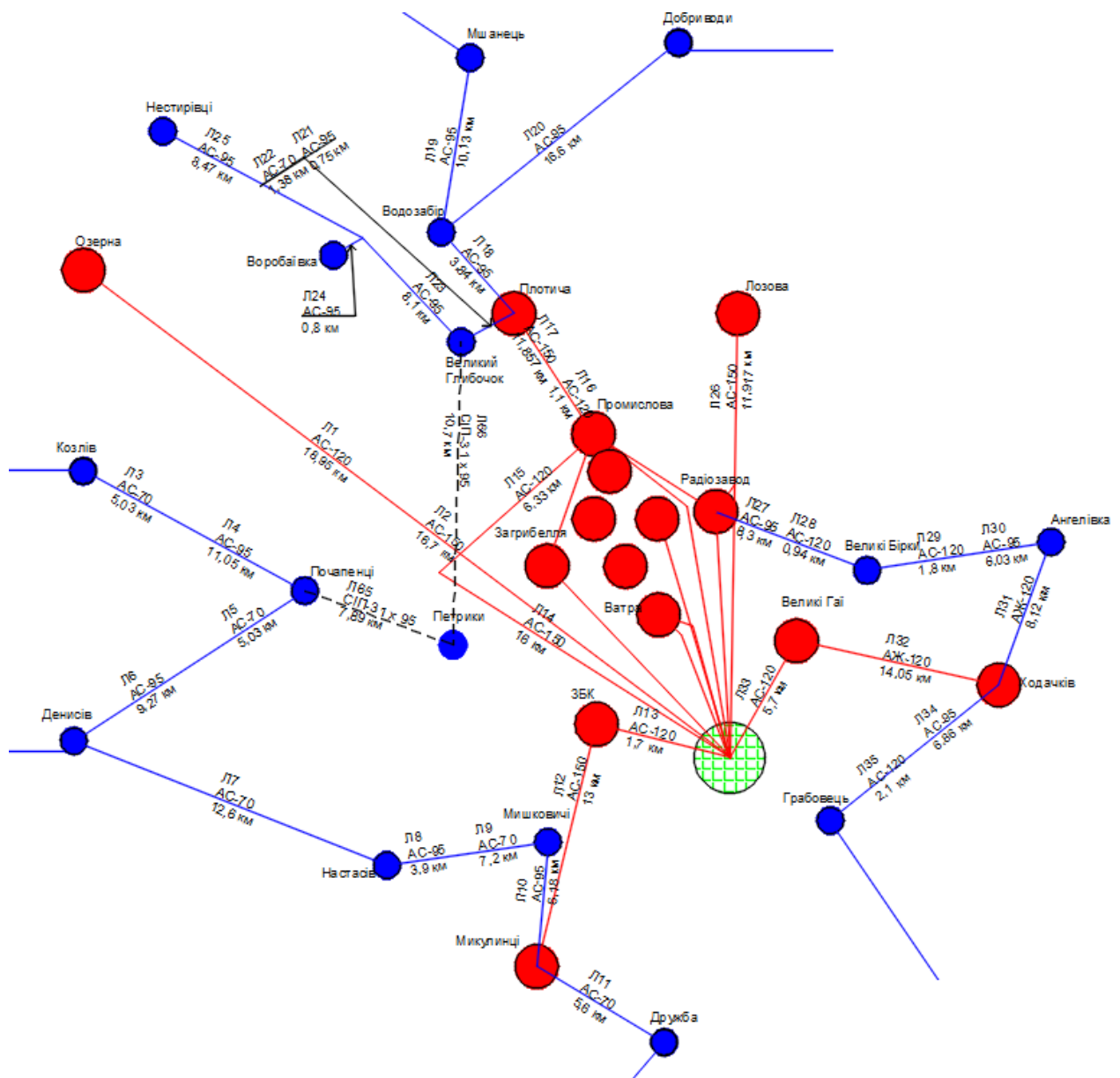


Рисунок 2.12 –Варіант 4 побудови нової ТП

Варіант 5.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 5 зображена на рис. 2.13. В варіанті 5 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 6 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 5 буде прохідного типу.

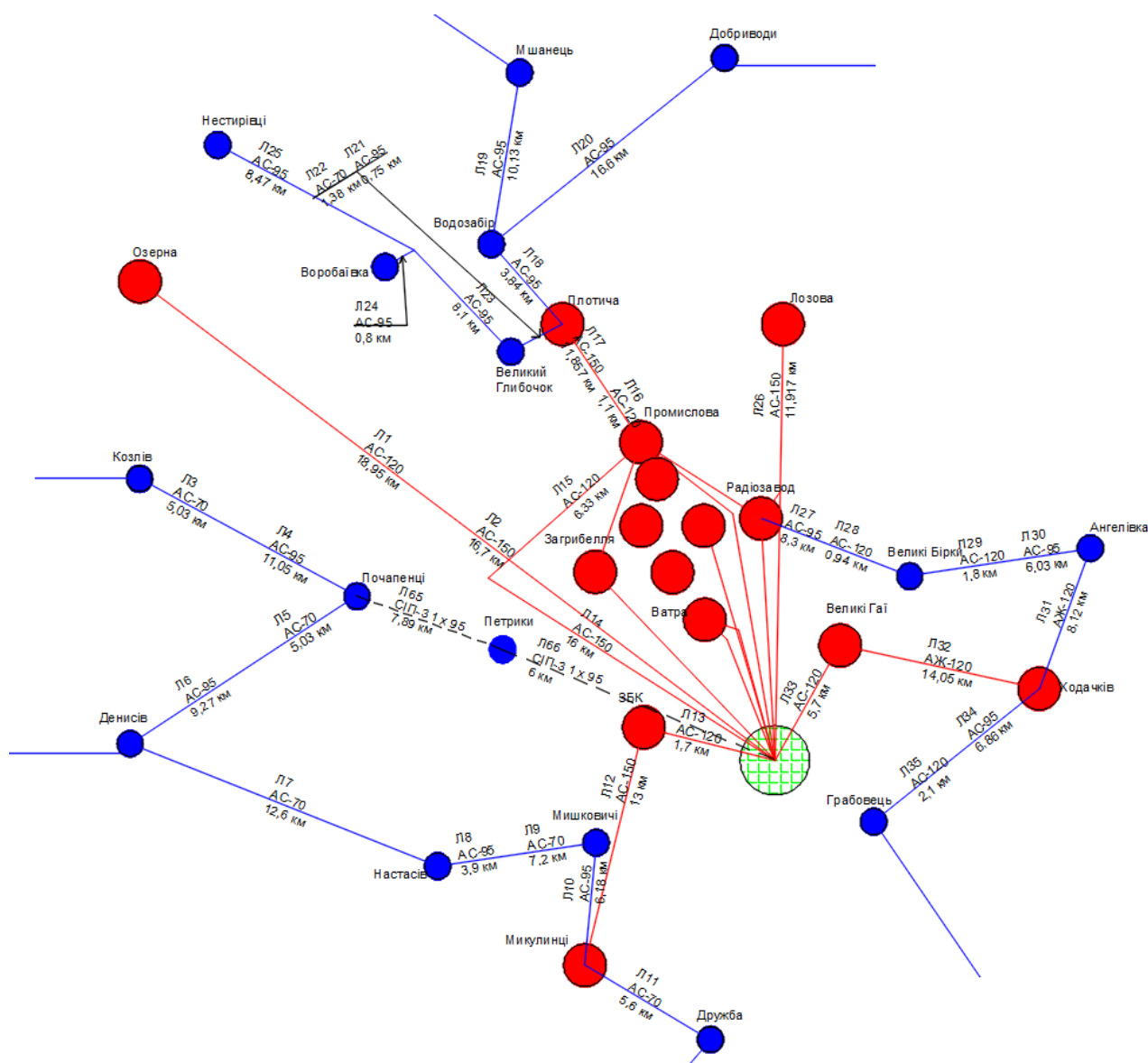


Рисунок 2.13 –Варіант 5 побудови нової ТП

Варіант 7.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 7 зображена на рис. 2.15. В варіанті 7 пропонується до побудови двоколова лінія Л – 65 завдовжки 9,8 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Мишковичі до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 7 буде тупикового типу.

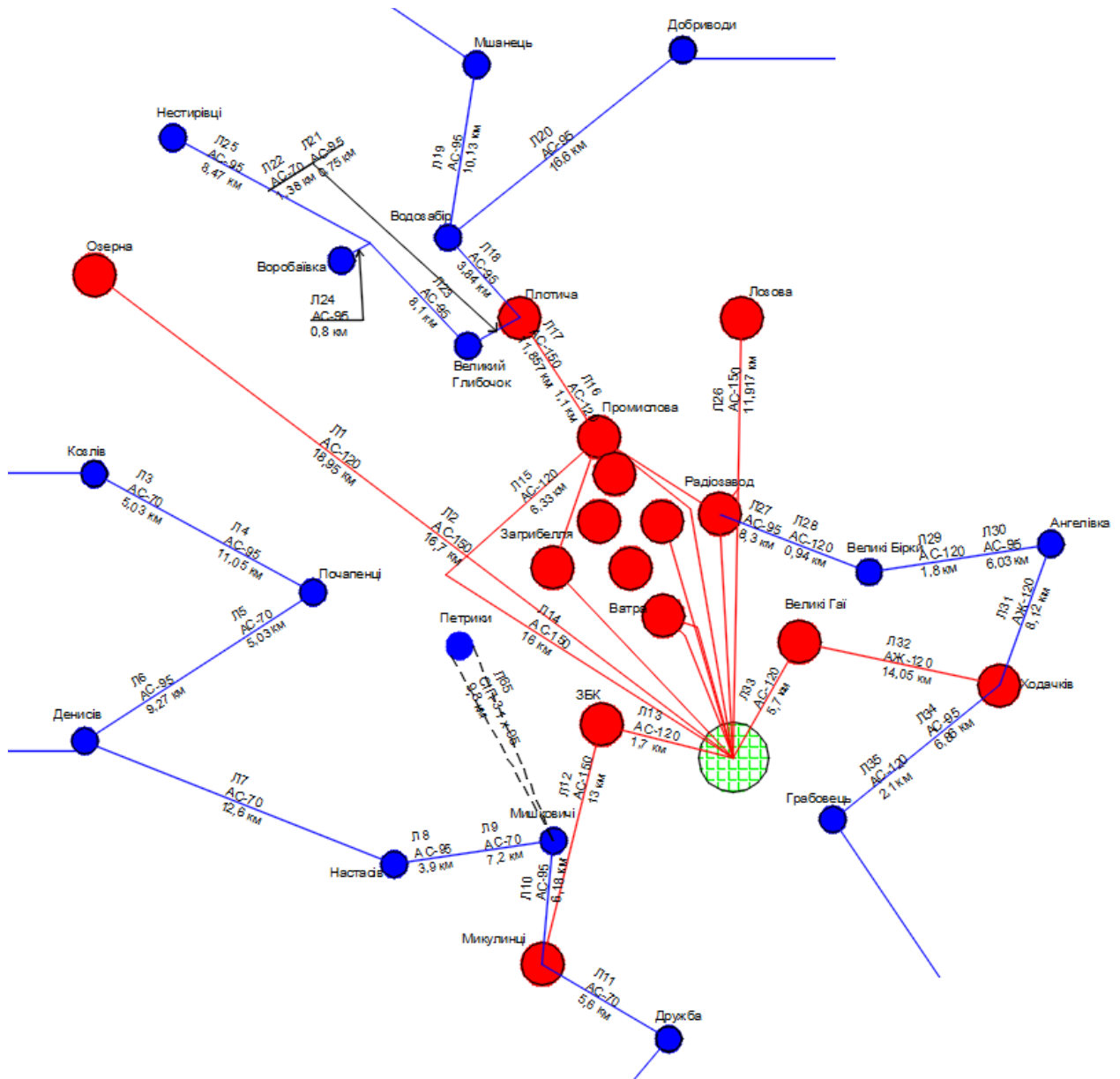


Рисунок 2.15 –Варіант 7 побудови нової ТП

Варіант 9.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 9 зображена на рис. 2.17. В варіанті 9 пропонується до побудови двоколова лінія Л – 65 завдовжки 12,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Настасів до ТП Петрики до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 9 буде тупикового типу.

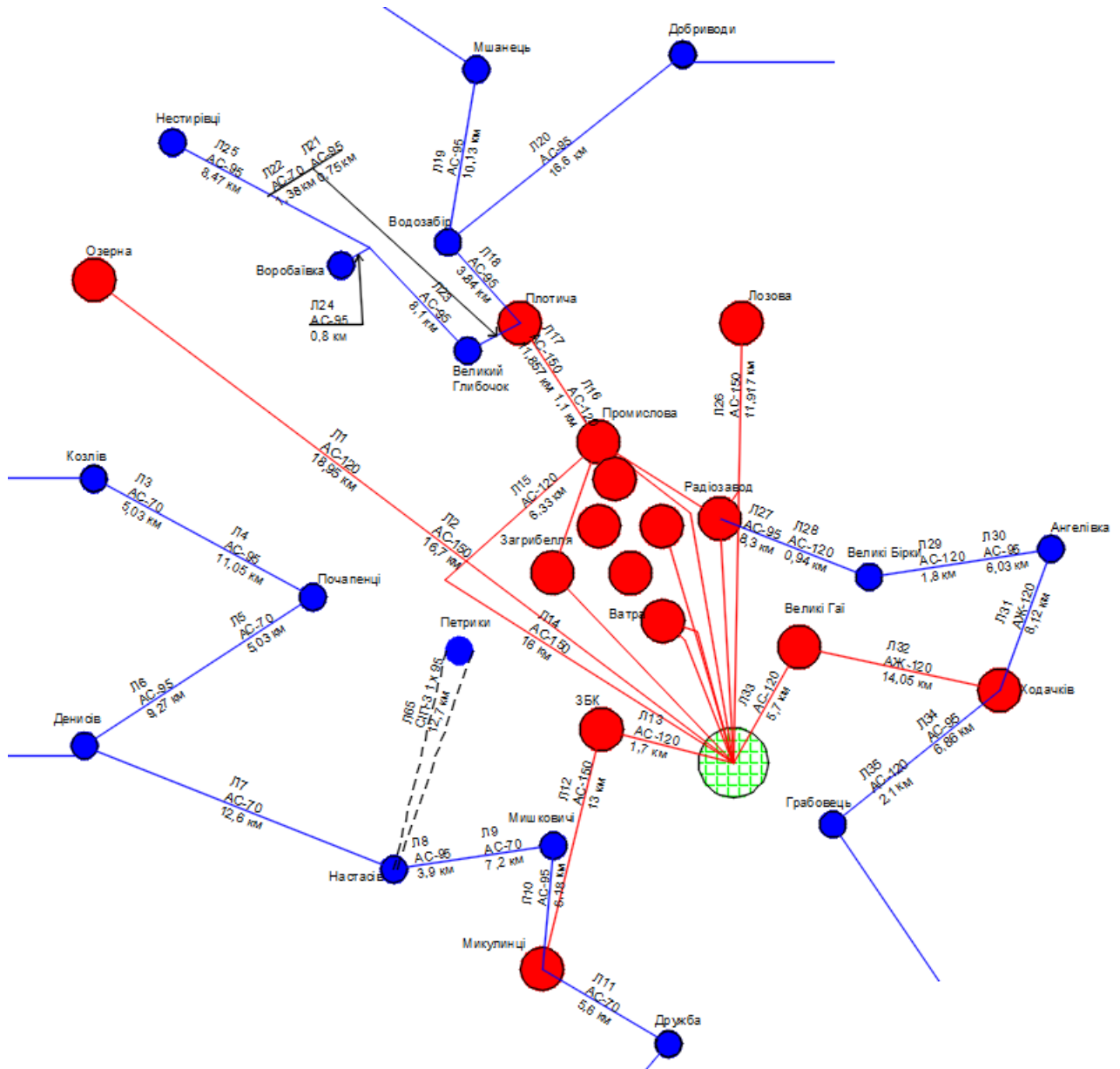


Рисунок 2.17 –Варіант 9 побудови нової ТП

Варіант 10.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 10 зображена на рис. 2.18. В варіанті 10 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 6 км проводом СП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 9,8 км проводом СП-3 1 х 95 із ПС Мишковичі до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 10 буде прохідного типу.

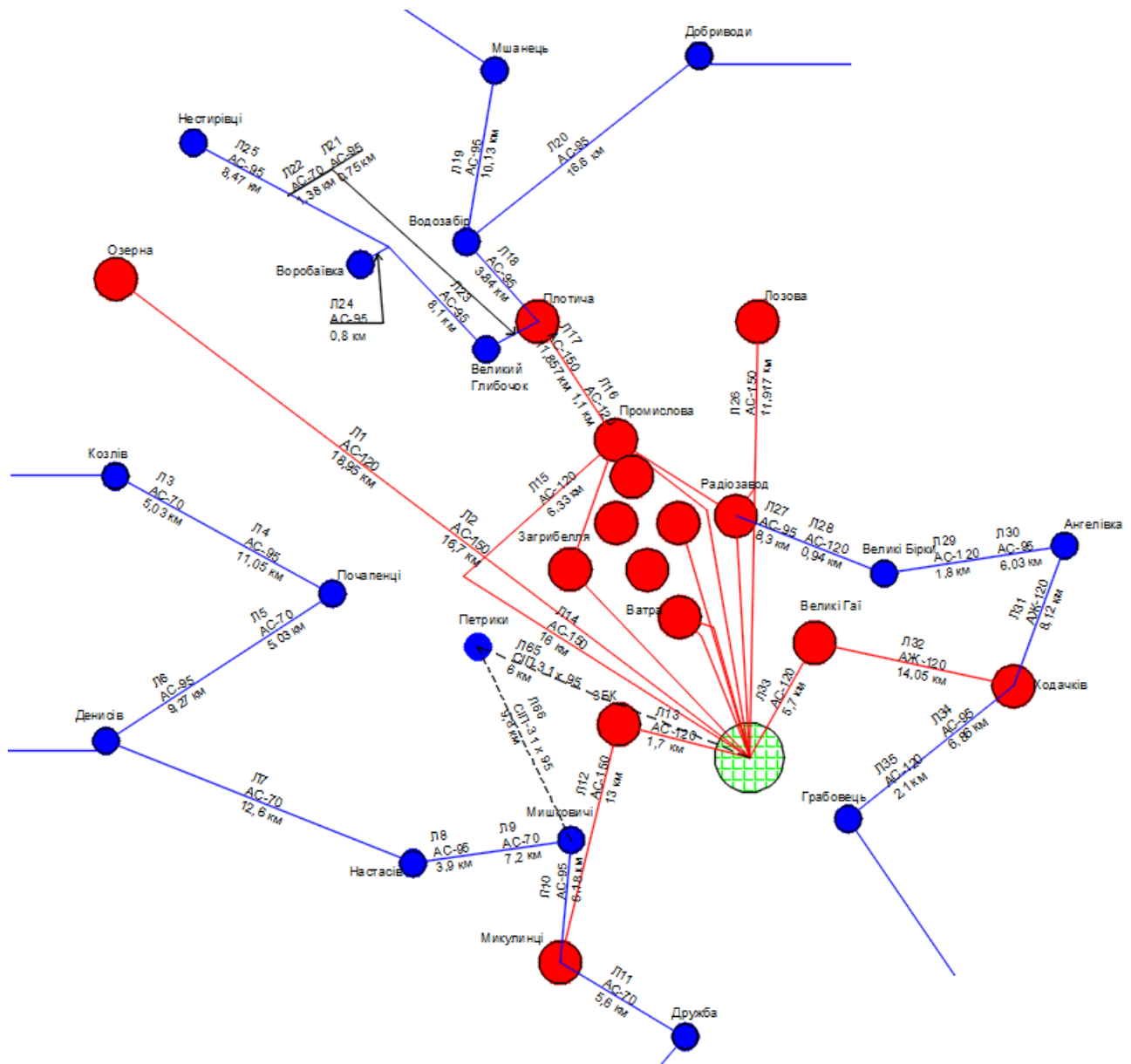


Рисунок 2.18 –Варіант 10 побудови нової ТП

Розглянуто тридцять п'ять варіантів розвитку Тернопільського РЕМ. В результаті аналізу запропоновано до встановлення трансформаторну ПС «Петрики» прохідного типу. Вибираємо п'ятий варіант, як найбільш доцільний. Довжина ПЛ СП-3 1 x 95 становить 13,89 км. Вибір обґрунтовано тим, що це забезпечить більшу надійність області, а також дасть змогу забезпечувати транзит потужності крізь вищу сторону ПС «Петрики».

2.5 Розрахунок силових трансформаторів та підбір кількості трансформаторів ПС Петрики

Споживачі ТП «Петрики» відносяться до трьох категорій по надійності електропостачання. Відповідно до даної інформації, ТП «Петрики» відповідає вимогам надійності електропостачання і буде будуватися двотрансформаторною.

В Додатку Б представлена методика по розрахунках трансформаторів.

У Додатку В представлено розрахунок трансформаторів, який отримано в *PTC MathCAD 15 M050*.

2.6 Висновки до Розділу 2

1. Представлено характеристику електричної мережі 35 кВ Тернопільського РЕМ. Це надає змогу здійснити розвиток ЕМ 35 кВ.
2. Здійснено розрахунки навантажень ПС «Петрики» для максимального та мінімального режимів роботи ЕМ.
3. Обґрунтовано побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу СП-3 1 x 95.
4. Розглянуто тридцять п'ять варіантів розвитку мережі Тернопільського РЕМ. Вибрано ТП «Петрики» прохідного типу. Це забезпечить більшу надійність роботи області, а також дасть змогу забезпечувати транзит потужності крізь вищу сторону ПС «Петрики».
5. Обґрунтовано встановлення ПС із двома трансформаторами. потужністю 5 МВА.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вибір варіантів схем головних електричних приєднань для високої та низької сторони підстанції

Схеми підбираємо відповідно до [5].

В другому розділі розглянуто тридцять п'ять варіантів розвитку Тернопільського РЕМ і прийнято до виконання п'ятий варіант як найкращий. Тобто запропоновано до встановлення трансформаторну ПС «Петрики» прохідного типу. Довжина ПЛ СІП-3 1 х 95 становить 13,89 км. Вибір обґрунтовано тим, що це забезпечить більшу надійність області, а також дасть змогу забезпечувати транзит потужності крізь високу сторону ПС «Петрики». Тому із табл. 3.1 перший варіант схеми електричних приєднань застосувати неможливо.

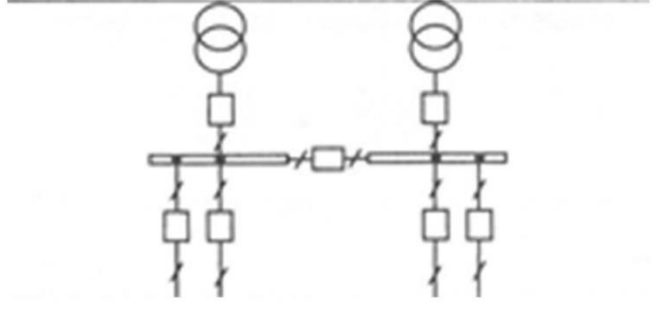
В Додатку Д описано алгоритм роботи схеми електричних приєднань для високої сторони.

Таблиця 3.1 – Висока сторона 35 кВ. Перелік та сфера застосування схем електричних приєднань.

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	<ol style="list-style-type: none"> 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 низької сторони 10 кВ в табл. 3.2 подано варіант схеми під'єднання.

Таблиця 3.2 – Низька сторона 10 кВ. Перелік та сфера застосування схем електричних приєднань.

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

Для низької сторони 10 кВ ПС «Петрики» будемо використовувати схему: «Одна секціонована вимикачем система шин». Дана схема застосовується на початку розвитку схеми низької напруги ПС «Петрики».

На рис. 3.1 показано схему приєднання ПС «Петрики».

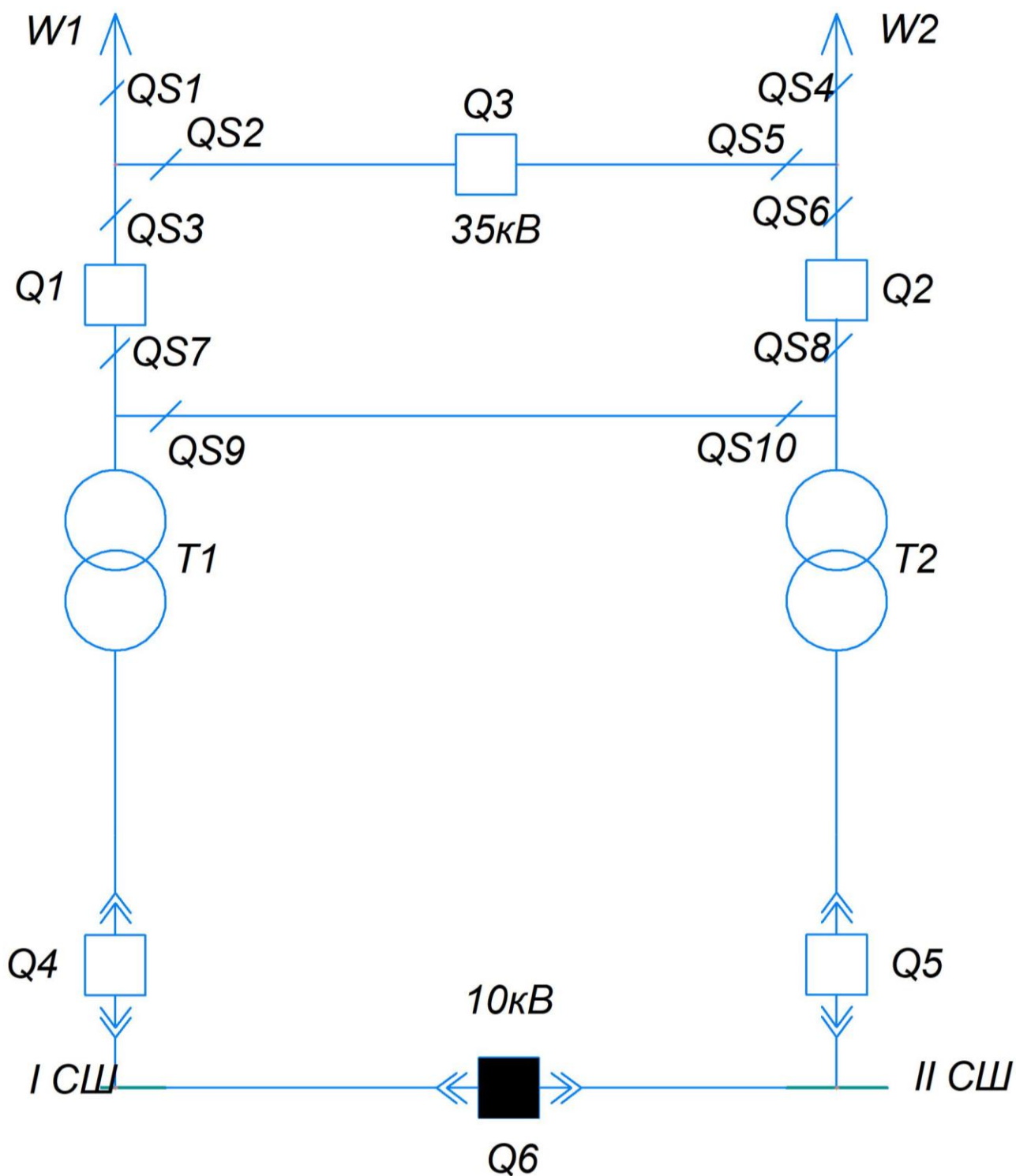


Рисунок 3.1 - Схема приєднання 35 кВ на ТП «Петрики».

На рис. 3.2 зображена загальна схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів».

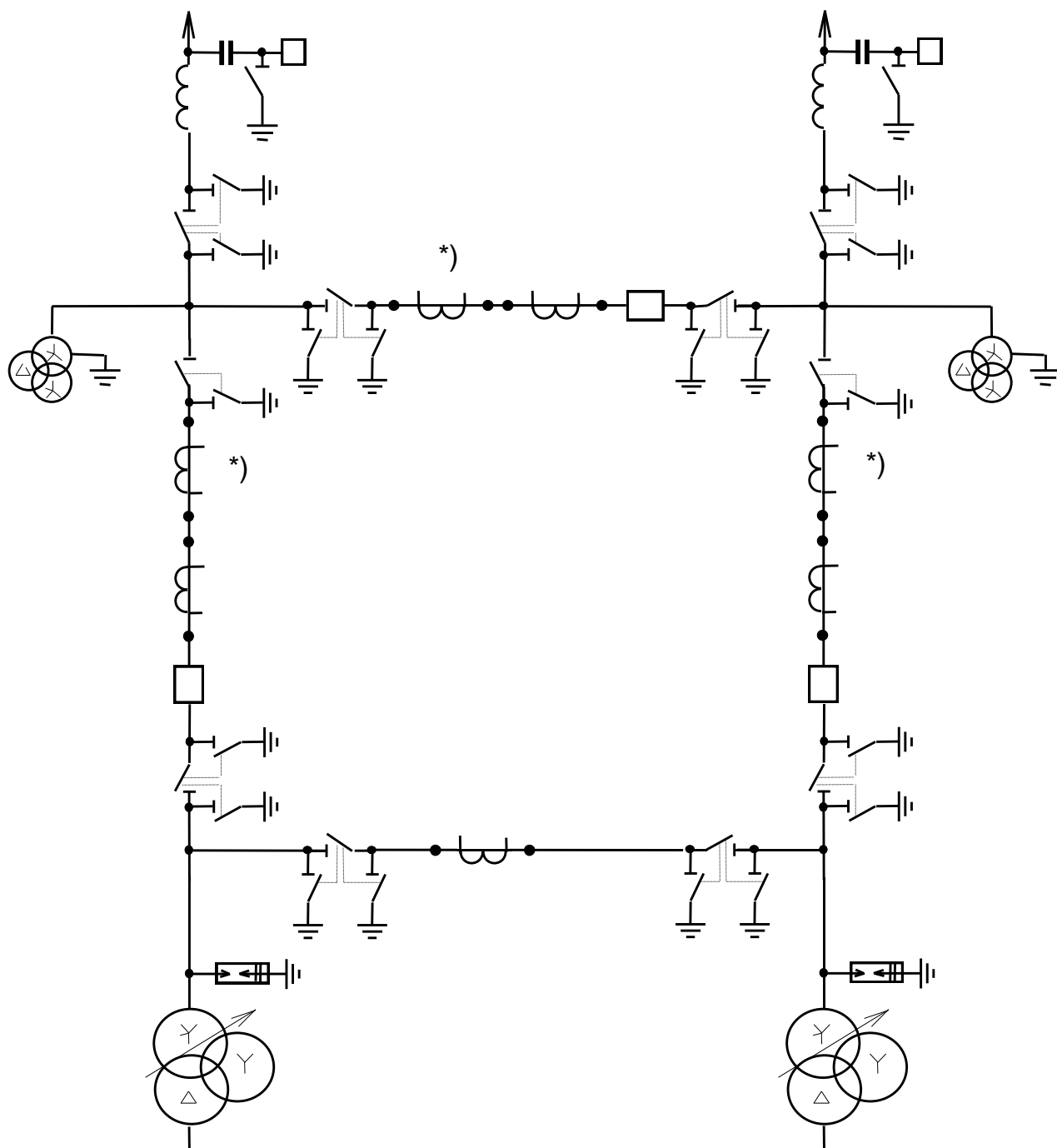


Рисунок 3.2. Загальна схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів».

Схема низької напруги 10 кВ “Одна секціонована вимикачем система шин” застосовується коли встановленні трансформатори, в яких нерозщеплені обмотки низької напруги 6–10 кВ [6].

На рис. 3.3 показана дана схема.

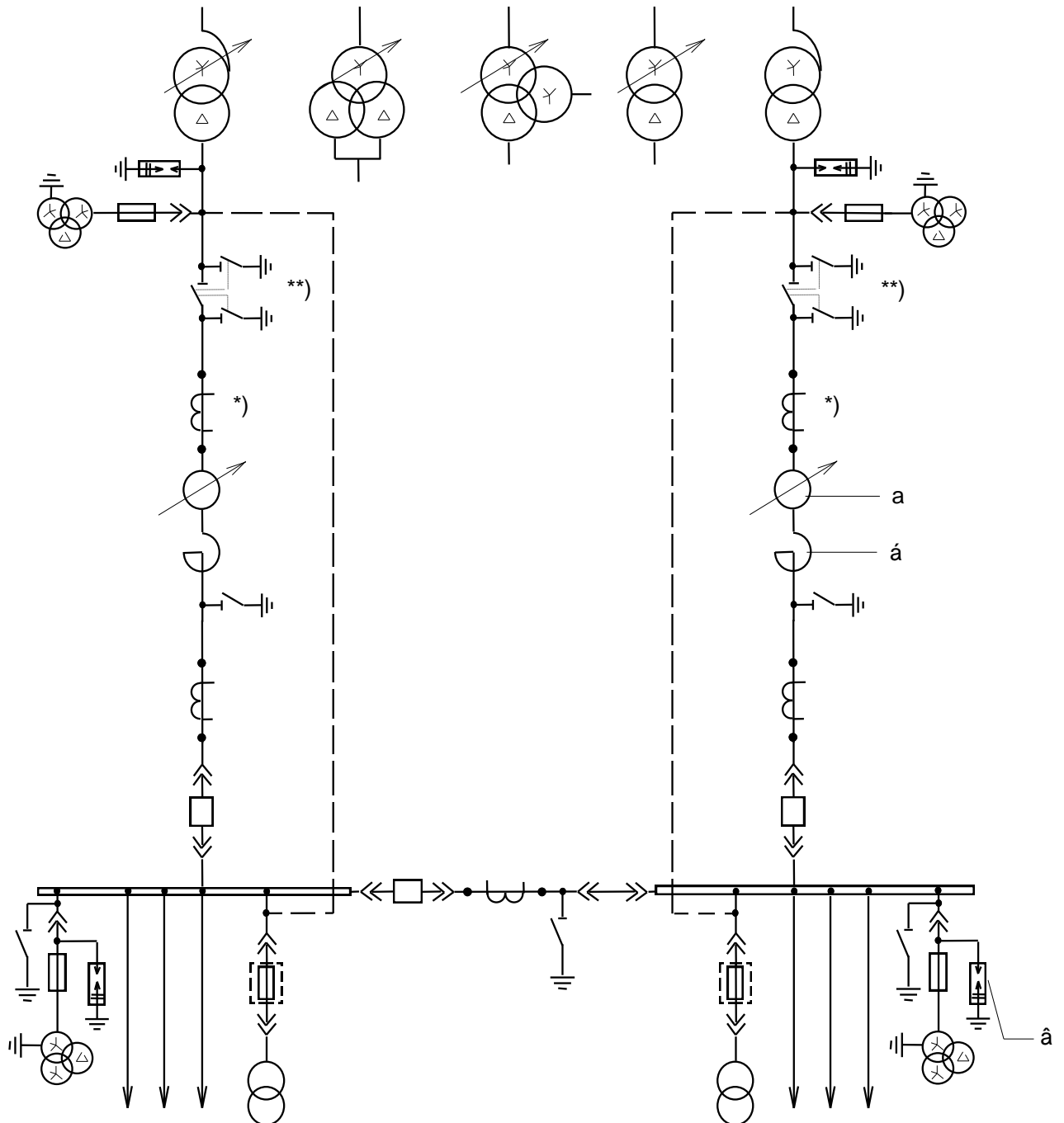


Рисунок 3.3. Схема низької напруги “Одна секціонована вимикачем система шин”.

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання подано у Додатку Е.

3.3 Вибір обладнання ТП «Петрики».

В Додатку Є подано розрахунок обладнання ТП «Петрики».

3.4 ТП «Петрики». Принципова схема.

Принципова схема ТП 35/10 кВ «Петрики» зображена на рис. 3.4.

Перелік вибраного обладнання ТП 35/10 кВ «Петрики» зображено у табл.

3.3.

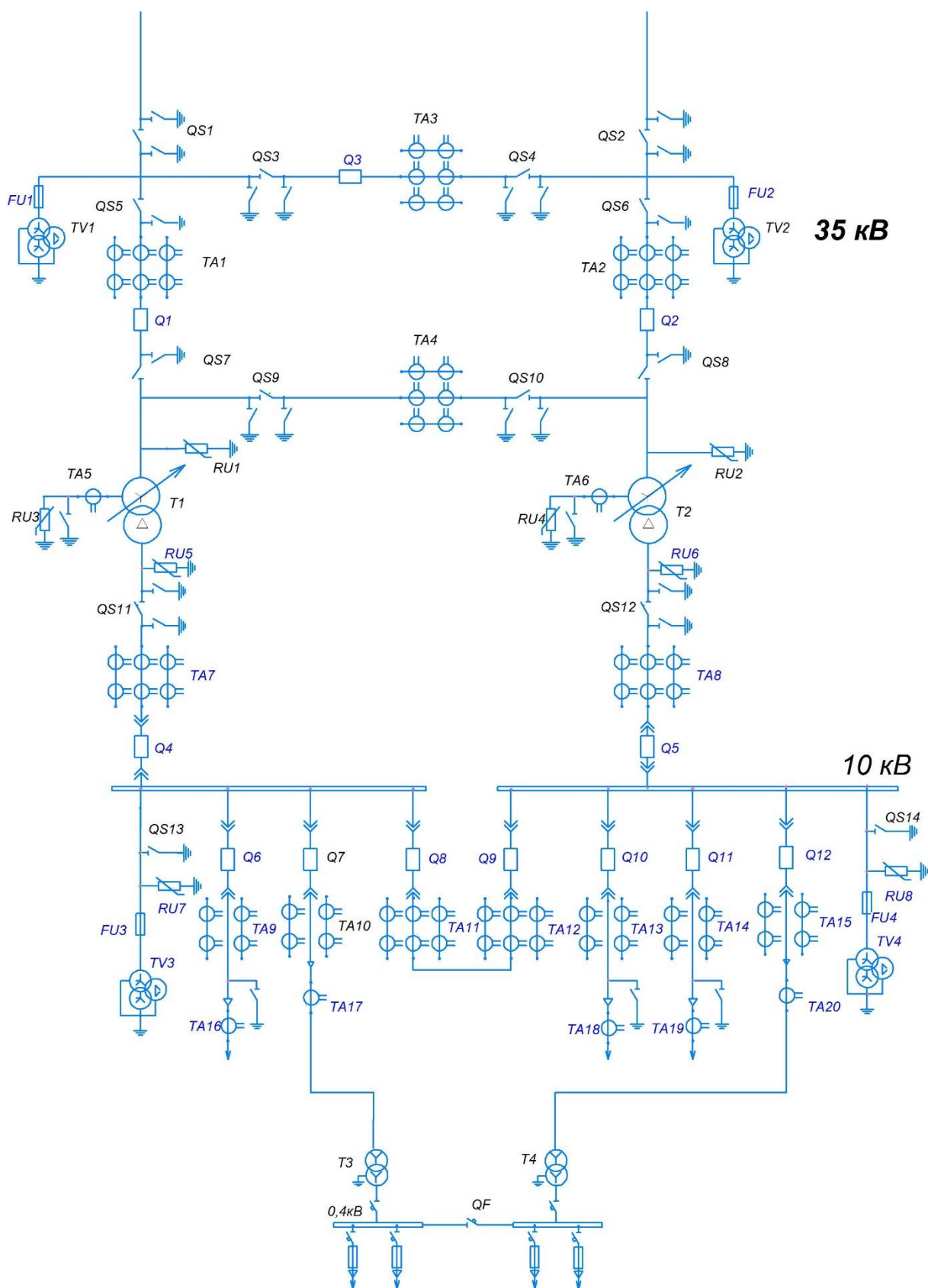


Рисунок 3.5 – ТП 35/10 кВ «Петрики». Принципова схема.

Таблиця 3.17 – Перелік і прайс встановленого обладнання на ТП 35/10 кВ «Петрики».

Повна назва	Умовне позначення	Кількість	Ціна За шт.	Сума
Трансформатор Струму ТПОЛ-10	ТА7,ТА8,ТА9,ТА10,ТА11, ТА12,ТА13Т,А14,ТА15, ТА16,ТА17,ТА18,ТА19,ТА20	14	6 000 грн.	84 000 грн.
Роз'єднувач РНД-35/1000 У1	QS-1, QS-2, QS-3, QS-4, QS-5, QS-6, QS-7, QS-8, QS-9, QS-10.	10	34 200 грн.	342000 грн.
Вимикач вакуумний ВР1-10- 20/1000У2	Q4, Q5, Q6, Q7, Q8, Q,9, Q10, Q11, Q12.	9	61 600 грн.	554 400 грн.
Трансформатор Струму ТФЗМ-35А-У1	ТА1,ТА2,ТА3, ТА4,ТА5,ТА6.	6	24 000 грн.	144 000 грн.
Обмежувач перенапруги Siemens ЗЕР2-012-1PL1	RU1,RU2, RU3,RU4.	4	5 500 грн.	22 000 грн.
Обмежувач перенапруги Siemens ЗЕР2-036-1PL1	RU5,RU6, RU7,RU8.	4	6 200 грн.	16 000 грн.
Вимикач вакуумний Siemens 3AF01	Q1, Q2, Q3.	3	423 167 грн.	1 269 501 грн.

Продовження таблиці 3.17

Роз'єднувач РВЗ-10/1000 ІУЗ	QS-11, QS-12.	2	6 100 грн.	12 200 грн.
Трансформатор напруги ЗНОМП-35 У1	TV1,TV2.	2	38 000 грн.	76 000 грн.
Трансформатор силовий ТМ- 2500/35	T1,T2.	2	750 000 грн.	1 500 000 грн.
Запобіжник ПТК-101-35-2-8 УЗ	FU1,FU2.	2	8 600 грн.	17 200 грн.
Трансформатор напруги ЗНМІ-10 ІУ2	TV4,TV5.	2	33 200 грн.	66 400 грн.
Трансформатор власних потреб ТСП-100/10	T3,T4.	2	358 000 грн.	716 000 грн.
Запобіжник ПТК-101-10-2- 31,5 УЗ	FU3,FU4.	2	1 160 грн	2 320 грн.

На рис.3.6 зображений трансформатор струму ТПОЛ-10.



Рисунок 3.6 - Трансформатор струму ТПОЛ-10.

Характеристику трансформатора струму ТПОЛ-10 показано в табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Характеристика Трансформатора Струму ТПОЛ-10.

Параметр	Значення
Номінальна частота	50 Гц
Найбільша робоча напруга	12 кВ
Номінальна напруга	10 кВ
Мінімальний первинний струм	5 А
Вторинний струм	5 А
Клас точності вторинної обмотки:	
- для вимірювань	0,2;0,25;0,5;0,55
- для захисту	10
Маса	18 кг

На рис.3.7 зображений роз'єднувач РНД-35/1000 У1.



Рисунок 3.7 –Роз'єднувач РНД-35/1000 У1.

Характеристику роз'єднувача РНД-35/1000 У1 показано в табл. 3.19.

Таблиця 3.19 – Характеристика роз'єднувача РНД-35/1000 У1.

Параметр	Значення
Заземлювачів типу	ЗОН
Застосовується для ТС	10-35 кВ типу ТОЛУ, ТПЛ, ТЛМ, ТПЛУ, ТФЗМ
Застосовується для ТН	6-110 кВ типу НАМИ, НТМИ, НОЛ, ЗНОЛ, ЗНОМП, ЗНОМ, НКФ;
Застосовується для напруги	3.3-110 кВ

На рис.3.8 зображений обмежувач перенапруги Siemens 3EP2-036-1PL1.



Рисунок 3.8- Обмежувач перенапруги Siemens 3EP2-036-1PL1

Характеристику обмежувача перенапруги Siemens 3EP2-036-1PL показано в табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Характеристика обмежувача перенапруги Siemens 3EP2-036-1PL

Параметр	Значення
Номінальна напруга	35 кВ
Максимально допустима напруга для електроустановки	36 кВ
Номінальний Струм ОПН	10 кА
Максимальне значення струму грозового розряду	20 кА
Максимальний клас розряду лінії	5
Матеріал корпусу	Фарфор

На рис.3.9 зображений обмежувач перенапруги Siemens 3EP2-012-1PL1.



Рисунок 3.9 - Обмежувач перенапруги Siemens 3EP2-012-1PL1

Характеристику обмежувача перенапруги Siemens 3EP2-012-1PL показано в табл. 3.21.

Таблиця 3.21 – Характеристика обмежувача перенапруги Siemens 3EP2-012-1PL

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Максимально допустима напруга для електроустановки	12 кВ
Номінальний Струм ОПН	10 кА
Максимальне значення струму грозового розряду	20 кА
Максимальний клас розряду лінії	5
Матеріал корпусу	Фарфор

На рис.3.10 зображений вакуумний вимикач ВР1-10-20/1000У2.



Рисунок 3.10 - Вакуумний вимикач ВР1-10-20/1000У2.

Характеристику вакуумного вимикача ВР1-10-20/1000У2 показано в табл. 3.22.

Таблиця 3.22 – Характеристика вакуумного вимикача ВР1-10-20/1000У2.

Параметр	Значення
Номінальна напруга	6-10 кВ
Номінальна струм	630 - 1 250 А

На рис.3.11 зображений вакуумний вимикач Siemens 3AF01.



Рисунок 3.11 - Вакуумний вимикач Siemens 3AF01

Характеристику вакуумного вимикача Siemens 3AF01 показано в табл. 3.23.

Таблиця 3.23 – Характеристика вакуумного вимикача Siemens 3AF01.

Параметр	Значення
Номінальна напруга	40,5 кВ; 200 кВ / 95 кВ
Номінальна струм відключення	31,5 кА
Номінальна струм	2000 А

На рис.3.12 зображений трансформатор струму ТФЗМ-35А-У1.



Рисунок 3.12 - Трансформатор Струму ТФЗМ-35А-У1

Характеристику трансформатора струму ТФЗМ-35А-У1 показано в табл. 3.24.

Таблиця 3.24 – Характеристика вакуумного вимикача ВР1-10-20/1000У2

Параметр	Значення
Номінальна напруга	35 кВ
$U_{\text{ном.роб.}}$	40,5 кВ
$I_{\text{ном1}}$	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000 А
$I_{\text{ном2}}$	5 А
Кількість вторинних обмоток	2

На рис.3.13 зображений трансформатор напруги ЗНОМП-35 У1.



Рисунок 3.13 - Трансформатор напруги ЗНОМП-35 У1

Характеристику трансформатора напруги ЗНОМП-35 У1 показано в табл. 3.25.

Таблиця 3.25 – Характеристика трансформатора напруги ЗНОМП-35 У1.

Параметр	Значення
Діапазон напруги	27,35 кВ
Заповнений	трансформаторною оливою
класі точності	0,2

На рис.3.14 зображений роз'єднувач РВЗ-10/1000 ІУЗ.

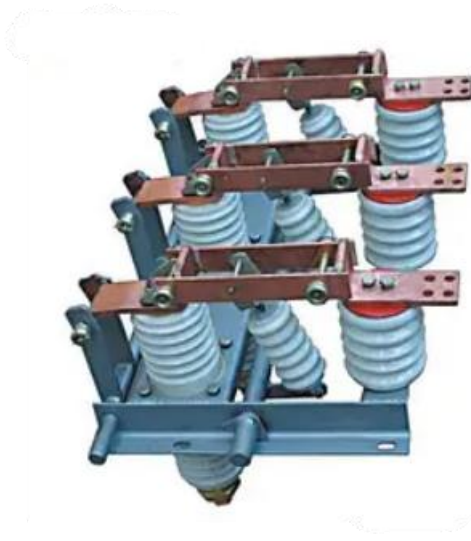


Рисунок 3.14 - Роз'єднувач РВЗ-10/1000 ІУЗ

Характеристику роз'єднувача РВЗ-10/1000 ІУЗ показано в табл. 3.26.

Таблиця 3.26 – Характеристика роз'єднувача РВЗ-10/1000 ІУЗ.

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Найбільша робоча напруга	12 кВ
Ресурс з механічної міцності	10 000 разів
Номінальна струм	400 А
Маса	30 кг
Габарити	520x642x460 мм

На рис.3.15 зображений силовий трансформатор ТМ-2500/353.



Рисунок 3.15 - Силовий трансформатор ТМ-2500/35

Характеристику силового трансформатора ТМ-2500/35 показано в табл. 3.27.

Таблиця 3.27 – Характеристика силового трансформатора ТМ-2500/35.

Параметр	Значення
Напруга первинної обмотки (високої напруги)	35кВ
Напруга вторинної обмотки (низької напруги)	2,5 кВ

На рис.316. зображений запобіжник ПКТ-101-35-2-8 УЗ.



Рисунок 3.16 - Запобіжник ПКТ-101-35-2-8 УЗ

Характеристику запобіжник ПКТ-101-35-2-8 УЗ показано в табл. 3.28.

Таблиця 3.28 – Характеристика запобіжника ПКТ-101-35-2-8 УЗ.

Параметр	Значення
Номінальна напруга	35 кВ
Номінальний струм	2 кВ
Маса	4,9 кг
Номінальний струм відсічки	8 кА

На рис.3.17 зображений трансформатор напруги ЗНМІ-10 ІУ2.



Рисунок 3.17 - Трансформатор напруги ЗНМІ-10 ІУ2.

Характеристику трансформатора напруги ЗНМІ-10 ІУ2 показано в табл. 3.29.

Таблиця 3.29 – Характеристика трансформатора напруги ЗНМІ-10 ІУ2.

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Кількість фаз	3
Номінальна потужність, у класі точності	150 кА
Маса	86
Гранична потужність	1000 ВА

На рис.3.18 зображений запобіжник ПТК-101-10-2-31,5 УЗ.



Рисунок 3.18 - Запобіжник ПКТ-101-10-2-31,5 УЗ.

Характеристику запобіжник ПКТ-101-10-2-31,5 УЗ показано в табл. 3.30.

Таблиця 3.30 – Характеристика 101-10-2-31,5 УЗ

Параметр	Значення
Номінальна напруга	10 кВ
Номінальний струм	2 кВ
Маса	4,9 кг
Номінальний струм відсічки	31,5 кА

3.5 Висновки до розділу 3

1. Здійснено вибір схеми приєднань для *РП – 35кВ* та *РП – 10 кВ*.
2. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.
3. Проведено вибір електрообладнання для розподільчих пристроїв *35 кВ* та *10 кВ*.
4. Запропонована схема електрична принципова ТП 35/10 кВ «Петрики».

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 Розробка конкретних заходів щодо боротьби із статичною електрикою.

Небезпека від статичної електрики виходить у тому випадку[19], якщо вона спровокована попереднім впливом напруги на корпус якого-небудь приладу, який потім було відключено від мережі. У цьому випадку міг накопичитися великий заряд, здатний серйозно вразити людину струмом. Наслідком цього можуть стати опіки або тимчасове оніміння кінцівок, які

контактували з пристроєм. Часом у побуті подібна небезпека також може виходити від розеток через те, що при їх нормальній експлуатації електроди вилки труться об пластик та отримують певний статичний заряд, здатний багаторазово посилитися за рахунок навколишнього електромагнітного поля.

Крім того, статична електрика може бути небезпечно не сама по собі, а як фактор, який провокує загоряння. Наприклад, маленька іскра, яка народжується від тертя декількох різнорідних матеріалів, може перекинутися на сусідні об'єкти. Пожежі, причиною яких послужила електростатика, нерідко відбуваються на складах зерна та різних отрутохімікатів, а також палива та різноманітних спиртовмісних рідин. Усі речовини, які мають гарну горючість, а також дрібнодисперсні порошки потенційно можуть спалахнути від, здавалося б, абсолютно безпечної статичної електрики.

Фахівці розрізняють три види електростатичного розряду. Розглянемо їх:

1. Іскровий розряд виникає між двома умовно рівнозначними об'єктами, порівнянними за величиною – наприклад, людиною та електроприладом. Іскра може мати майже будь-яку потужність, а тому за наявності у повітрі парів легкозаймистих рідин можлива серйозний пожежа.

2. Кистьовий розряд відбувається між будь-яким об'єктом та гострим кутом зарядженого тіла, яке є діелектриком. Його енергія значно менше, ніж іскрового, а тому рівень небезпеки вважається нижче середнього. Даний розряд дуже короткочасний й більше лякає тріском, аніж самим ударом.

3. Ковзкий розряд може проявити себе при терті тонких листових матеріалів – наприклад, при згортанні листа металу у рулон. Крім того, накопичення заряду можливе на етапі розпилення будь-якого покриття за умови подальшого руху шарів матеріалу між собою. Величина розряду порівняна з першим типом, хоча й трохи менше.

Статична електрика знайшла своє застосування усього у декількох областях людського життя.

У промисловості електростатику застосовують для оптимізації процесу фарбування різних деталей. Фарбу заряджають однією полярністю, а предмет –

іншою, й здійснюють розпилення. Завдяки взаємному тяжінню якість та рівномірність фарбування збільшуються, швидкість обробки однієї деталі зростає, а витрата фарби знижується мінімум удвічі.

Схожий ефект застосовується у лазерних принтерах з папером та графітовим порошком. Їх заряджають різнополюсними зарядами й завдяки цьому тонер чітко лягає на відведені для цього місця. Саме цей принцип свого часу дозволив перейти від струменевого та матричного друку до цифрового та лазерного.

4.3 Природні загрози та характер їхній проявів і дій на людей, тварин, рослин.

Найбільші збитки з усіх стихійних лих спричиняють повені (40%), на другому місці – тропічні циклони (20%), на третьому і четвертому місцях (по 15%) – землетруси та посухи[20].

Стихійні лиха – це природні явища, які мають надзвичайний характер та призводять до порушення нормальної діяльності населення, загибелі людей, руйнування і нищення матеріальних цінностей.

За причиною виникнення стихійні лиха поділяють на:

- тектонічні (пов'язані з процесами, які відбуваються в надрах землі), до них належать землетруси, виверження вулканів;
- топологічні (пов'язані з процесами, які відбуваються на поверхні землі), до них належать повені, зсуви, селі;
- метеорологічні (пов'язані з процесами, які відбуваються в атмосфері), до них належать спека, урагани, посуха та ін.

Землетруси – це різкі коливання земної кори, викликані переміщенням мас гірських порід в надрах Землі.

Землетруси. Щороку в світі відбувається близько 1 млн. землетрусів, 1000 з яких завдають значних збитків.

В Україні сейсмічно небезпечними є Карпати та гірський Крим.

Правила поведінки в умовах землетрусу:

- дуже важливо зберігати спокій;
- перебуваючи у приміщенні слід негайно зайняти безпечне місце (наприклад, дверні отвори внутрішніх несучих стін). Потрібно пам'ятати, що найчастіше руйнуються зовнішні стіни будинків. Потрібно триматися подалі від вікон і важких предметів.

- не слід вибігати з будинку, тому що уламки, які падають є небезпечними. Безпечніше перечекати землетрус там де він вас застав;

- у багатоповерхових будинках піз час землетрусу не можна користуватися ліфтами та сходами, тому що вони часто обвалюються;

- після припинення поштовхів потрібно терміново вийти на вулицю, відійти від будівель на відкрите місце;

- перебуваючи в автомобілі, що рухається, слід повільно зупинитися подалі від високих будинків, мостів, ліній електропередач. Необхідно залишатися в автомобілі до припинення поштовхів.

- опинившись у завалі, потрібно оцінити обстановку, надати собі першу допомогу та допомогу тим, хто її потребує. Важливо подавати знаки голосом, стуком. Людина може прожити без води та їжі понад два тижні.

Зсуви – це зміщення мас гірських порід вниз по схилу.

Тільки швидкі зсуви можуть спричинити катастрофи з людськими жертвами.

На території України зсуви найчастіше фіксуються на правобережжі Дніпра, Чорноморському узбережжі, в Закарпатті та Чернівецькій області.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Представлено характеристику електричної мережі 35 кВ Тернопільського РЕМ. Це надає змогу здійснити розвиток ЕМ 35 кВ.
2. Здійснено розрахунки навантажень ПС «Петрики» для максимального та мінімального режимів роботи ЕМ.
3. Обґрунтовано побудову повітряної ЛЕП із застосуванням проводу СІП-3 1 x 95.
4. Розглянуто тридцять п'ять варіантів розвитку мережі Тернопільського РЕМ. Вибрано ТП «Петрики» прохідного типу. Це забезпечить більшу надійність роботи області, а також дасть змогу забезпечувати транзит потужності крізь вищу сторону ПС «Петрики».
5. Обґрунтовано встановлення ПС із двома трансформаторами. потужністю 5 МВА.
6. Здійснено вибір схеми приєднань для РП – 35 кВ та РП – 10 кВ.
7. Проведено розрахунок струмів короткого замикання.
8. Проведено вибір електрообладнання для розподільчих пристроїв 35 кВ та 10 кВ.
9. Запропонована схема електрична принципова ТП 35/10 кВ «Петрики».

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. 2-ге вид., перероб. і доп. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 436 с.
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. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
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. Бабюк, С. М., Клебан, К. М., & Танасійчук, В. В. (2021). Шляхи підвищення надійності електропостачання. Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 5-6.
11. Купчик, В. О., Сердюк, Т. Т., Головачук, Г. І., Волосинецький, Р. Б., Мовчан, Л. Т., & Сисак, І. М. (2022). Підвищення надійності та пропускну здатності трансформаторних підстанцій. Матеріали XI Міжнародної науково-

практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 80-81.

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. Бабанін, Н. В., Сисак, І. М., Гапонюк, А. В., & Максимчук, О. М. (2017). Вибір трансформаторів підстанцій за навантажувальною здатністю. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 89-89.

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. Природні загрози та характер їхніх проявів і дії на організм людей, а

20. Статична електрика та способи боротьби з нею
<https://5watt.ua/uk/blog/statti/statichna-elektrika-ta-sposobi-borotbi-z-neyu>

21. І.В. Мартиновський , С.І. Романюк , І.Р. Козак , І.М. Сисак , канд. техн. наук, доц., А.Я. Лещук (2024) ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ ТЕРНОПІЛЬСЬКОГО РЕМ Збірник тез доповідей VII Міжнародна науково-технічна конференція „Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи”, 1,43-44 с.

ДОДАТКИ

Представлені варіанти 12-35

Варіант 12.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 12 зображена на рис. 2.20. В варіанті 12 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 9,8 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Мишковичі до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 12 буде прохідного типу.

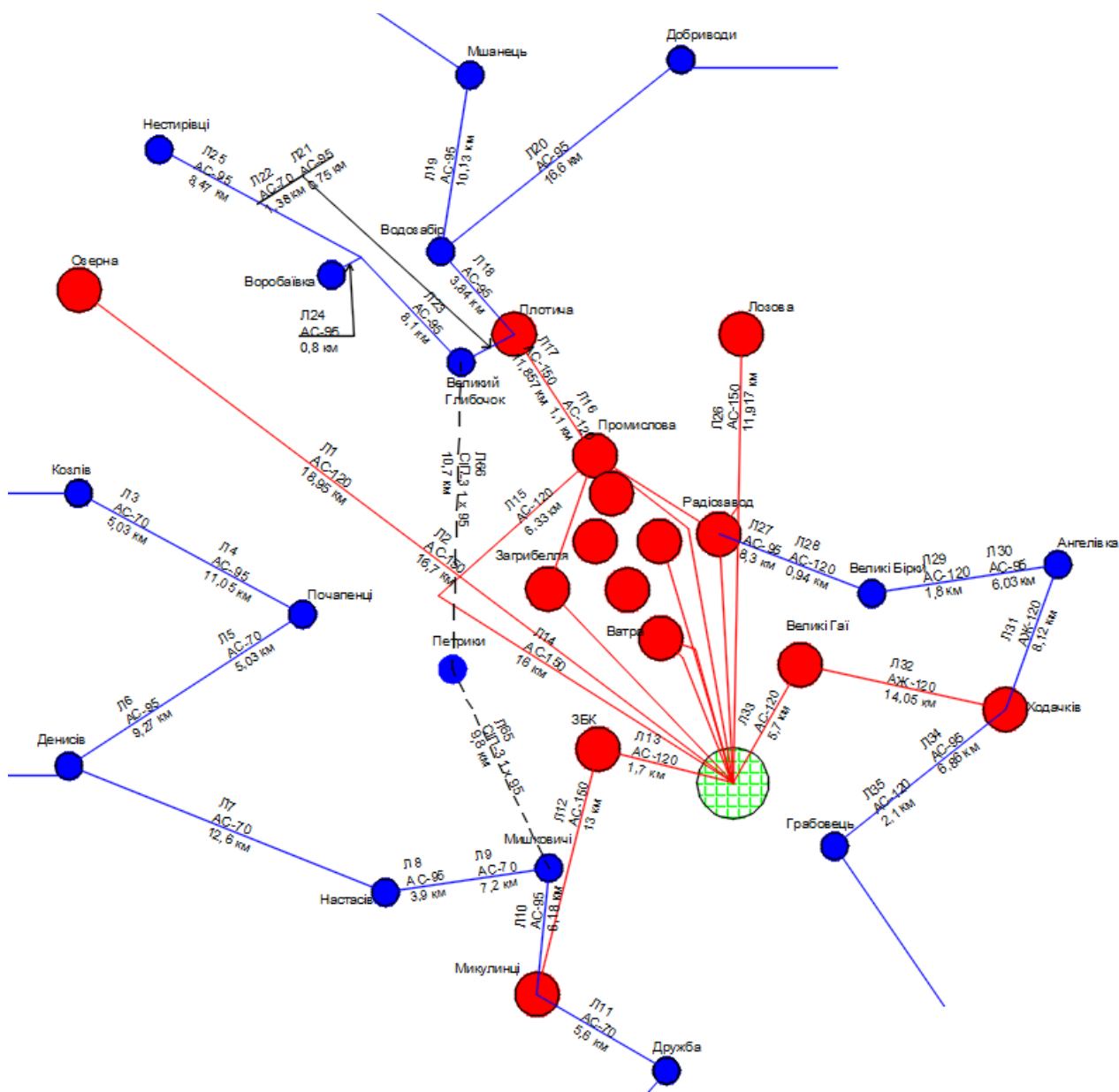


Рисунок 2.20 –Варіант 12 побудови нової ТП

Варіант 13.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 13 зображена на рис. 2.21. В варіанті 13 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СПП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 10,7 км проводом СПП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 13 буде прохідного типу.

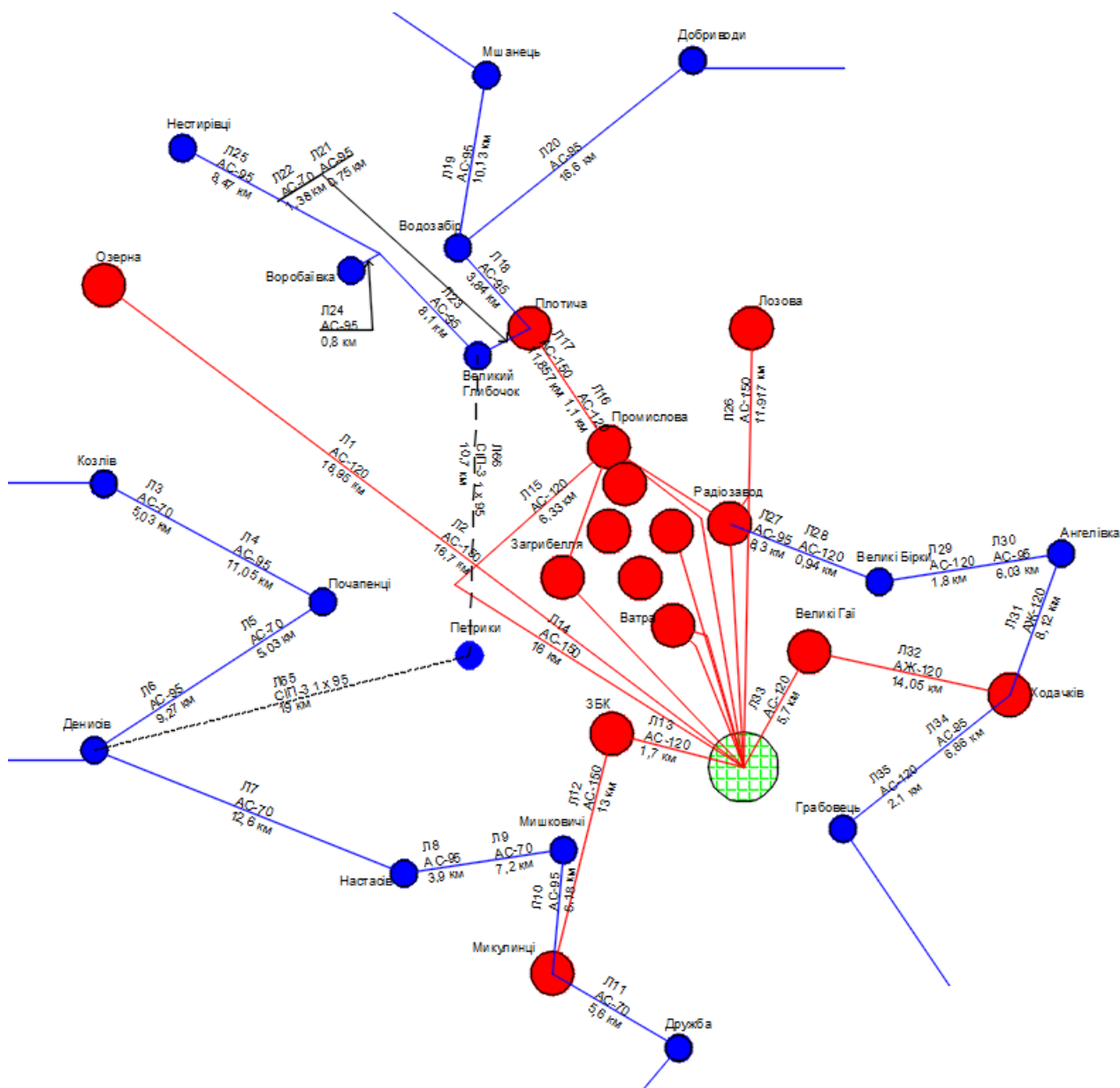


Рисунок 2.21 –Варіант 13 побудови нової ТП

Варіант 15.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 15 зображена на рис. 2.23. В варіанті 15 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 12,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Настасів до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 15 буде прохідного типу.

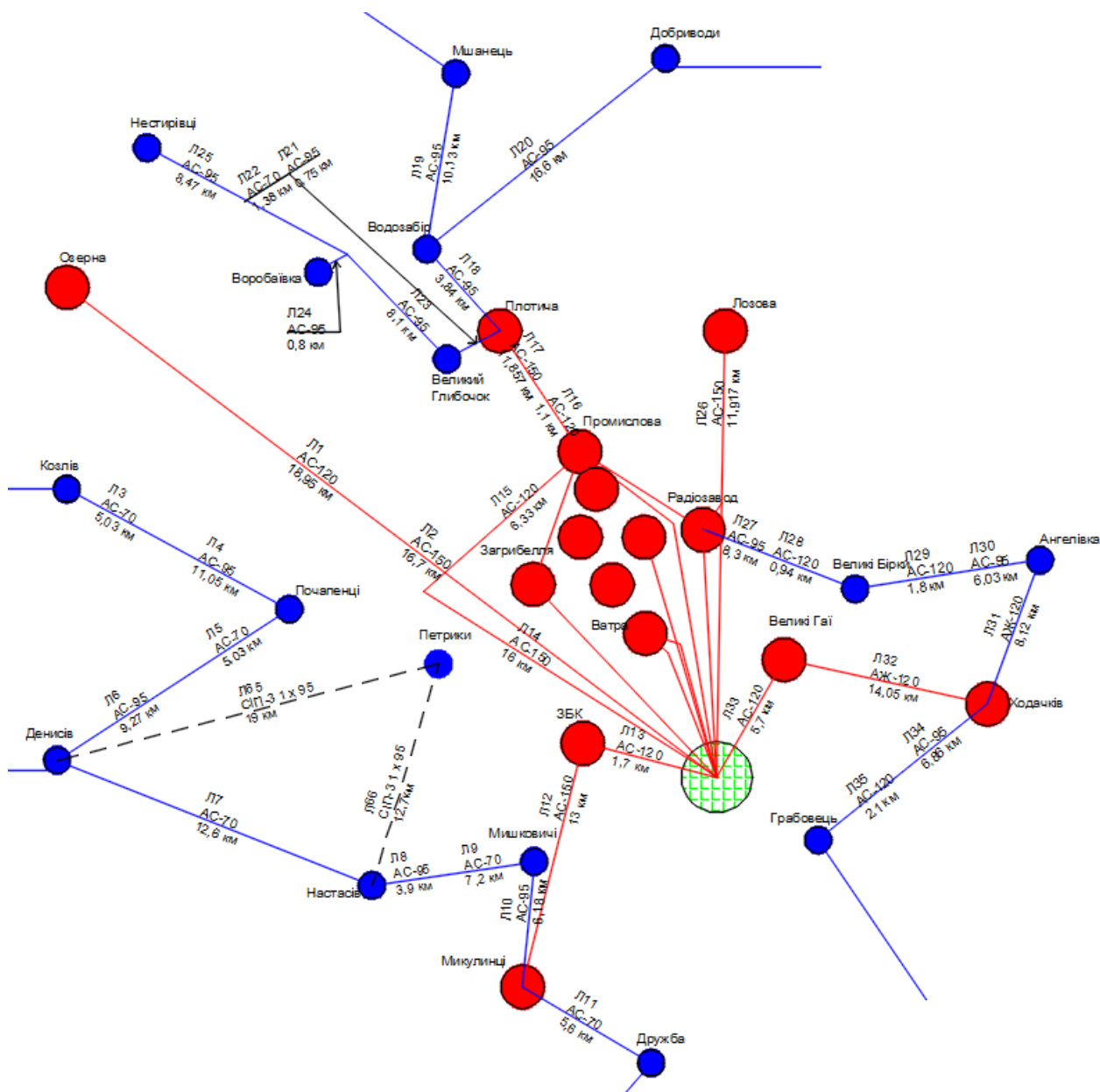


Рисунок 2.23 –Варіант 15 побудови нової ТП

Варіант 16.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 16 зображена на рис. 2.24. В варіанті 16 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 9,8 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Мишковичі до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 16 буде прохідного типу.

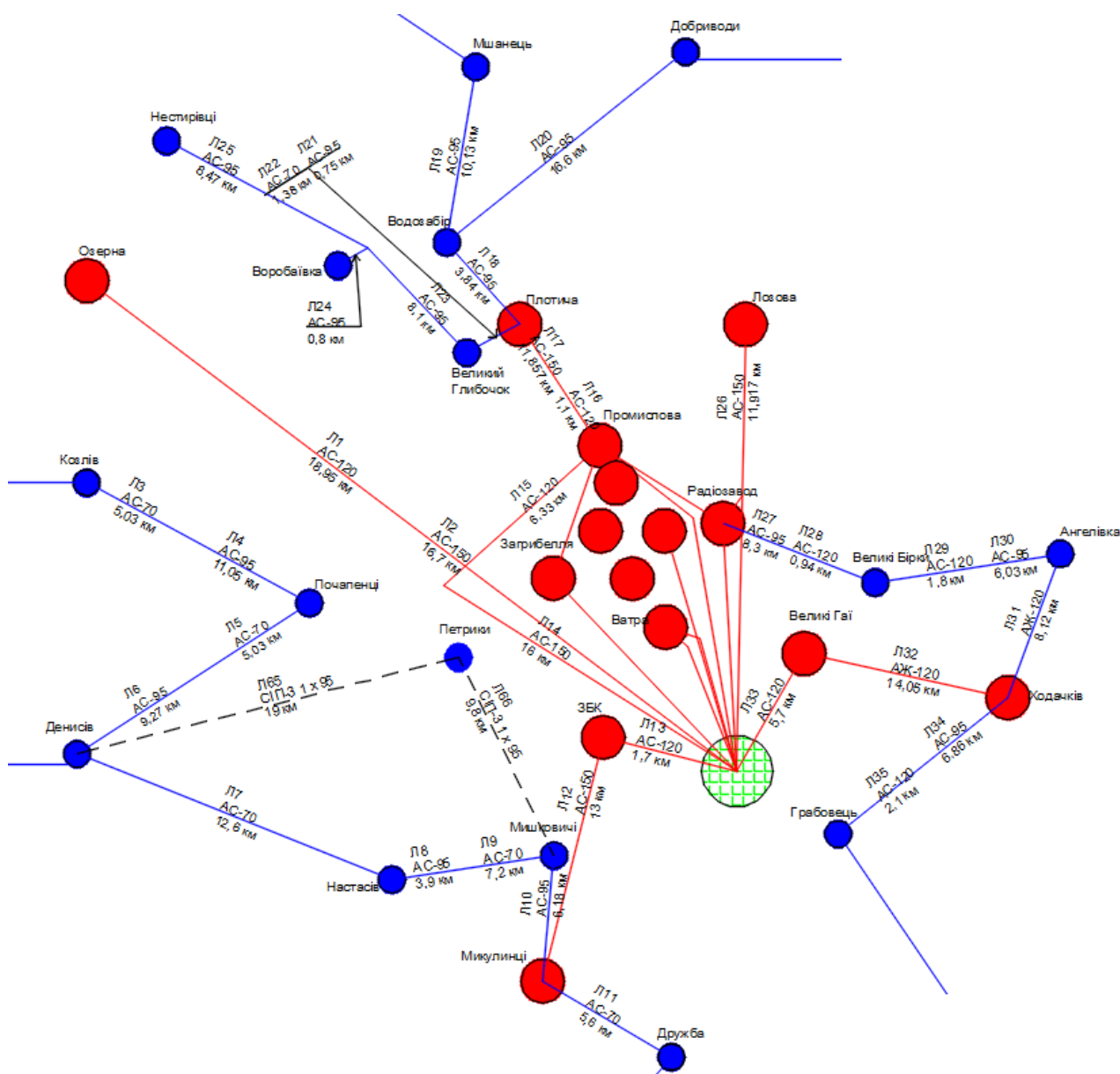


Рисунок 2.24 – Варіант 16 побудови нової ТП

Варіант 17.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 17 зображена на рис. 2.25. В варіанті 17 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 6 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до трансформаторної підстанції Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 17 буде прохідного типу.

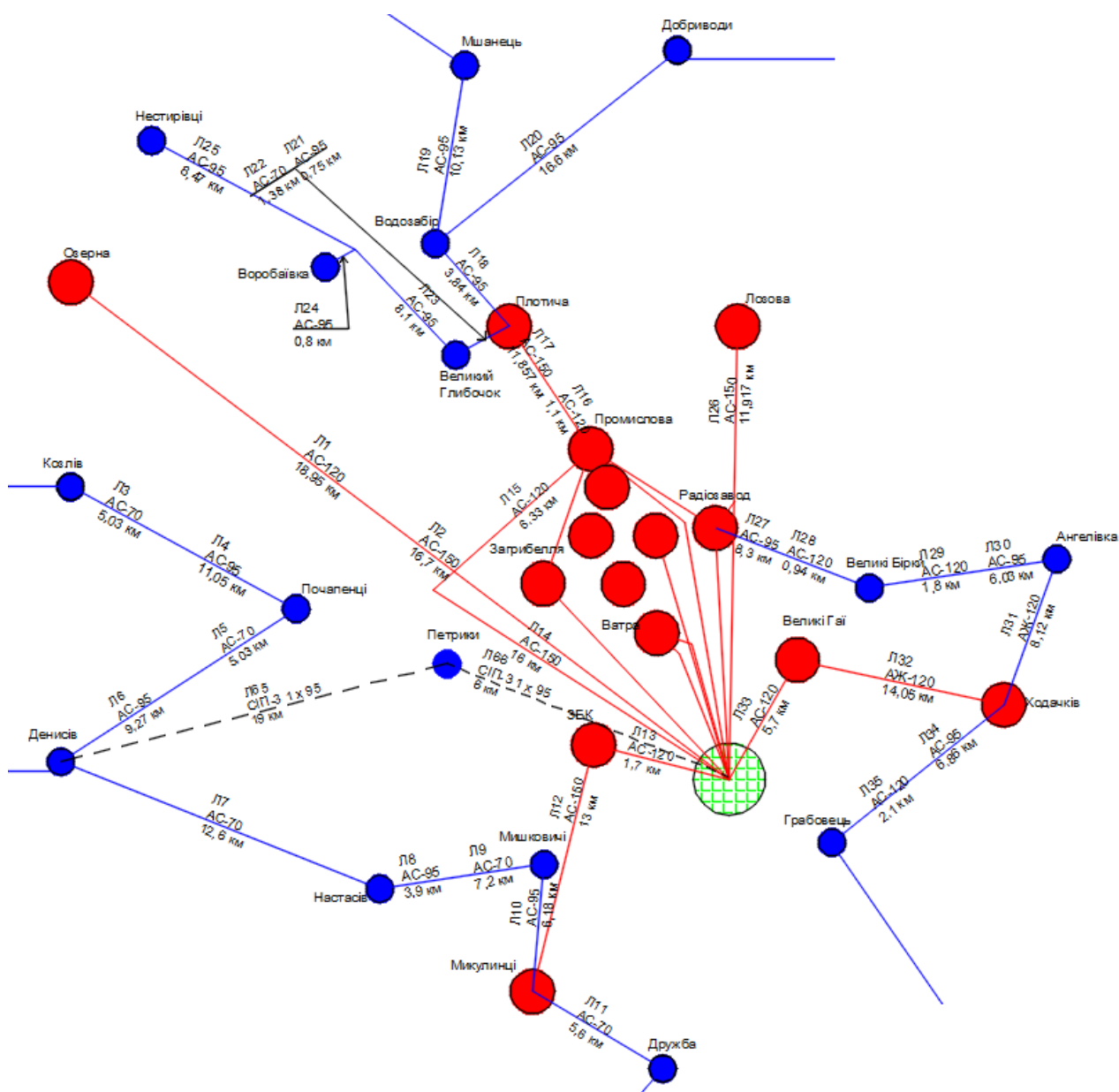


Рисунок 2.25 –Варіант 17 побудови нової ТП

Варіант 18.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 18 зображена на рис. 2.26. В варіанті 18 пропонується до побудови двоколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 18 буде тупикового типу

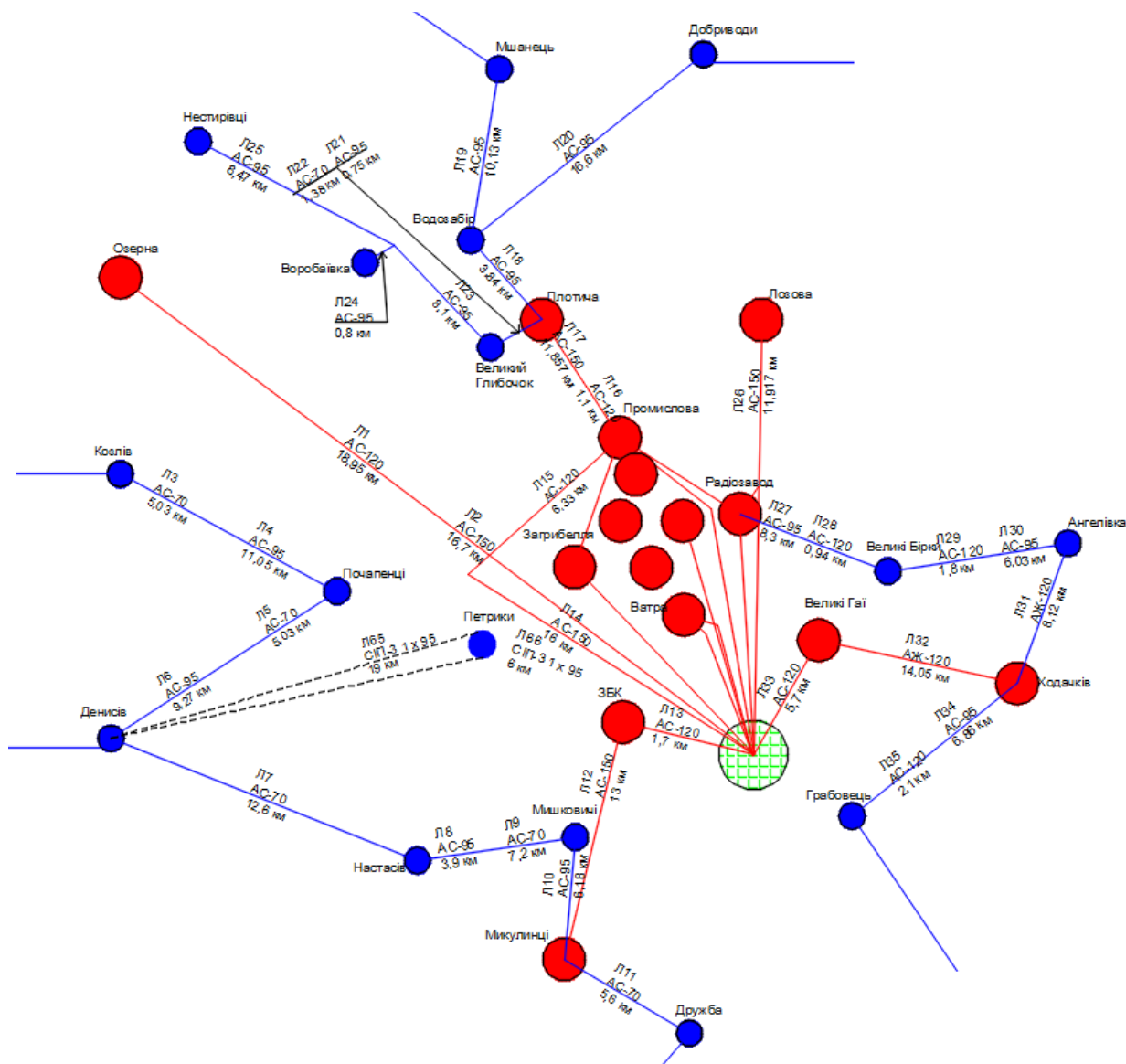


Рисунок 2.26 –Варіант 18 побудови нової ТП

Варіант 19.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 19 зображена на рис. 2.27. В варіанті 19 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 6 км проводом СП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 9,8 км проводом СП-3 1 х 95 із ПС Мишковичі до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 19 буде вузлового типу.

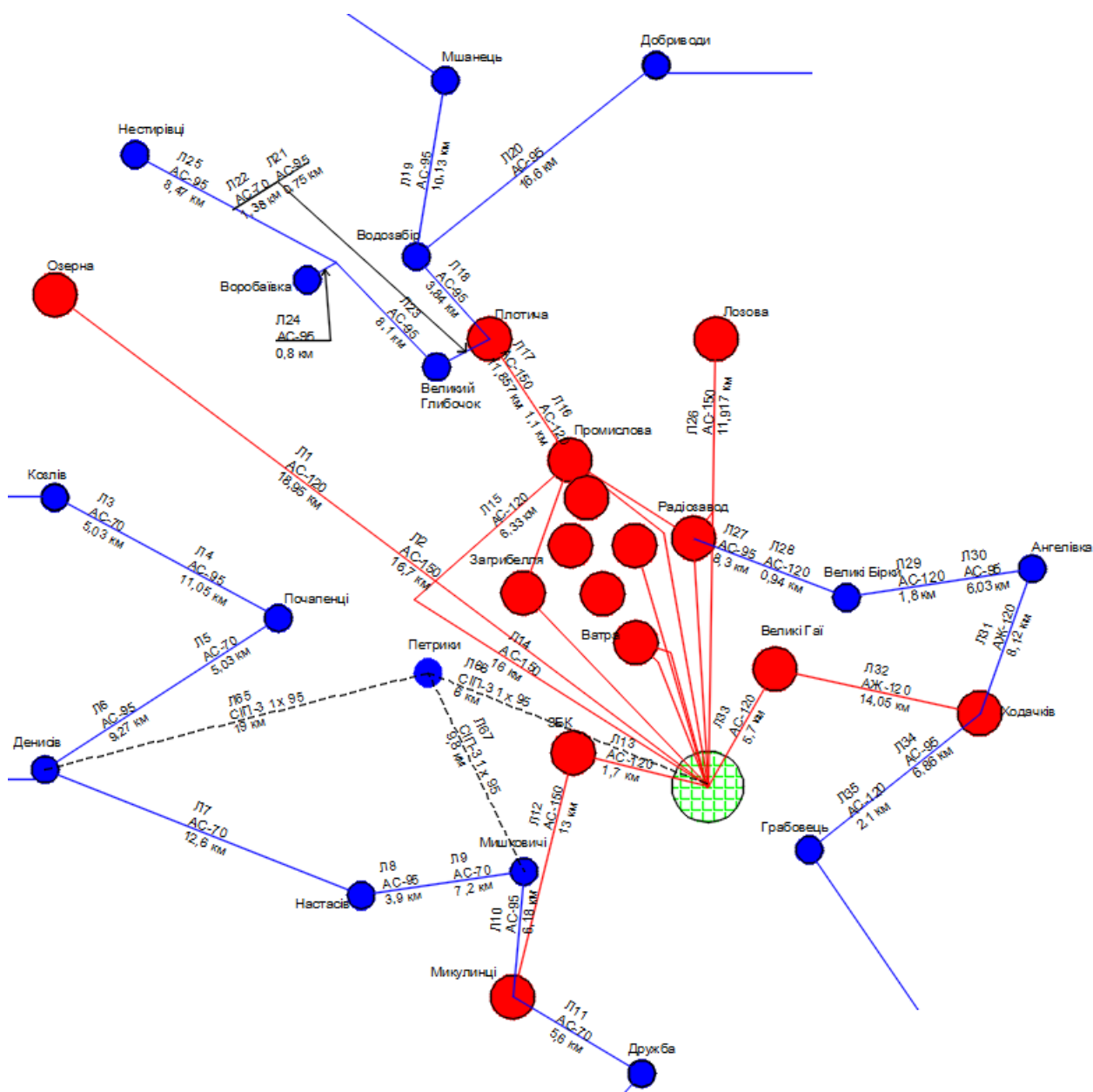


Рисунок 2.27 – Варіант 19 побудови нової ТП

Варіант 21.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 21 зображена на рис. 2.29. В варіанті 21 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 6 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 21 буде вузлового типу.

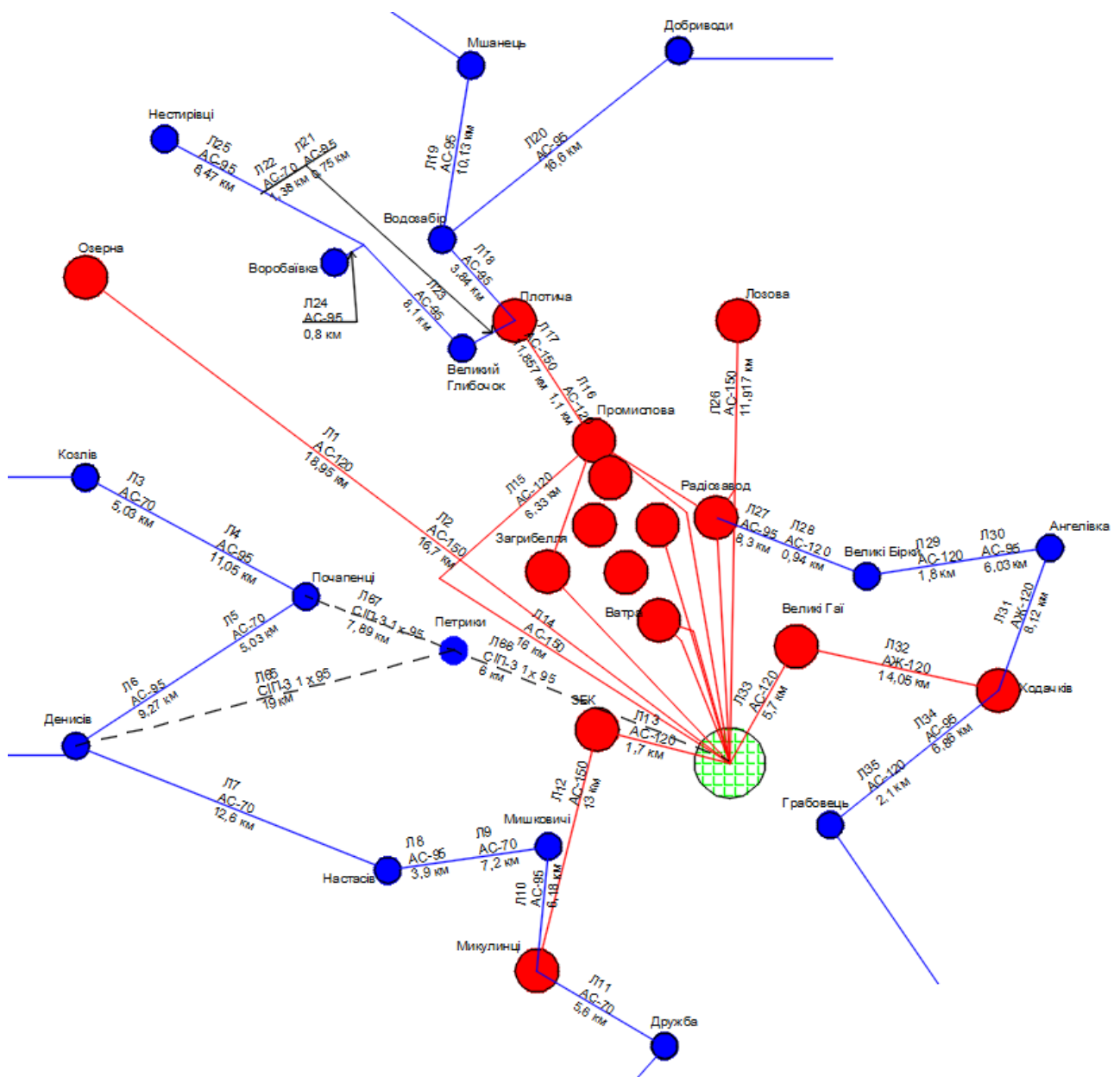


Рисунок 2.29 – Варіант 21 побудови нової ТП

Варіант 22.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 22 зображена на рис. 2.30. В варіанті 22 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 19 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Денисів до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 6 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 22 буде вузлового типу.

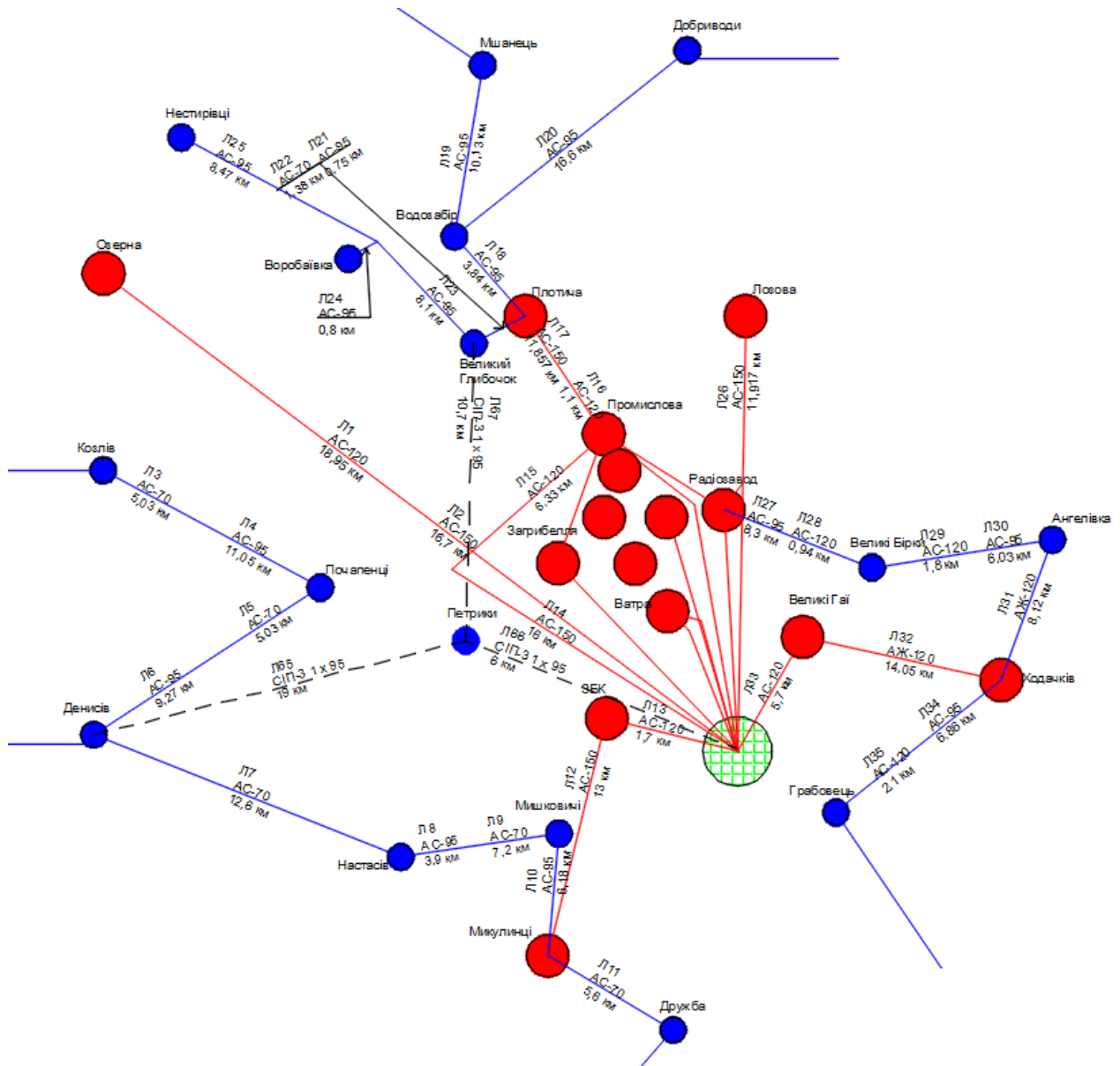


Рисунок 2.30 –Варіант 22 побудови нової ТП

Варіант 23.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 23 зображена на рис. 2.31. В варіанті 23 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 6 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 23 буде вузлового типу.

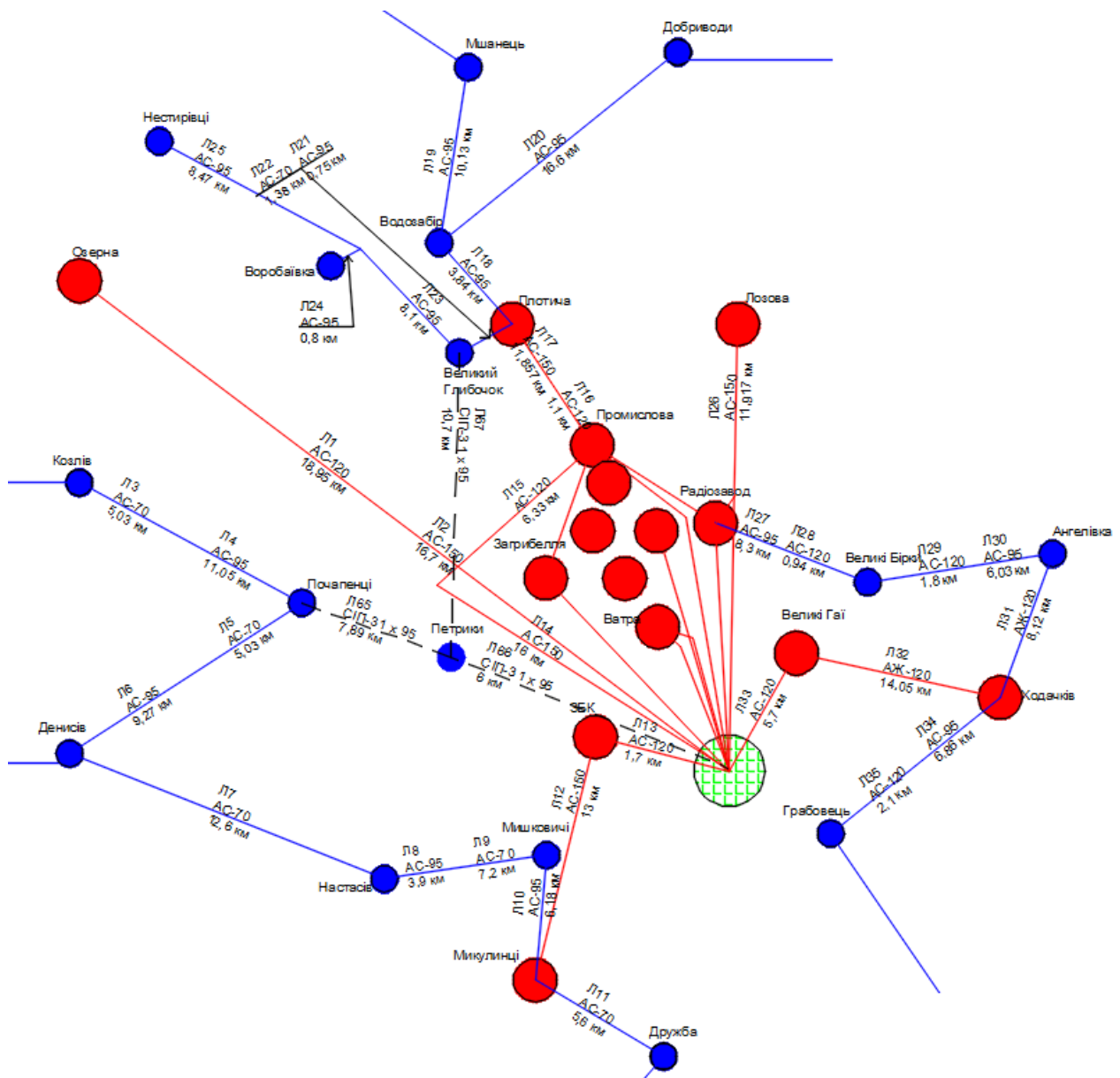


Рисунок 2.31 –Варіант 23 побудови нової ТП

Варіант 26.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 26 зображена на рис. 2.34. В варіанті 26 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 9,8 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Мишковичі до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 26 буде вузлового типу.

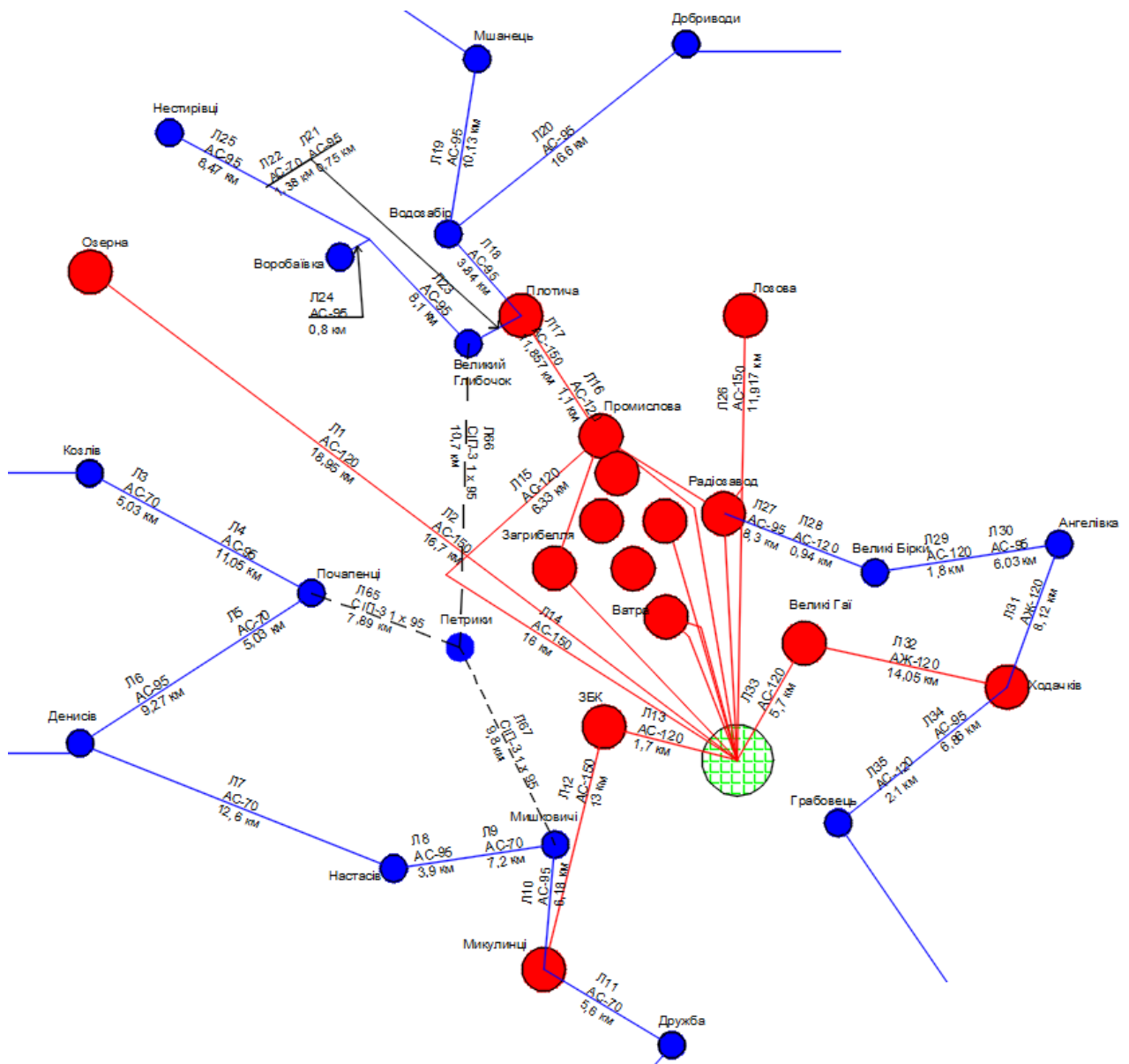


Рисунок 2.34 – Варіант 26 побудови нової ТП

Варіант 29.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 29 зображена на рис. 2.37. В варіанті 29 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 12,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Настасів до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 9,8 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Мишковичі до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 29 буде вузлового типу.

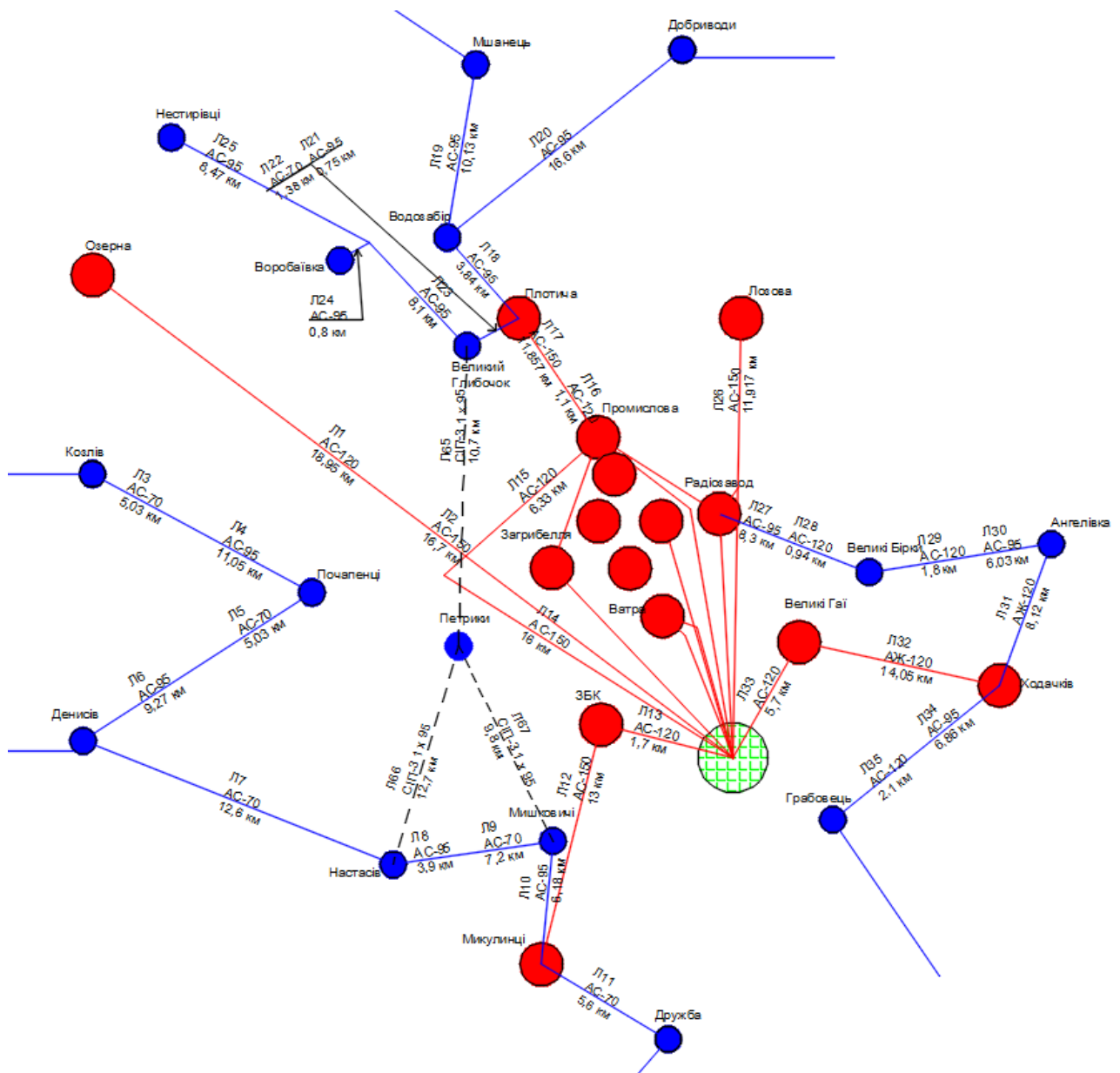


Рисунок 2.37 –Варіант 29 побудови нової ТП

Варіант 30.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 30 зображена на рис. 2.38. В варіанті 30 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 12,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Настасів до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 6 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Тернопіль до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 30 буде вузлового типу.

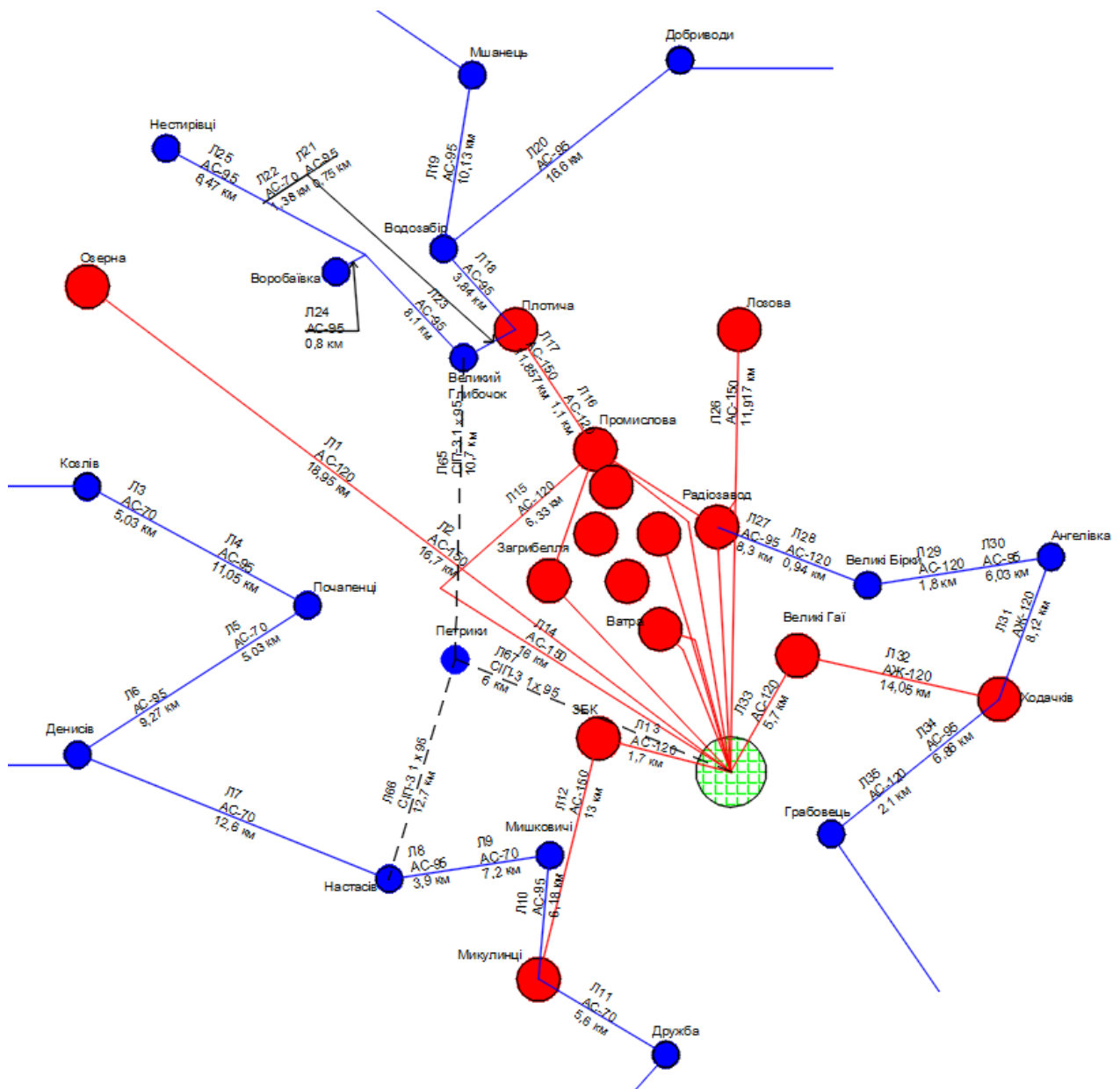


Рисунок 2.38 –Варіант 30 побудови нової ТП

Варіант 34.

Схема ЕМ 330/110/35кВ Тернопільського РЕМ для варіанту 34 зображена на рис. 2.42. В варіанті 34 пропонується до побудови одноколова лінія Л – 65 завдовжки 7,89 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Почапинці до ТП Петрики та одноколова лінія Л – 66 довжиною 12,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Настасів до ТП Петрики і одноколова лінія Л – 67 довжиною 10,7 км проводом СІП-3 1 х 95 із ПС Великий Глибочок до ТП Петрики. Трансформаторна підстанція Петрики у варіанті 34 буде вузлового типу.

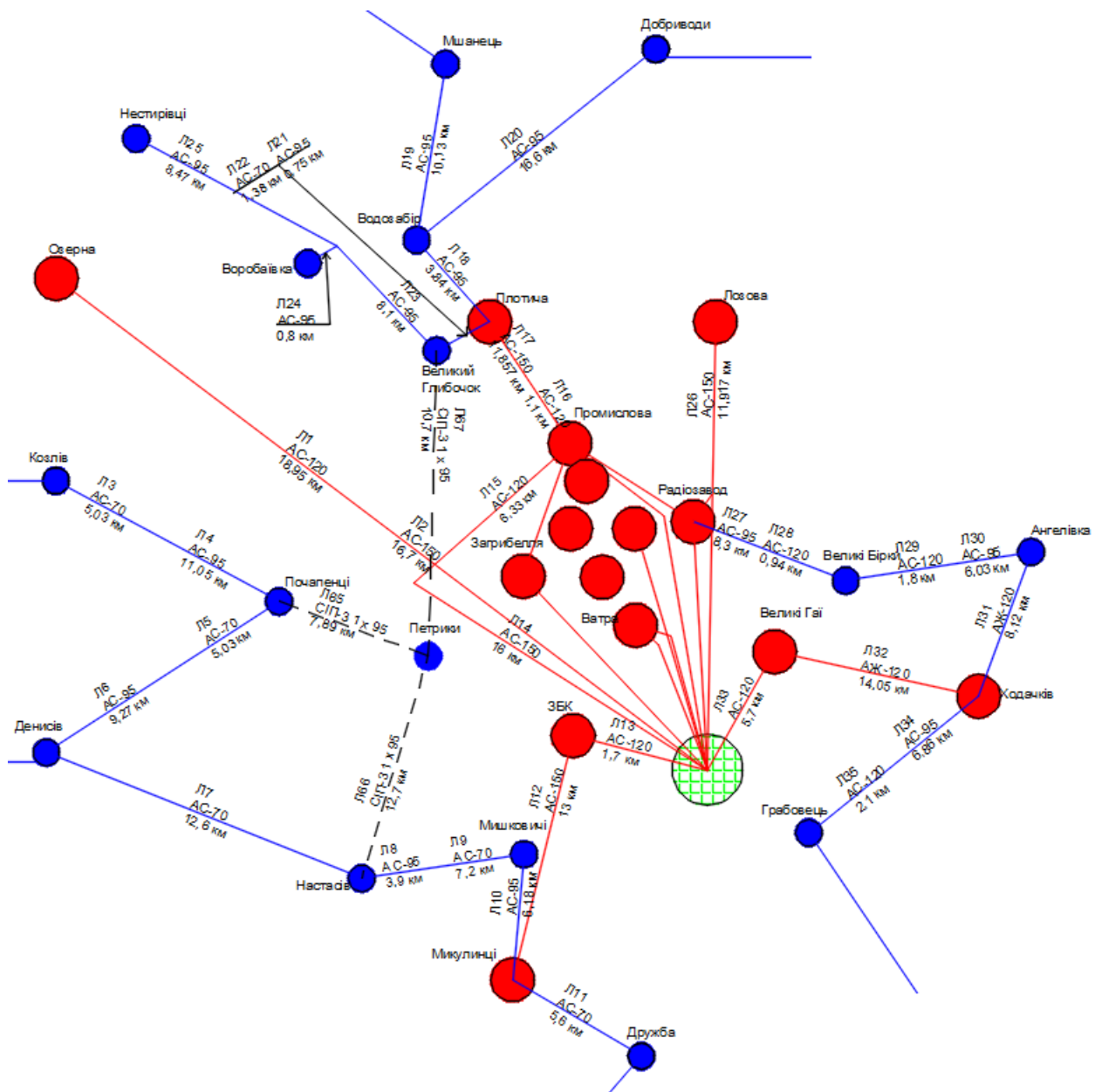


Рисунок 2.42 – Варіант 34 побудови нової ТП

Додаток Б

**Розрахунок силових трансформаторів та підбір кількості
трансформаторів ПС «Петрики»**

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

Технічні характеристики для трансформатора (втрати ХХ, втрати КЗ, струм ХХ, напруга КЗ) вибрано із табл. 7.1 [6]. Вартість силових трансформаторів вибрано з [7, 8].

Розглядаємо два типи: два силових трансформатори потужністю 2500 кВА та два силових трансформатори потужністю 4000 кВА.

Проведемо відповідні розрахунки.

Технічні характеристики для *ТМН 2500кВА*:

$$\begin{aligned} S_T &= 2500 \text{ кВА} \\ \text{ТМН} &- 2500/35 \\ \Delta P_{\text{кз}} &= 10,8 \text{ кВт} \\ \Delta P_{\text{хх}} &= 1,55 \text{ кВт} \\ I_{\text{хх}} &= 1,2 \% \\ U_{\text{к.з}} &= 5,5 \% \\ \text{Ц} &= 750 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Технічні характеристики для *ТМН 4000 кВА*:

$$\begin{aligned} S_T &= 4000 \text{ кВА} \\ \text{ТМН} &- 4000/35 \\ \Delta P_{\text{кз}} &= 5,5 \text{ кВт} \\ \Delta P_{\text{хх}} &= 0,83 \text{ кВт} \\ I_{\text{хх}} &= 1,8 \% \\ U_{\text{к.з}} &= 4,5 \% \\ \text{Ц} &= 3200 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Коефіцієнт зміни втрат беремо відповідно до [9] ст. 86:

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

Розрахуємо наведені втрати електроенергії для обох випадків:

для *ТМН 2500 кВА*:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 30 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 137. \text{кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 2.15 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 13.55 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 36.838 \text{ кВт}$$

для ТМН 4000 кВА:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 72 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 180 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 2.27 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 9.1 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 4.545 \text{ кВт}$$

Розрахуємо наведені втрати в двох силових трансформаторах для двох випадків:

для ТМН 2500 кВА:

$$\Delta P_{1,2} = 2 \cdot 36,838 = 73,676 \text{ кВт};$$

для ТМН 4000 кВА:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 4,545 = 9,099 \text{ кВт}.$$

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

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

Розрахуємо втрати електричної енергії протягом року:

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

для ТМН 2500 кВА:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{вкл} = 645401.76 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

для ТМН 4000 кВА :

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 79628.4 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кВт/год електричної енергії для промислових підприємств:

$$c = 7,5 \text{ грн}.$$

Розрахуємо вартість втрат електричної енергії протягом року:

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

для ТМН 2500 кВА :

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 4840513.2 \text{ грн}$$

для ТМН 4000 кВА :

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 597213 \text{ грн}$$

Розрахуємо капітальні затрати для двох варіантів:

для ТМН 2500 кВА :

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

для ТМН 4000 кВА :

$$K_2 = 2 \cdot 3200 = 6400 \text{ тис.грн}.$$

Розрахуємо річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань.

Коефіцієнт амортизаційних відрахувань становить:

$$\phi = 0,1.$$

для ТМН 2500 кВА :

$$C_a = 0,1 \cdot 1500000 = 150 \text{ тис.грн}.$$

для ТМН 4000 кВА :

$$C_a = 0,1 \cdot 6400000 = 640 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a,$$

для *ТМН 2500 кВА*:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 4990513,2 \text{ грн}$$

для *ТМН 4000 кВА*:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 1237213 \text{ грн}$$

Розрахуємо термін окупності:

$$T_{ок} := \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} = 1,306 \text{ роки}$$

Розрахунки показують на те, що кращим варіантом для встановлення являється трансформатор ТМН 2500/35. Також, встановлення силового трансформатора ТМН 2500/35 дасть можливість зекономити бюджет і залишити запас по потужності.

Розрахуємо економічну ефективність при встановленні трансформатора *ТМН – 2500/35*, а не трансформатора: *ТМН – 4000/35*

$$E = C_2 - C_1 = |3050,36875 - 490,588| = 2559,78075 \text{ тис. грн.}$$

Вибрали два трансформатори типу *ТМН – 2500/35*. Паспортні значення цього силового трансформатора [6]:

$$\begin{aligned} S_T &= 2500 \text{ кВА} \\ \text{ТМН} &= 2500/35 \\ \Delta P_{кз} &= 10,8 \text{ кВт} \\ \Delta P_{xx} &= 1,55 \text{ кВт} \\ I_{xx} &= 1,2 \% \\ U_{кз} &= 5,5 \% \\ Ц &= 750 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Вибраний трансформатор *ТМН – 2500/35* обладнаний пристроєм *РПН РНТА 35/125* у нейтралі обмотки високої напруги 35 кВ [6].

Додаток В

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-2500 і ТМ-4000

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності

силових споживачів ,освітлення та компенсаційної установки: $S_p := 4000$ кВА

Вибираємо один або два трансформатори , оскільки споживачі належать до третьої категорії. Так як , трансформатори можуть працювати як в перевантаженому (на40%), так і в не довантаженому режимі ,будемо розраховувати два варіанти:

Перший варіант:

ТМ 2500/35

Другий варіант:

ТМ 4000/35

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 2500 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 4000 \text{ кВА}$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження в нормальному і аварійному режимах :

Перший варіант:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{S_{tr1}} \quad K_{zav.tr1.nom} = 1.6$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} \quad K_{zav.tr1.avar} = 1.143$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} \quad K_{zav.tr2.nom} = 0.5$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} \quad K_{zav.tr2.avar} = 0.714$$

Значення втрат холостого ходу , втрат короткого замикання ,струму холостого ходу ,напруги короткого замикання виберемо з табл.5[3]. Вартість трансформаторів виберемо із табл.4[3]:

Перший варіант:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 1.55 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 10.8 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 1.2 \%$$

$$U_{kz.tr1} := 5.5 \%$$

$$C_{tr1} := 750000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 0.83 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 5.5 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 1.8$$

$$U_{kz.tr2} := 4.5 \%$$

$$C_{tr2} := 3200000 \text{ грн}$$

Час включення:

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

Коефіцієнт зміни Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [2] ст.86:

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

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 30 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 137.5 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 2.15 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 13.55 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 36.838 \quad \text{кВт}$$

Приведені втрати вдвох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 73.676 \quad \text{кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 645401.76 \quad \text{кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (для промислових і привітряних до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше 2-го класу до 35кВ: $m := 7.5$ грн

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 4840513.2 \quad \text{грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 72 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 180 \quad \text{кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 2.27 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 9.1 \quad \text{кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 4.545 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 9.09 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 79628.4 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 597213 \text{ грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

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

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 6400000 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

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

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} \quad C_{a2} = 640000 \text{ грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 4990513.2 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 1237213 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} = 1.306 \text{ роки}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор. Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-1000, а не масляного трансформатора ТМ-400 буде становити:

$$E := C_2 - C_1 = -3753300.2 \text{ грн}$$

Додаток Д

**Алгоритм роботи схеми електричних приєднань
для високої сторони.**

До високої сторони ПС підходить дві одноколові ЛЕП (Почапинці і Тернопіль). 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]. Схему 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 схему “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 «Петрики» транзит потужності буде зберігатися. Аналогічні виключення будуть відбуватися і при пошкодженні $T2$.

Іншим випадком, який може трапитися є виникнення пошкодження на повітряній лінії електропередач $w1$. Тоді повинні вимикатися вимикач $Q1$ та вимикач на підстанції «Петрики». 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.

Розрахунок струмів короткого замикання

Струми короткого замикання є основою для правильного вибору обладнання ПС «Петрики». 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 «Петрики».

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.

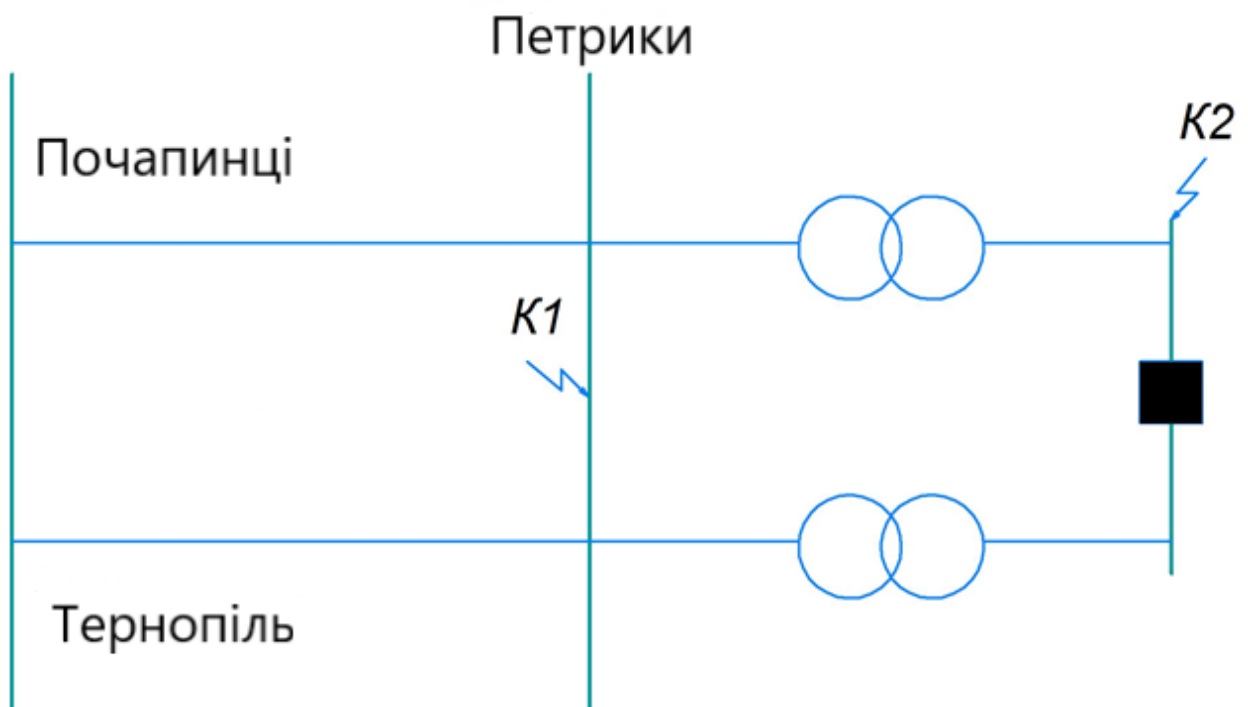


Рисунок В-1 – Схема для розрахунку електричної мережі

Розрахунок ударного струму

Стала часу затухання на підстанції «Петрики» 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:

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

В даній формулі I_{n0} – 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:

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

В даній формулі:

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

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

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

Час τ для підстанції «Петрики»:

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

$$\tau_{HH} = 0.03 + 0.01 = 0.03 c.$$

Розрахунок теплового імпульсу струму

Тепловий імпульс струму визначається за формулою:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{K3} + T_a).$$

В даній формулі:

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

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

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

Вибір обладнання трансформаторної підстанції «Петрики»

Вибір вимикачів

Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

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

Дані заносимо в табл. Є-1.

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

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

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

Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

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

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	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
3	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
4	$i_{гр.наск} = 63 \text{ кА}$
5	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ А}$

Вибір роз'єднувачів на стороні 10 кВ

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

Дані заносимо в табл. Є-4.

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

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

Вибір вимірювальної апаратури

Відповідно до [12] на підстанції «Петрики» 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 «Петрики»

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 $100\sqrt{3}\text{ В}$. 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	$S_{\text{обм.}}$ ВА	Число обмоток, n	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Кількість приладів, m	Загальна потужність, ВА
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2
Реєструючий вольтметр	Н393	10	1	1	0	1	10
Фіксатор імпульсної дії	ФП	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	$U_{1\text{ном.}}$ кВ	$U_{2\text{осн.}}$ В	$U_{2\text{дод.}}$ В	$S_{2\text{ном.}}$ ВА	Клас точності
ЗНОМП-35 У1	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	100	0.5

Здійснимо перевірку трансформатора напруги:

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

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

Навантаження буде становити:

$$S_{s2} = \sqrt{57^2 + 155,2^2} = 165,34 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Відповідно до [13] встановлюємо трансформатор напруги ЗНМІ –10 ІУ2. Паспортні дані трансформатора напруги внесені в табл. Є-9.

Таблиця Є-9 – Паспортні дані трансформатора напруги ЗНМІ –10 ІУ2

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

Здійснимо перевірку трнаформатора напруги ЗНМІ –10 ІУ2:

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

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

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
TФЗМ – 35А – У1.

Паспортні дані трансформатора струму:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 800 \text{ А};$$

$$i_{дин} = 107 \text{ кА};$$

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

Опір проводів визначається за формулою:

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

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

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

Допустимий опір:

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

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

$$r_k = 0.1 \text{ Ом},$$

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

Переріз з'єднувальних проводів:

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

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

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

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

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

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

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

Опір навантаження:

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

Опір проводів з'єднання:

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

Здійснимо перевірку трансформатора струму:

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

Даний трансформатор струму задовільняє перевірку.

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

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 300 \text{ А.}$$

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		
		А	В	С
Амперметр	Е351	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Лічильник Р	І672М	2,5	-	2,5
Лічильник Q	І673М	2,5	-	2,5
Всього		6	0,5	6

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

Паспортні дані трансформаторів струму:

$$\begin{aligned} U_{ном} &= 10 \text{ кВ} \\ I_{1ном} &= 1500 \text{ А}; \\ i_{дин} &= 140 \text{ кА}; \end{aligned}$$

Опір приладів визначається за формулою:

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

де $I_{2.ном}$ – 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:

$$r_{к} = 0.1 \text{ Ом},$$

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

Переріз з'єднувальних проводів:

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

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

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

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

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

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

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

Опір навантаження:

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

Опір проводів з'єднання:

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

Здійснимо перевірку трансформатора струму:

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

Даний трансформатор струму задовільняє перевірку.

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

$$k_{\text{ном}} = \frac{5000}{5};$$

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А.}$$

Вибір обмежувачів перенапруг для 35 кВ і 10 кВ

Вибір обмежувачів перенапруги на стороні 35 кВ

Відповідно до методики на стороні 35 кВ:

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

Визначаємо напругу:

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

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

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

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

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

заокруглюємо кратно до 3 = 33 кВ;

отже,

$$U_R = 33 \text{ кВ};$$

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

Коефіцієнт класу лінії = 1:

$$u10кА/U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- від комутаційних перенапруг ($u1кА_{30/60\mu s}$) = 74 кВ;

- крутого імпульсу ($u10кА_{1/2\mu s}$) = 101 кВ;

- від грозових перенапруг ($u10кА_{8/20\mu s}$) = 95 кВ.

Здійснимо перевірку захисту:

$$\frac{BIL}{u10кА_{8/20\mu s}} = \frac{220}{95} = 2,31 \text{ кВ} > 1 ,$$

достатньо.

Довжина:

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

Вибираємо ОПН:

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

Приймаємо аналогічний ОПН для встановлення в нейтралі T1 та T2 .

Вибір обмежувачів перенапруг на стороні 10 кВ

Для сторони 10 кВ:

- $U_m = 12 \text{ кВ};$

- $BIL = 90 \text{ кВ};$

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

Визначаємо напругу:

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

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

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

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

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

заокруглюємо до кратного 3 = 12 кВ;

$$U_R = 12 \text{ кВ};$$

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

Коефіцієнт для класу лінії = 1:

$$u10\text{кА}/U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- від комутаційних перенапруг ($u1\text{кА}_{30/60\mu\text{s}}$) = 25 кВ;
- від крутого імпульсу ($u10\text{кА}_{1/2\mu\text{s}}$) = 34 кВ;
- від грозових перенапруг ($u10\text{кА}_{8/20\mu\text{s}}$) = 32 кВ.

Здійснимо перевірку захисту:

$$\frac{BIL}{u10\text{кА}_{8/20\mu\text{s}}} = \frac{90}{32} = 2,81\text{кВ} > 1 - \text{достатньо.}$$

Довжина шляху становить:

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

Вибираємо ОПН:

Siemens 3EP2-012-1PL1.

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 0,4/0,22кВ, 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	2x2	-
Живлення протиконденсатних обігрівачів	3	-
Зарядно-підзарядний агрегат	46	20.3
Зовнішнє освітлення	15	-
Живлення шафи ШОТ	10	9
Постійно ввімкнені вимірювальні прилади	2	-
Перетворювальна апаратура для оперативного зв'язку	7.5	2.9
Вентиляцій, обігрів та освітлення закритого розподільчого пристрою 10 кВ	5	-
Вентиляцій, обігрів та освітлення ЗПК	20	
Всього	113,5	32,2

Визначаємо повну потужність навантаження на власні потреби:

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

Повна потужність з врахуванням коефіцієнту попиту [11]:

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

Відповідно до [14] вибираємо 2 трансформатори ттиту: ТСП–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	$S_{\text{ном}}$ кВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, Вт		$u_{\text{х}}$ %	$i_{\text{х}}$ %
		ВН	НН	$P_{\text{х}}$	$P_{\text{х}}$		
ТСП-100/10	100	10	0,4	1700	440	4	3

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

Вибір запобіжників на стороні 35 кВ та 10 кВ

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

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

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

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

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

Вибираємо запобіжник наступної марки ПКТ-101-10-2-31.5УЗ. 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 УЗ
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном.тн} = 0,016 \text{ А}$	$I_{ном.вст} = 2 \text{ А}$
$I_{по} = 1,31 \text{ кА}$	$I_{вст} = 8 \text{ кА}$
Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31.5УЗ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.тн} = 0,058 \text{ А}$	$I_{ном.вст} = 2 \text{ А}$
$I_{по} = 2,98 \text{ кА}$	$I_{вст} = 31,5 \text{ кА}$