

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

КОМПЛЕКСНА МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

«Розвиток розподільчих мереж 110 кВ Калинівського району з оптимізацією рівнів напруги на шинах підстанцій»

Виконав: студент 2-го курсу,
групи 2ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Ковальчук Д. Е.

(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., доцент,

професор каф. ЕСС

Кулик В. В.

(прізвище та ініціали)

« 05 » 27 грудня 2023 р.

Опонент: доц. каф. ЕСС ЕЩ, Ph. D.

Ковалець Ю. В.

(прізвище та ініціали)

« 12 » 27 грудня 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

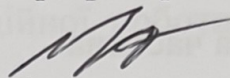
« 07 » 27 грудня 2023 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


18 вересня 2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА КОМПЛЕКСНУ МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ковальчуку Дмитру Едуардовичу .

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток розподільчих мереж 110 кВ Калинівського району з оптимізацією рівнів напруги на шинах підстанцій

керівник роботи д.т.н., доцент, професор каф. ЕСС Кулик В.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

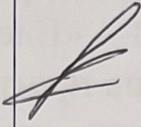
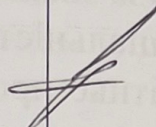
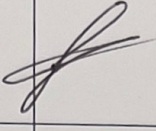
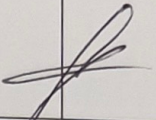
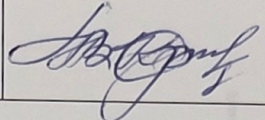
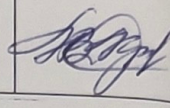
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: інформація про наявні електричні мережі, джерела живлення району та нові підстанції; найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового; тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік; середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 грн; вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Оптимізація схеми розвитку розподільної електричної мережі 110-35 кВ. 2. Визначення схемних рішень та параметрів основного обладнання електричних мереж. 3. Розрахунок і аналіз усталених режимів електромережі. 4. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 5. Регулювання напруги в електромережах з відновлюваними джерелами енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж. 2. Оптимізація рівнів напруги на споживальних підстанціях.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В.В., д.т.н., доцент, професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ <i>Кулик В.В.</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання _____ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		Початок	Кінець
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування розвитку електричної мережі	24.09.23	29.09.23
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23
4	Дослідження методів регулювання напруги	11.10.23	28.10.23
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23
11	Захист МКР	За графіком	

Студент

Керівник роботи

(підпис)

Д. Е. Ковальчук

В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Ковальчук Д.Е. «Розвиток розподільчих мереж 110 кВ Калинівського району з оптимізацією рівнів напруги на шинах підстанцій». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 123 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 6 назв; рис.: 57; табл. 42.

Об'єктом розгляду магістерської кваліфікаційної роботи є оцінка впливу методів і засобів регулювання напруги в розподільчих електричних мережах Калинівського району.

Предмет роботи – методи і засоби регулювання напруги та їх інтеграція в розподільчі електричні мережі Калинівського району.

Метою роботи є підвищення ефективності регулювання напруги на розподільчих електричних мережах Калинівського району.

Перші вісім розділів містять розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруги у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв. В розділі дев'ятому було проаналізовано регулювання напруги в мережах з відновлювальними джерелами енергії. В розділі десять представлено розрахунок оптимізації рівнів напруги на шинах 10 кВ споживальних підстанцій. В останньому розділі дипломної роботи були розглянуті норми та заходи з охорони праці й техніки безпеки .

За результатами роботи зроблено висновки та пропозиції щодо впровадження відповідних методів та засобів оптимізації рівнів напруги на шинах 10 кВ споживальних підстанцій електричних мереж Калинівського району.

Ключові слова: електрична мережа, регулювання напруги, трансформатори з РПН.

ABSTRACT

Kovalchuk D.E. «Development of 110 kV distribution networks of the Kalyniv district with optimization of voltage levels on substation buses» Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 154 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 6 titles; Fig.: 57; table 42.

The object of consideration of the master's qualification work is the assessment of the influence of methods and means of voltage regulation in distribution electric networks of the Kalyniv district.

The subject of the work is the methods and means of voltage regulation and their integration into the electrical distribution networks of the Kalyniv district.

The purpose of the work is to increase the efficiency of voltage regulation on distribution electric networks of the Kalyniv district.

The first eight sections contain the development of the already existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which ensures both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the selection of equipment was made, the voltage levels in the nodes under different operating modes were analyzed, and the schemes of distribution devices were presented. In the ninth chapter, voltage regulation in networks with renewable energy sources was analyzed. Chapter ten presents the calculation of optimization of voltage levels on the 10 kV buses of consumer substations. In the last chapter of the thesis, norms and measures on occupational health and safety were considered. Based on the results of the work, conclusions and proposals were made regarding the implementation of appropriate methods and means of optimizing the voltage levels on the 10 kV busbars of consumer substations of electrical networks of the Kalyniv district.

Keywords: electrical network, voltage regulation, tap-changer transformers.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110-35 КВ.....	8
1.1 Прогнозування електричних навантажень.....	8
1.1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	10
1.1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	11
1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі.....	13
1.2.1. Лінеаризація цільової функції	13
1.2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу .	17
1.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	22
1.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	22
1.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
РОЗДІЛ 2 ВИЗНАЧЕННЯ СХЕМНИХ РІШЕНЬ ТА ПАРАМЕТРІВ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	30
2.1 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	30
2.2 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	32
2.3 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	35
2.3.1. Вибір схеми прохідних підстанцій.....	35
2.3.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції	36
2.3.3 Оцінювання надійності схем підстанції	38
2.4 Оцінювання балансу потужностей	42
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	45
РОЗДІЛ 4 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ	

ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	47
РОЗДІЛ 5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ З	
ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ	66
5.1 Аналіз регулювання напруги в мережах з відновлювальними джерелами енергії	66
5.1.1. Розвиток систем та методів регулювання напруги.....	66
5.1.2. Системи регулювання напруги у розподільчій мережі	71
5.1.3. Регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування	78
5.2 Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ споживальних підстанцій	86
5.2.1. Оптимізація рівнів напруги на шинах 10кВ підстанції 501.....	90
5.2.2 Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ підстанції 502.....	95
5.2.3 Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ підстанції 503.....	103
5.2.4. Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ підстанції 504.....	108
5.2.5 Висновки до п'ятого розділу.....	113
РОЗДІЛ 6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАНИХ	
СИТУАЦІЯХ.....	116
6.1 Охоронні заходи	116
6.2 Протипожежні заходи та протипожежний захист	120
6.3 Розрахунок заземлюючого пристрою ПС 501	122
ВИСНОВКИ.....	125
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	127
ДОДАТКИ.....	132

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ПЛ – повітряна лінія;
ЛЕП – лінія електропередач;
ПС – підстанція;
РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);
ДБН – Державні будівельні норми;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
ДСТУ – Державний стандарт України;
РПН – регулювання під навантаженням
ЕМ – електрична мережа
ПК – програмний комплекс
РП – розподільчий пункт
ЗКРП – засіб компенсації реактивної потужності
ДГ – джерело генерування
ВН – висока напруга
НН – низька напруга
ОСР – оператор системи розподілу
ДРГ – джерело розосередженого генерування
РЕМ – районні електричні мережі
СТАТКОМ – статичний компенсатор реактивної потужності
БСК – батарея статичного конденсатора
АГ – асинхронний генератор
СК – синхронний компенсатор
СТК – статичний тиристорний компенсатор
ШР – шунтуючий реактор
СЕС – сонячна електрична станція
СШ – система шин
ЕЕ – електрична енергія
КУ – компенсуюча установка

ВСТУП

Актуальність теми. Під час проектування нових та розвитку існуючих електричних мереж необхідно враховувати низку факторів: від надійного та якісного постачання до використання інноваційних принципів побудови мереж. Задача передбачає застосування комплексного підходу та контролю різних аспектів, які забезпечать техніко-економічну доцільність спорудження електромережі, відповідний рівень експлуатації та керування, за яких забезпечуються найменші витрати. Разом з тим, особливості побудови мережі завжди мають відповідати її призначенню, що встановлює певні додаткові обмеження.

Для техніко-економічного обґрунтування розвитку, чи технічного переоснащення електромереж слід враховувати низку факторів, зокрема:

- результати прогнозування навантажень, генерування та обміну електроенергії;
- добові та річні коливання навантаження та генерування електроенергії;
- погодні умови, які впливають на попит та генерування електроенергії;
- характерні режими роботи електромереж, які можуть виникнути під час їх експлуатації: зокрема під впливом випадкових подій, пов'язаних з кліматичними умовами (наприклад зміна температури, інсоляції, сили вітру, наповнення водосховищ і т. д.), або через відключення джерел живлення (вимушених чи планових);
- розташування джерел живлення;
- розташування нових осередків споживання, з урахуванням характерних графіків навантаження;
- припущення щодо розвитку мереж.

Електрична мережа, що споруджується, має бути максимально простою, але разом з тим, забезпечувати можливість резервного живлення споживачів у післяаварійних режимах засобами автоматичного керування, або вручну.

Техніко-економічне проектування передбачає аналіз значної кількості варіантів технічних рішень. Тому на цьому етапі доцільно використовувати математичні методи для визначення оптимальної конфігурації мережі за комплексними критеріями. З цією метою у роботі використовуються:

- симплекс-метод для визначення оптимального варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій.

Крім того в роботі визначається відповідна кількість та види основного обладнання, зокрема, потужності трансформаторів на підстанціях, схеми електричних з'єднань підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються місця приєднання цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Метою проектування електричних мереж є створення системи, яка враховує новітні досягнення науки та техніки, а також має техніко-економічне обґрунтування прийнятих рішень. Такі рішення повинні забезпечувати надійність постачання споживачів електроенергією в необхідному обсязі та з необхідною якістю. Разом з тим, необхідно знижувати експлуатаційні видатки, зокрема використовуючи засоби автоматичного та автоматизованого керування.

Мета і завдання дослідження. Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є формування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110-35 кВ з забезпеченням якості напруги. В роботі було вирішено наступні основні завдання:

- визначено оптимальну схему розвитку розподільних мереж 110-35 кВ Калинівського району;
- розраховано параметри основного обладнання ліній та підстанцій;
- досліджено проблему регулювання напруги у розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії;
- за результатами обчислювальних експериментів визначено оптимальні параметри наявних засобів регулювання напруги з урахуванням їх взаємовпливу;

- підтверджено ефективність прийнятих рішень на основі техніко-економічних розрахунків;
- досліджено питання охорони праці під час спорудження однієї з трансформаторних підстанцій 110/10 кВ.

Об'єктом дослідження режими роботи розподільних електричних мереж.

Предметом дослідження є методи та засоби регулювання напруги у розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань були використані методи моделювання режимів розподільних мереж, зокрема метод вузлових напруг, а також методи пошуку оптимальних рішень, зокрема методи лінійного та динамічного програмування.

Наукова новизна отриманих результатів. За результатами обчислювальних експериментів показано можливість забезпечення допустимих рівнів напруги на підстанціях розподільних мереж з відновлюваними джерелами енергії шляхом комплексного використання трансформаторів з РПН та засобів компенсації реактивної потужності.

Практичне значення отриманих результатів. За результатами аналізу методів регулювання напруги у розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії розроблено алгоритм оптимізації рівнів напруги в розподільних мережах з використанням трансформаторів з РПН та засобів компенсації реактивної потужності.

Особистий внесок. Усі отримані результати, що складають основний зміст комплексної магістерської кваліфікаційної роботи, отримані автором самостійно.

Апробація результатів роботи. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на ЛІІ науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2023).

РОЗДІЛ 1

ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110-35 КВ

1.1 Прогнозування електричних навантажень

Аналітичний вираз, який визначає залежність максимальної потужності від часу з мінімальною похибкою, можна отримати за допомогою методу найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T; \quad (1.1)$$

де a' , b' – числові коефіцієнти;

T – період прогнозу.

Знаходження відповідних числових коефіцієнтів a' та b' відбувається шляхом мінімізації виразу, який виражений згідно з методом найменших квадратів:

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min. \quad (1.2)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має такий вигляд:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 2 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 877 \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1766712. \end{cases}$$

звідки $a' = -5815,1$; $b' = 2,9273$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,9273 \cdot T - 5815,1.$$

За допомогою табличного редактора Excel було побудовано апроксимаційну характеристику та визначено її коефіцієнти (рис. 1.1).

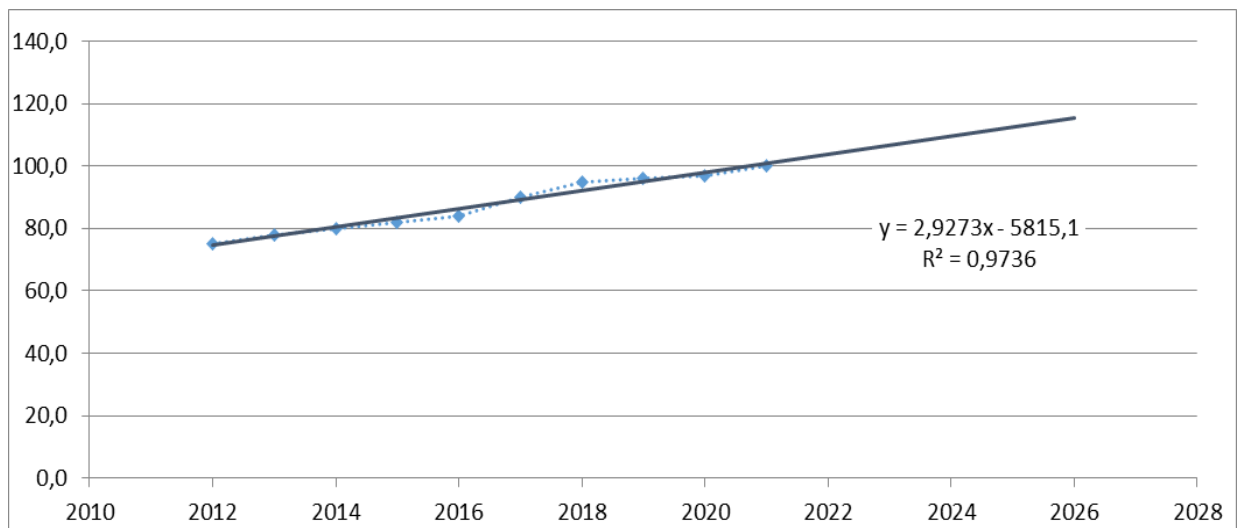


Рисунок 1.1 – Графік таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Виконуючи аналіз даних графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 115,5 %, що на 15,5 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно вжити заходів для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто

перевірку відповідності технічним характеристикам основного обладнання в рамках прогнозних режимів експлуатації.

1.1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток В) з урахуванням прогнозів показали, що напруги в усіх вузлах відповідають встановленим обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

Результати перевірки відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказують на те, що основне обладнання використовується у режимах, що відповідають економічним, або приблизно до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1,1МВт;
- в трансформаторах – 1.0 МВт з них холостого ходу 0.5 МВт та
- навантажувальні 0.5 МВт.

Було проведено перевірку відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	1-2	2-201	2-14	208-14	12-206	11-205	13-207
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-120	АС-120	АС-150	АС-120	АС-150
Допустимий струм, А	510	510	385	385	440	385	385
Розрах. струм, А	25	55	10	42	47	7	20

У районі, де передбачається розвиток електричних мереж, лінії електропередачі в існуючій мережі мають достатній резерв щодо пропускну здатності для транспортування електроенергії до нових споживачів та відповідні рівні напруги у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	14	13	12	11
Напруга вузла, кВ	114,88	114,96	115,39	115,43	114,55

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень показують, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є невеликим у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це дає можливість передавати додаткову електроенергію до нових споживачів без потреби внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Згідно аналізу розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, розташованих у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП проводити на основі економічних обґрунтувань, зокрема за допомогою методу симплексу.

1.1.2. Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

У районі, де передбачається розвиток електричних мереж існуючі лінії електропередачі мають достатній резерв по пропускній здатності для передачі електроенергії до нових споживачів.

Тому на підставі розрахункових даних, попередньо вибираємо потенційні вузли, для можливого приєднання нових підстанцій.

Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол №2 – Сосонка тяга з рівнем напруги 114,88 кВ; вузол № 14 – Турбів з рівнем напруги 114,96 кВ; вузол № 13 – Оленівка з рівнем напруги 115,39 кВ; вузол № 12 – Степанівна з рівнем напруги 115,43 кВ, вузол № 11 – Липовець з рівнем напруги 114,55 кВ.

Після оцінки місця розташування нових ПС і їх наближеність до існуючої мережі був сформований максимальний граф (рис.1.2), на якому представлені всі можливі варіанти приєднання нових ПС.

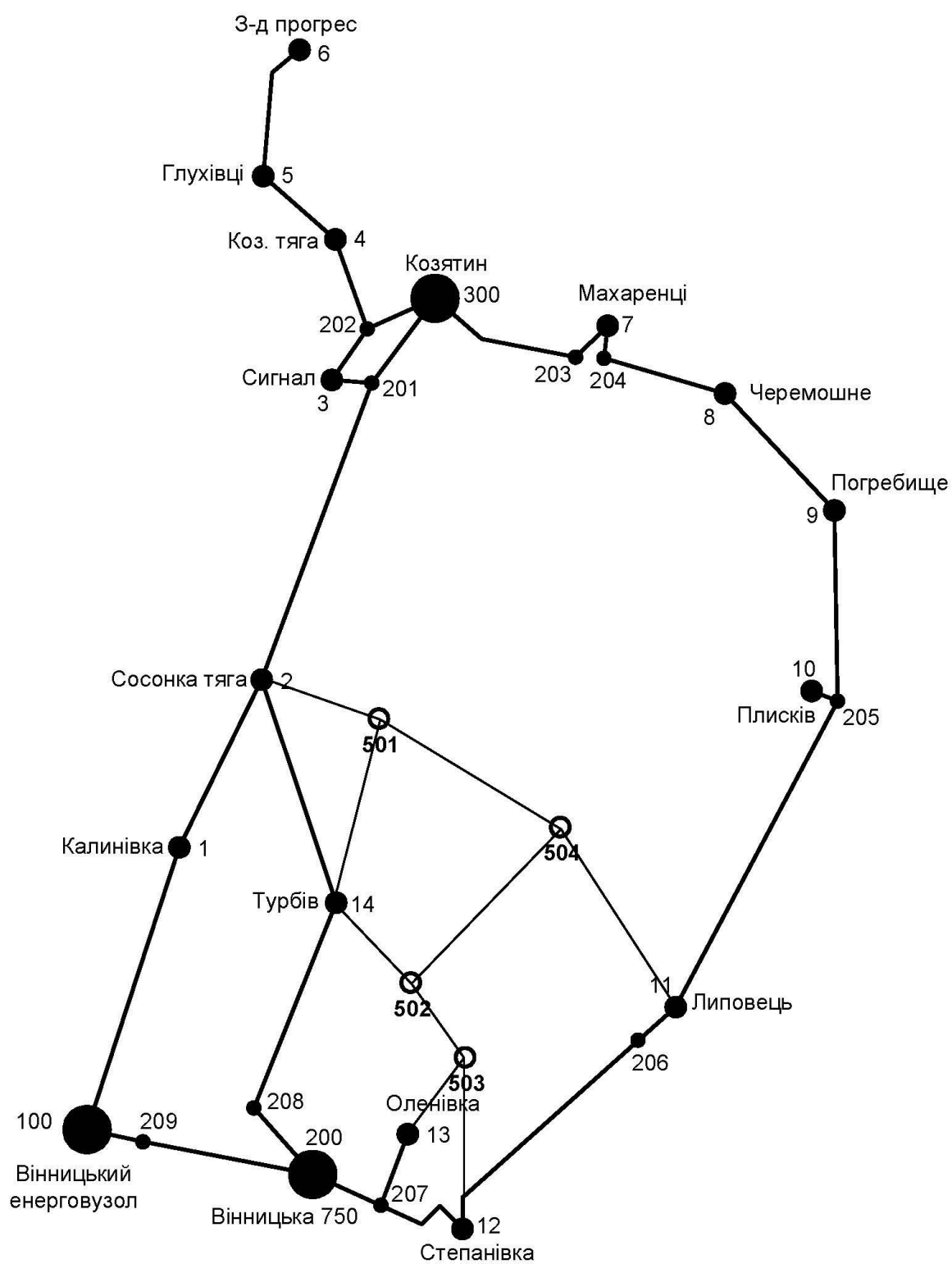


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

Для задач розвитку електричних мереж потрібно забезпечити пошук найкращого варіанту проекту з точки зору капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Разом з тим мають виконуватись різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту передбачає не тільки вибір конфігурації та напруги мереж, але параметрів усіх їх елементів так, щоб забезпечити необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу керування.

Неможливо вирішити ці питання одночасно у рамках єдиної математичної моделі. Тому процес проектування розбивається на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються з використанням комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками добре зарекомендували себе методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Однак його використання накладає певні обмеження на постановку задачі, зокрема, форму представлення цільової функції та обмежень.

1.2.1. Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно вибрати критерій оптимальності. В даному випадку за критерій найкраще вибрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними прийняти потужності P_i , які протікають лініями.

В загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Таким чином, функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути виражена у формі нелінійної функції з лійними і нелійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати V_i можна записати:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.4)$$

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$;

K_{0i} - питомі капіталовкладення на будівництво 1 км лінії, згідно попередньо заданого перерізу проводу на i -тій ЛЕП;

E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$);

α – коефіцієнт нормативних відрахувань;

b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ;

l_i - довжина i -ї ЛЕП в км;

P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$V_i = (a'_i + b'_i \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (1.5)$$

де a'_i - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації);

b'_i - питомі затрати, які залежать від потоку потужності P_i в ЛЕП.

Для лінеаризації функції було застосовано метод найменших квадратів. Для використання методу найменших квадратів необхідно отримати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими формується система рівнянь, аналогічна до (1.3). Її розв'язання дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \cdot \tau \cdot C_0}{U_H^2 \cdot (\cos \varphi)^2}, \quad (1.6)$$

де U_H – номінальна напруга (110 кВ);

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);

τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для Тнб = 5700 год/рік);

C_0 – вартість 1 кВт год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт год;

r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км).

Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$.

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном.}$ кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності і 10МВт, тис. грн
2	501	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	1,674	5807,4
14	501	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	2,615	9074,1
14	502	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	1,465	5081,5
11	504	3,2	22,4	110	1573,680	0,131	11280,1	3,347	11614,9
503	13	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	1,360	4718,5
503	12	3,8	26,6	110	1573,680	0,131	13395,2	3,975	13792,7
501	504	2,8	19,6	110	1573,680	0,131	9870,1	2,929	10163,0
504	502	2,9	20,3	110	1573,680	0,131	10222,6	3,034	10526,0
503	502	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,255	4355,6

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P$.

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна потужність P , що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність $0.8P$), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність $1.2P$), тис. грн	Коефіцієнт a_1 , тис. грн	Коефіцієнт b_1 , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність $0.8P$), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність $1.2P$), тис. грн
2-501	11,2	14,8	6006,4	5874,5	6167,6	5640,1	24,763	6006,4	5933,2	6079,7
14-501	17,5	14,8	9385,1	9179,0	9636,9	8812,6	38,692	9385,1	9270,6	9499,5
14-502	9,8	14,8	5255,6	5140,2	5396,7	4935,1	21,668	5255,6	5191,5	5319,7
11-504	22,4	14,8	12012,9	11749,1	12335,3	11280,1	49,526	12012,9	11866,3	12159,4
503-13	9,1	14,8	4880,2	4773,1	5011,2	4582,6	20,120	4880,2	4820,7	4939,8
503-12	26,6	14,8	14265,3	13952,0	14648,1	13395,2	58,812	14265,3	14091,3	14439,3
501-504	19,6	14,8	10511,3	10280,5	10793,4	9870,1	43,335	10511,3	10383,0	10639,5
504-502	20,3	14,8	10886,7	10647,6	11178,8	10222,6	44,883	10886,7	10753,9	11019,5
503-502	8,4	14,8	4504,8	4405,9	4625,7	4230,1	18,572	4504,8	4449,9	4559,8

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (1.4) та лінеаризованою (1.5) функціями (табл. 1.4). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот.Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. Фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0,9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1,1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0,9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1,1P), тис. грн
2-501	11,2	14,8	6006,4	5936,8	6083,4	406,0	6006,4	5405,8	6607,1
14-501	17,5	14,8	9385,1	9276,3	9505,3	634,3	9385,1	8446,6	10323,6
14-502	9,8	14,8	5255,6	5194,7	5323,0	355,2	5255,6	4730,1	5781,2
11-504	22,4	14,8	12012,9	11873,7	12166,8	812,0	12012,9	10811,6	13214,2
503-13	9,1	14,8	4880,2	4823,7	4942,7	329,9	4880,2	4392,2	5368,3
503-12	26,6	14,8	14265,3	14100,0	14448,0	964,2	14265,3	12838,8	15691,8
501-504	19,6	14,8	10511,3	10389,4	10645,9	710,5	10511,3	9460,1	11562,4
504-502	20,3	14,8	10886,7	10760,5	11026,1	735,8	10886,7	9798,0	11975,3
503-502	8,4	14,8	4504,8	4452,6	4562,5	304,5	4504,8	4054,3	4955,3

1.2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – це метод для вирішення задач лінійного програмування, при якому здійснюється скерований рух по опорних планах з метою знаходження оптимального рішення; симплекс-метод також відомий як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які підлягають оптимізації, постановка задачі оптимізації виглядає наступним чином:

підсумку від'ємні значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для даної постановки задачі має форму, яка відображена на рис. 1.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	2-501	14-501	14-502	11-504	503-13	13-503	503-12	12-503	501-504	504-501	504-502	502-504	503-502	502-503				
601	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,24	6,24
602	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,56	17,56
603	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16,17	-16,17
604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,80	5,80
Коефіцієнти цільової функції	471,923	383,008	950,166	950,166	558,921	1407,840	670,706	515,231	1117,840	1117,843	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
Дискontовані витрати, тис. грн																		
																		0,000

Рисунок 1.3 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Еxсел надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 1.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	2-501	14-501	14-502	11-504	503-13	13-503	503-12	12-503	501-504	504-501	504-502	502-504	503-502	502-503				
501	1	1	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	6,24	0,00	
502	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	17,56	0,00	
503	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	-1	1	0	-16,17	0,00	
504	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	5,80	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	471,923	383,008	950,166	950,166	558,921	1407,840	670,706	515,231	1117,840	1117,843	0,000	0,000	0,000	0,000			6091,515	
Потужності ЛЕП	0,000	6,237	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	7,186	0,000	0,000	0,000	5,800	23,357	0,000				
Постійні складові витрат	0,000	8812,609	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	#####	0,000	0,000	0,000	#####	4230,052	0,000			36660,453	
Змінні складові витрат	0,000	101,748	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	205,276	0,000	0,000	0,000	102,052	684,853	0,000			1093,930	
Дискontовані витрати, тис. грн																		
																		37754,383

Рисунок 1.4 – Результат пошуку рішення за допомогою Еxсел (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 1.5).

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або передбачити будівництво додаткових ліній для утворення замкнутих контурів. Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 2-501, 501-504 та 503-13 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

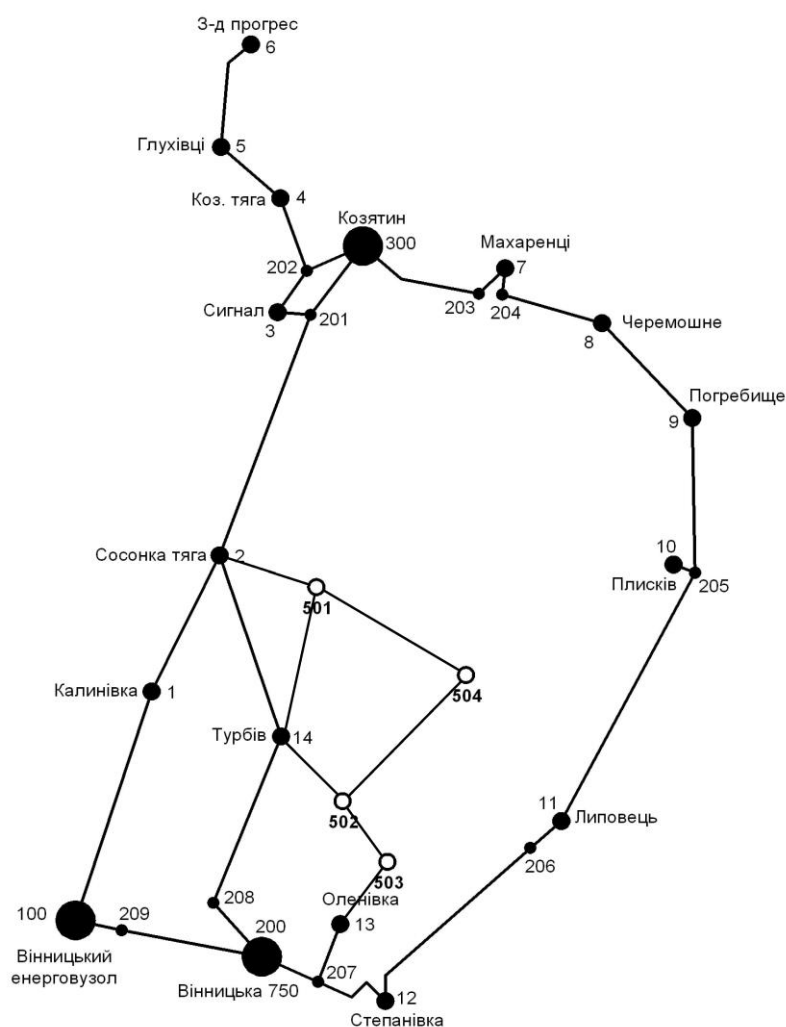


Рисунок 1.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів I категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 2-501 довжиною 11,2 км, 501-504 довжиною 19,6 км та 503-13 довжиною 9,1 м. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

1.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, разом з методами лінійної та нелінійної оптимізації застосовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відносять до методів нелінійного програмування. Даний метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. В процесі використання методу динамічного програмування операцію розбивають на послідовні кроки, у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

1.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для нашої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для забезпечення електропостачання нових навантажень в майбутньому, що будуть вводиться про двох років (вузли 501, 502, 503, 504).

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}; \quad (1.9)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту;

$E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E. \quad (1.10)$$

Для розв'язування необхідних задач (1.9) можливо застосовувати метод нелінійного програмування, який включає метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На етапі прямого ходу, з першого року до останнього визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок вибирається так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальними:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (1.11)$$

Отже, розрахунок витрат на першому році виконується враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Результат цього розрахунку буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На етапі зворотного ходу, рухаючись від останнього року до першого, проводиться уточнення параметрів електричної мережі та траєкторії її оптимального будівництва згідно критерію (1.9).

При постановці задачі динамічного програмування, застосовується цільова функція (1.9), при чому функція витрат V_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$V_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (1.12)$$

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з програми Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, яка будується протягом року: $L_{\max} \leq 35$ км, а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. Протягом чотирьох років необхідно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки протягом одного року немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 2-501 та 14-502. Тому сумарне збільшення довжини ЛЕП складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{2-501} + \Delta L_{14-502} = 11,2 + 9,8 = 25 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (1.12) розраховуються V_t , для кожної лінії, що будується протягом першого року. Аналогічний підхід використовується для обчислень інших варіантів розвитку схеми ЕС протягом першого року. Результати розрахунків подано в табл.1.6.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з урахуванням розвитку на першому кроці. Також, для кожного варіанту другого року враховуються обмеження по введеній довжині лінії.

Для першого варіанту на другому році розвитку будемо одноланцюгові лінії 13-503, 503-502. Результати розрахунків подано в табл.1.7.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховуються обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будемо одноланцюгову лінію 11-504. Результати розрахунків подано в табл.1.8.

Четвертий крок. Для четвертого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому, другому та третьому кроці. І так само для кожного варіанту четвертого року враховуються обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку будемо одноланцюгову лінію 501-504. Результати розрахунків подано в табл.1.9.

Таблиця 1.6 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	V _i	V _{i,сум}	V _t	Вартість
1	1	2-501	11,2	6,24	21	19779,22	37323,60	31103,00	31103,00
		14-502	9,8	17,56		17544,39			
	2	2-501	11,2	6,24	20,3	19779,22	35978,49	29982,08	29982,08
		13-503	9,1	14,00		16199,27			
	3	11-504	22,4	5,80	22,4	39547,82	39547,82	32956,52	32956,52
	4	13-503	9,1	3,56	17,5	16049,11	31087,16	25905,97	25905,97
		503-502	8,4	17,56		15038,05			

Таблиця 1.7 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
2	1.1	13-503	9,1	1,17	17,5	16039,87	31018,62	21540,71	52643,71
		503-502	8,4	15,16		14978,75			
	1.2	11-504	22,4	5,8	22,4	39547,82	39547,82	27463,76	58566,77
	2.1	14-502	9,8	2,43	18,2	17277,71	32256,46	22400,32	52382,39
		503-502	8,4	15,16		14978,75			
	2.2	11-504	22,4	5,8	22,4	39547,82	39547,82	27463,76	57445,84
	3.1	2-501	11,2	6,24	21	19779,22	37323,60	25919,17	58875,68
		14-502	9,8	17,56		17544,39			
	3.2	14-502	9,8	17,56	18,9	17544,39	33743,66	23433,10	56389,61
		13-503	9,1	14,00		16199,27			
	3.3	2-501	11,2	6,24	20,3	19779,22	35845,52	24892,72	57849,24
		13-503	9,1	5,80		16066,3			
	4.1	2-501	11,2	6,24	21	19779,22	37056,93	25733,98	51639,94
		14-502	9,8	2,43		17277,71			
4.2	11-504	22,4	5,8	22,4	39547,82	39547,82	27463,76	53369,73	

Таблиця 1.8 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
3	1.1.1	11-504	22,4	5,8	22,4	39547,82	39547,82	22886,47	75530,18
	1.1.2	501-504	19,6	5,8	19,6	34604,34	34604,34	20025,66	72669,37
	1.2.1	13-503	9,1	1,17	17,5	16039,87	31018,62	17950,59	76517,36
		503-502	8,4	15,16		14978,75			
	1.2.2	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	19997,55	78564,31
	2.1.1	11-504	22,4	5,8	22,4	39547,82	39547,82	22886,47	75268,86
	2.1.2	501-504	19,6	5,8	19,6	34604,34	34604,34	20025,66	72408,05
	2.2.1	14-502	9,8	2,43	18,2	17277,71	32256,46	18666,93	76112,77
		502-503	8,4	15,16		14978,75			
	2.2.2	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	19997,55	77443,39
	3.1.1	13-503	9,1	1,17	17,5	16039,87	31018,62	17950,59	76826,27
		503-502	8,4	15,16		14978,75			
	3.1.2	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	19997,55	78873,23
	3.2.1	2-501	11,2	6,24	19,6	19779,22	34757,97	20114,56	76504,18
		503-502	8,4	15,16		14978,75			
	3.2.2	501-504	19,6	6,24	19,6	34613,63	34613,63	20031,04	76420,65
	3.3.1	14-502	9,8	2,43	18,2	17277,71	32256,46	18666,93	76516,17
		502-503	8,4	15,16		14978,75			
	3.3.2	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	19997,55	77846,78
	4.1.1	11-504	22,4	5,8	22,4	39547,82	39547,82	22886,47	74526,41
4.1.2	501-504	19,6	5,8	19,6	34604,34	34604,34	20025,66	71665,60	
4.2.1	2-501	11,2	6,24	21	19779,22	37056,93	21444,98	74814,71	
	14-502	9,8	2,43		17277,71				
4.2.2	501-504	19,6	6,24	19,6	34613,63	34613,63	20031,04	73400,77	

Таблиця 1.9 - Можливі варіанти розвитку для четвертого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Le _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
4	1.1.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	92194,80
	1.1.2.1	11-504	22,4	3,33	22,4	39502,36	39502,36	19050,13	91719,50
	1.2.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	93181,98
	1.2.2.1	13-503	9,1	2,04	17,5	16042,16	31041,42	14969,82	93534,13
		502-503	8,4	16,03		14999,26			
	2.1.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	91933,48
	2.1.2.1	11-504	22,4	3,33	22,4	39502,36	39502,36	19050,13	91458,19
	2.2.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	92777,39
	2.2.2.1	14-502	9,8	1,56	18,2	17274,65	32273,91	15564,19	93007,58
		502-503	8,4	16,03		14999,26			
	3.1.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	93490,90
	3.1.2.1	13-503	9,1	2,04	17,5	16042,16	31041,42	14969,82	93843,05
		502-503	8,4	16,03		14999,26			
	3.2.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	93168,80
	3.2.2.1	2-501	11,2	8,71	19,6	19816,47	34815,73	16789,99	93210,64
		502-503	8,4	16,03		14999,26			
	3.3.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	93180,79
	3.3.2.1	14-502	9,8	1,56	18,2	17274,65	32273,91	15564,19	93410,98
		502-503	8,4	16,03		14999,26			
	4.1.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	91191,03
4.1.2.1	11-504	22,4	3,33	22,4	39502,36	39502,36	19050,13	90715,74	
4.2.1.1	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	16664,62	91479,33	
4.2.2.1	2-501	11,2	8,71	21	19816,47	37091,12	17887,31	91288,07	
	14-502	9,8	1,56		17274,65				

1.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 1.9 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 4.1.2.1 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до змін в перетоках потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому, другому, третьому четвертому роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування

варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
4.1.2.1	11-504	22,4	3,33	22,4	39502,36	39502,36	19050,13	90673,25
4.1.2	501-504	19,6	2,47	19,6	34555,76	34555,76	19997,55	71623,12
4.1	2-501	11,2	8,71	21	19816,47	37091,12	25757,72	51625,57
	14-502	9,8	1,56		17274,65			
4	13-503	9,1	2,04	17,5	16042,16	31041,42	25867,85	25867,85
	502-503	8,4	16,03		14999,26			

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.

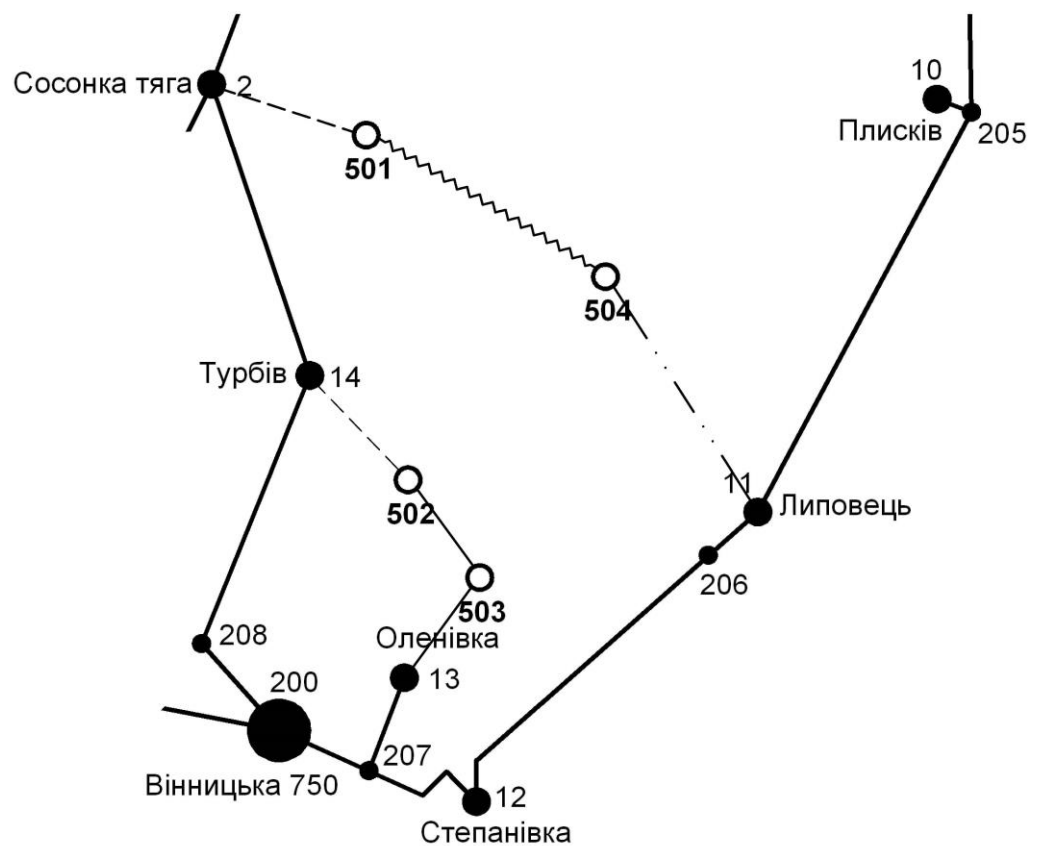


Рисунок 1.8 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

_____ будівництво ліній електропередач: 13-503, 503-502;

На другому році:

— — — — — будівництво ліній електропередач: 2-501, 14-502;

На третьому році:

~~~~~ будівництво ліній електропередач: 501-504;

**На четвертому році:**

— . . — . . — . . — будівництво ліній електропередач: 11-504.



## РОЗДІЛ 2

### ВИЗНАЧЕННЯ СХЕМНИХ РІШЕНЬ ТА ПАРАМЕТРІВ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

#### 2.1 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 120 мм<sup>2</sup> для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП  $I_{\max}$  та з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за формулою 2.1

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (2.1)$$

Час найбільших навантажень  $T_{\text{нб}} = 5700$  (год). Отже  $\alpha_T = 1$ , оскільки  $T_{\text{нб}} < 6000$  годин, район ожеледі – III, тому  $\alpha_1 = 1$ .

$$I_{\text{розр14-502}} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{л}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{2,07}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 10,86 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр502-503}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{16,07}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 84,33 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр13-503}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{2,19}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 11,48 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}2-501} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{8,72}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 45,74 (\text{A});$$

$$I_{\text{розр}501-504} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{2,48}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 13,03 (\text{A});$$

$$I_{\text{розр}11-504} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{3,47}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 18,2 (\text{A}).$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження  $T_{\text{нб}}$  (5700 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 2.2:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (2.2)$$

де  $J_{\text{ек}}$  для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм<sup>2</sup>.

$$F_{\text{розр}14-502} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{10,86}{0,7} = 15,52 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}502-503} = \frac{84,33}{0,7} = 120,48 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}13-503} = \frac{11,48}{0,7} = 16,4 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}2-501} = \frac{45,74}{0,7} = 65,35 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}501-504} = \frac{13,03}{0,7} = 18,61 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}11-504} = \frac{18,2}{0,7} = 26,01 (\text{мм}^2).$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допустимим є АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі.

Проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 8 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 2-501;

2й – розрив лінії 11-504;

3й – розрив лінії 14-502;

4й – розрив лінії 13-503;

5й – розрив лінії 14-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

6й – розрив лінії 13-503 та відсутня генерація на СЕС (503);

7й – розрив лінії 501-504;

8й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Конструктивні перерізи ЛЕП

| ЛЕП     | I <sub>па1,А</sub> | I <sub>па2,А</sub> | I <sub>па3,А</sub> | I <sub>па4,А</sub> | I <sub>па5,А</sub> | I <sub>па6,А</sub> | I <sub>па7,А</sub> | I <sub>па8,А</sub> | I <sub>па,А</sub> | I <sub>доп,А</sub> | Марка проводу |
|---------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|---------------|
| 14-502  | 21,25              | 6,93               | 0                  | 18,97              | 0                  | 92,45              | 13,45              | 92,43              | 92,45             | 390                | АС-120/19     |
| 502-503 | 72,88              | 88,60              | 92,38              | 73,27              | 92,38              | 0,79               | 81,02              | 0                  | 92,38             |                    | АС-120/19     |
| 13-503  | 4,91               | 15,33              | 19,05              | 0                  | 92,70              | 0                  | 8,38               | 73,27              | 92,70             |                    | АС-120/19     |
| 2-501   | 0                  | 63,55              | 46,89              | 44,19              | 52,33              | 39,03              | 32,82              | 33,64              | 63,55             |                    | АС-120/19     |
| 501-504 | 32,84              | 30,54              | 14,07              | 11,41              | 19,53              | 6,37               | 0                  | 1,26               | 32,84             |                    | АС-120/19     |
| 11-504  | 63,80              | 0,00               | 16,87              | 19,59              | 11,72              | 24,77              | 30,56              | 30,03              | 63,80             |                    | АС-120/19     |

## 2.2 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Виконання детального аналізу можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах враховуючи реальний графік і коефіцієнт початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не передбачено даним проектом. Таким чином, відповідно до практики проектування, потужність трансформаторного

обладнання на понижуючих підстанціях може бути вибрана із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% протягом максимального добового навантаження, тривалість якого не перевищує 6 годин, впродовж не більше 5 днів.

Вибір силових трансформаторів проводимо виходячи із наступних критеріїв:

1. У разі наявності споживачів першої категорії у складі навантаження підстанції, кількість встановлюваних трансформаторів повинна бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ї і 3-ї категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, якщо в мережевому районі існує централізований пересувний трансформаторний резерв і можливість заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, що на сьогодні є досить обмеженим.

Вибір силових трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.3)$$

де  $n_T$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (2.3) маємо:

$$S_1 \geq \frac{6,24}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,9} = 4,95 \text{ МВА.}$$

В межах визначеного діапазону обираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

У вузлах 502, 503 та 504 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.2 – Параметри трансформаторів у вузлах

| Номер вузла | Тип           | S <sub>ном</sub> МВА | Границі регулювання | Уном обмоток, кВ |    | u <sub>к</sub> % | ΔP <sub>к</sub> кВт | ΔP <sub>х</sub> кВт | I <sub>х</sub> % | R Ом | X Ом  | ΔQ <sub>х</sub> кВАр |
|-------------|---------------|----------------------|---------------------|------------------|----|------------------|---------------------|---------------------|------------------|------|-------|----------------------|
|             |               |                      |                     | ВН               | НН |                  |                     |                     |                  |      |       |                      |
| 501         | ТМН-6300/110  | 6,3                  | ±9×1,78%            | 115              | 11 | 10,5             | 44                  | 14,5                | 0,8              | 14,7 | 220,4 | 50,4                 |
| 502         | ТДН-16000/110 | 16                   | ±9×1,78%            | 115              | 11 | 10,5             | 85                  | 19                  | 0,7              | 4,38 | 86,7  | 112                  |
| 503         | ТДН-10000/110 | 10                   | ±9×1,78%            | 115              | 11 | 10,5             | 60                  | 14                  | 0,7              | 7,95 | 139   | 70                   |
| 504         | ТМН-6300/110  | 6,3                  | ±9×1,78%            | 115              | 11 | 10,5             | 44                  | 14,5                | 0,8              | 14,7 | 220,4 | 50,4                 |

Перевірка допустимості режиму максимальних навантажень здійснюється згідно формули 2.4

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (2.4)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{6,24}{2 \cdot 6,3} = 0,5 \leq 0,7 - 0,8; \quad K_{з3.па} = \frac{14}{2 \cdot 10} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з2.па} = \frac{17,56}{2 \cdot 16} = 0,55 \leq 0,7 - 0,8; \quad K_{з4.па} = \frac{5,8}{2 \cdot 6,3} = 0,46 \leq 0,7 - 0,8.$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 0,7-0,8$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір силових трансформаторів інших підстанцій виконувався за аналогічним підходом, результати подано в табл.2.2.

## 2.3 Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

### 2.3.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

В зв'язку з тим, що на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлюється по два трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-4 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.1).

Оскільки на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлюється по два трансформатори, і кількість ліній, що підходять до підстанції, складає дві, то для розподільних пристроїв 110 кВ була обрана схема 110-4, в якій передбачено місток з вимикачами в колах трансформаторів та ремонтну перемичку з боку трансформаторів (див. рис. 2.1).

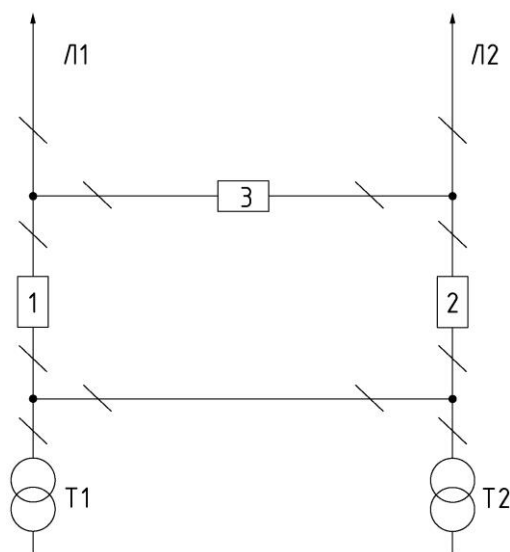


Рисунок 2.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503, 504

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.



### 2.3.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Турбів». Для розподільчого пристрою 110 кВ підстанції «Турбів» (вузол 14) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему з розширеним містком, замінивши кототкозамикачі на вимикачі, а також додати два секційних вимикача. Таким чином здійснити приєднання лінії 14-502 до шини між двома секційними вимикачами. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів (рис 2.2).

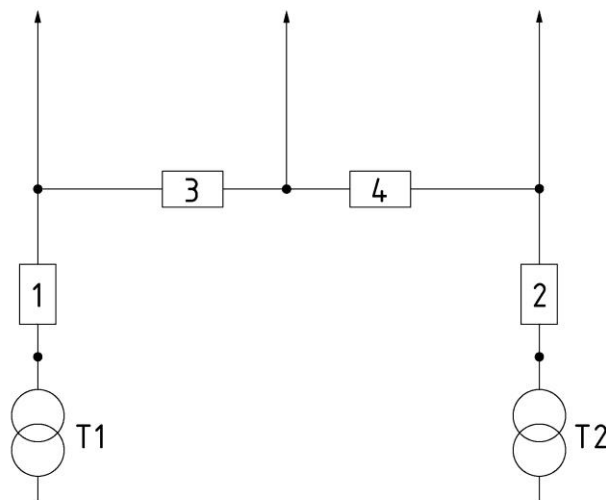


Рисунок 2.2 – Розширений місток з вимикачами  
в колах трансформаторів

Для забезпечення живлення нових споживачів, а саме для під'єднання лінії 503-13, здійснюється реконструкція ПС «Оленівка», аналогічно до ПС «Турбів». Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему з розширеним містком, замінивши короткозамикачі на вимикачі та додати два секційні вимикачі. Таким чином, після реконструкції, схема розподільного пристрою буде умовно надійною. (рис. 2.3)

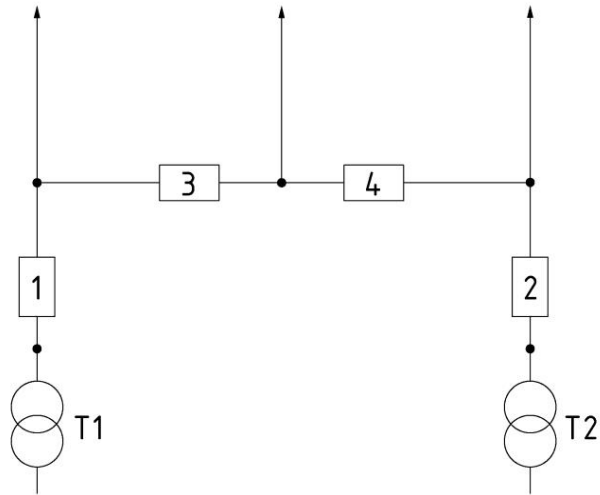


Рисунок 2.3 – Розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів

Наступним джерелом для живлення нових споживачів було обрано підстанцію «Сосонка тяга». Існуюча конфігурація схеми ПС «Сосонка тяга» дозволяє додати лінійне приєднання без зміни наявної схеми. Тому для цієї підстанції оновлена схема розподільчого пристрою 110 кВ буде виглядати наступним чином.

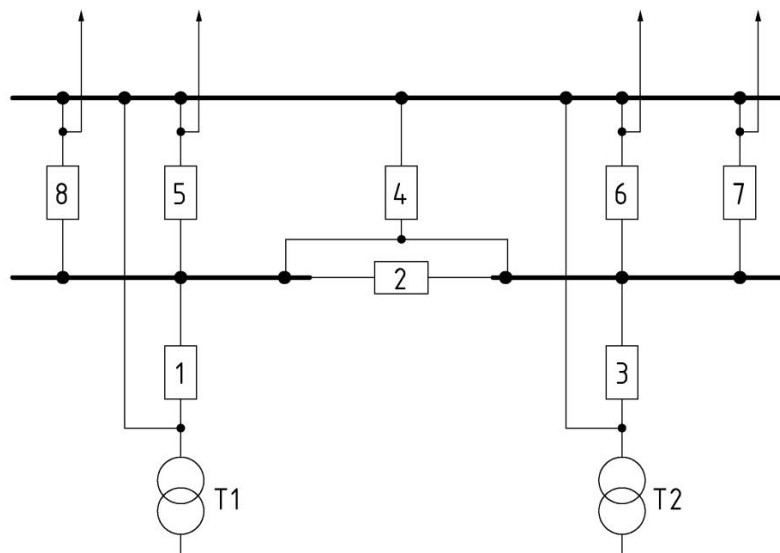


Рисунок 2.4 – Одна робоча, секціонована вимикачем і обхідна системи шин

Для приєднання лінії 11-504, було обрано підстанцію «Липовець». Існуюча конфігурація схеми є задовільною, тому що дозволяє додавання нового лінійного приєднання. Таким чином оновлена схема розподільчого пристрою 110 кВ буде виглядати наступним чином.

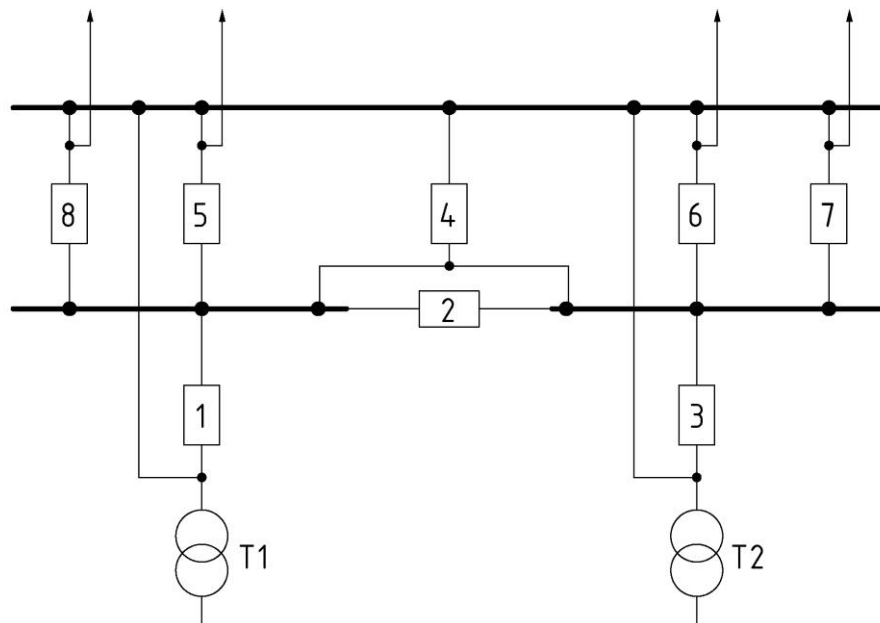


Рисунок 2.5 – Одна робоча, секціонована вимикачем і обхідна системи шин

### 2.3.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) має на меті визначення математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), які комутуються в РП. Також проводиться розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділення РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми тупикової підстанції вузла 502.

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Для проведення розрахунків використовуються вихідні дані, які

включають параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, які комутуються в РП, виражених у величині  $\omega_i$  (1/рік), тривалість планових ремонтів  $T_{\text{п}}$  (год.), та час поновлення вимикачів  $T_{\text{в}}$  (год.), періодичність  $m$  (1/рік). Також враховується час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_{\text{р}}$  (год.).

Розрахунок ведеться по формі табл. 2.3, де в лівому стовпчику зазначені елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов. У верхньому рядку вказані вимикачі, що ремонтуються, та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП –  $K_j$ .

Для нормального режиму роботи РП призначається номер 0; коефіцієнт нормального режиму рівний:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.5)$$

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.5) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^1 = 1 - 3 \cdot 0,0003 = 0,9991.$$

Для кожного сполучення  $i, j$  оцінюється наслідки відмов  $i$ -го елементу у  $j$ -му режимі, а саме, визначаються елементи, які будуть відключені. Після цього розраховується математичне сподівання такої відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ . Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} / \text{рік}.$$

Час планового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що знаходиться в плановому ремонті обчислюється за формулою:

$$T_{B2;III} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{III}), \quad (2.6)$$

де  $T_{III} = 20$  год.

Тоді:

$$T_{B2;III} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.3).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.4).

Таблиця 2.3 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 15)

| Вимикач що відмовив | Параметр потоку відмов $w_i$ | Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті |                       |                       |
|---------------------|------------------------------|------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
|                     |                              | Коефіцієнт режиму $K_j$ та ремонтуємі вимикачі |                       |                       |
|                     |                              | $K_p = 0,0001$                                 |                       |                       |
|                     |                              | Q1                                             | Q2                    | Q3                    |
| Q1                  | 0,03                         |                                                | T-2, T-1, Л-2, Л-1    | T-1, Л-1, D(Л-2, T-2) |
|                     |                              |                                                | T-2, T-1, D(Л-1, Л-2) | T-1, Л-1, D(Л-2, T-2) |
| Q2                  | 0,03                         | T-2, T-1, Л-2, Л-1                             |                       | T-2, Л-2, D(Л-1, T-1) |
|                     |                              | T-2, T-1, D(Л-1, Л-2)                          |                       | T-2, Л-2, D(Л-1, T-1) |
| Q3                  | 0,03                         | T-2, T-1, Л-2, Л-1                             | T-2, T-1, Л-2, Л-1    |                       |
|                     |                              | T-1, Л-1, D(Л-2, T-2)                          | T-2, Л-2, D(Л-1, T-1) |                       |

Таблиця 2.4 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

| Елементи, що відключились | P, МВт | t, год | K <sub>0</sub>  |                 | K <sub>p</sub>  |                 |
|---------------------------|--------|--------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                           |        |        | ω <sub>лв</sub> | ω <sub>гв</sub> | ω <sub>лв</sub> | ω <sub>гв</sub> |
| T-1, Л-1, D(Л-2, Т-2)     | 0      | 1      | 0               | 1               | 0               | 1               |
| T-2, Л-2, D(Л-1, Т-1)     | 0      | 1      | 0               | 1               | 0               | 1               |
| T-2, Т-1, Л-2, Л-1        | 17,56  | 1      | 0               | 1               | 0               | 4               |
| T-1, D(Л-1, Л-2, Т-2)     | 0      | 15,5   | 0               | 1               | 0               | 0               |
| T-2, D(Л-1, Л-2, Т-1)     | 0      | 15,5   | 0               | 1               | 0               | 0               |
| D(Л-1, Т-1), D(Л-2, Т-2)  | 0      | 15,5   | 0               | 1               | 0               | 0               |
| T-2, Т-1, D(Л-1, Л-2)     | 17,56  | 15,5   | 0               | 0               | 0               | 2               |
| T-1, Л-1, D(Л-2, Т-2)     | 0      | 15,5   | 0               | 0               | 0               | 2               |
| T-2, Л-2, D(Л-1, Т-1)     | 0      | 15,5   | 0               | 0               | 0               | 2               |

Імовірність відключення окремого приєднання можна визначити як суму імовірностей розрахованих для різних подій, що призводять до нього.

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.7), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.8) та недовідпуск електроенергії (2.9).

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ( $Z_0 = 585$  грн./кВтгод.).

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0; \quad (2.7)$$

$$\Delta W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб}; \quad (2.8)$$

$$\Delta W_{нд} = K_{всум} \cdot W_{рік}. \quad (2.9)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Збитки від недовідпуску електроенергії

| W <sub>рік</sub> , МВт·год | ΔW <sub>нд</sub> , МВт·год | M <sub>зб</sub> , грн. |
|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| 0,01584                    | 0,528                      | 309,194                |



З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

## 2.4 Оцінювання балансу потужностей

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 501,502,503,504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.10)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 29,59 + 0,05 \cdot 29,59 = 28,1151(\text{МВт}),$$

де  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

$\sum P_{\text{ні}}$  – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{М}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$  – втрати активної потужності в ЛЕП і силових трансформаторах приймається, що вони складають 5% від  $\sum P_{\text{ні}}$ ;

$K = 0,9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.11)$$

$$Q_{\Gamma} = 28,1151 \cdot 0,33 = 9,241(\text{МВАр});$$

де  $\varphi_r = 0,95$  – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається по району в цілому, визначається згідно суми відповідних навантажень в окремих пунктах враховуючи коефіцієнт одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівний 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l. \quad (2.12)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 2-501:

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 111,93^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,2 = 0,4(\text{МВАр}).$$

Для інших відрізків розрахунок виконується аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності для ліній становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,4 + 0,799 + 0,334 + 0,309 + 0,7 + 0,347 = 2,889(\text{МВАр}).$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 15,96 = 15,16(\text{МВАр});$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 15,16 = 1,52(\text{МВАр});$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 15,16 + 1,52 - 9,241 - 2,889 = 4,55(\text{МВАр}).$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 15,16 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 9,241 МВАр, можна зробити висновок щодо доцільності встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 4500 кВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 502.

## РОЗДІЛ 3

### РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) виконується за використання ПК Втрати «RVM – Nign». Даний програмний комплекс дозволяє на основі наданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність силових трансформаторів, їх тип та кількість) розраховувати усталений режим вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

Основними результатами обчислень за допомогою цього програмного комплексу є втрати потужності та електроенергії в визначеній електричній мережі. Крім того, програма розраховує і усталений режим електричної мережі – видається інформація щодо значення напруги у вузлах електричної мережі, а також струмів у її вітках.

Результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ, які були отримані, представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць, а саме: загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та розрахунків по вузлах.

Вхідні дані з врахуванням розвитку представлені у додатку Г.

Результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку, які були отримані, представлені в додатку Г.

Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та післяаварійний режими роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який передбачає планове обмеження навантаження частини споживачів з метою збереження

належної надійності та якості електропостачання залишених у роботі споживачів. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Виконавши аналіз отриманої інформації, ми бачимо, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі  $\pm 10\%U_{\text{ном}}$ .

Результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку та вхідні дані відповідно представлені в додатках Г та Д.

## РОЗДІЛ 4

### ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}; \quad (4.1)$$

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;

$E = E_{ан} = 0,2$  – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);

$\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку в наступному  $t+1$  році порівняно з роком  $t$ , тис.грн.

Значення  $\Pi_t$  для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = \Pi_T \gamma W_t - B_t; \quad (4.2)$$

де  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 2,65$  грн/кВт·год;

$\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);

$W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт·год;

$B$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c; \quad (4.3)$$

де  $K_t$  – капітальні вкладення, тис.грн.;

$c$  – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;

$\Delta W_t$  – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left( \frac{P_i}{U_H \cdot \cos \phi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;

$U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);

$r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;

$\tau$  – час максимальних втрат (5700 год);

$\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПК «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо  $\Delta W_t$ .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}}; \quad (4.5)$$

де  $K_{\text{П/СТ}}$  – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

$K_{\text{ЛЕП}}$  – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн..

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

**На першому році:**

- будівництво ліній електропередач: Оленівка (вузол 13) – 503 та 503-502;
- спорудження підстанцій 110/10 кВ у пунктах 503, 502;
- розвиток підстанції пункту Оленівка (вузол 13).

**На другому році:**

- будівництво ліній електропередач: Сосонка тяга (вузол 2) – 501 та Турбів (вузол 14) - 502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- розвиток підстанції пункту Турбів (вузол 14).

**На третьому році:**

- будівництво лінії електропередач: 501– 504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504.

**На четвертому році:**

- будівництво лінії електропередач: Липовець (вузол 11) – 504.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 4.1–4.3.



Таблиця 4.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

| Ч.ч.                     | Вузол ПС                                                                    | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання       | Інші витрати   | Проектні роботи | Експертиза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup> |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|------------------|----------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 1                        | 2                                                                           | 3    | 4                 | 5                | 6              | 7               | 8                  | 9                            | 10                                                    |
| 1                        | <b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>           |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 1.2                      | 110/10кВ, 10МВА                                                             | 2    | 602,532           | 17350,13         | 573,722        | 473,808         | 4,028              | 18404,22<br>2                | 190                                                   |
| 2                        | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                      |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 2.1                      | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                      | 2    | 87,512            | 2613,394         | 110,57         | 72,41           | 2,138              | 2886,024                     | 260                                                   |
| 2.2                      | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму  | 2    | 373,308           | 5490,524         | 229,936        | 159,8           | 2,482              | 6256,048                     | 410                                                   |
| 2.3                      | Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 74,91             | 2709,418         | 111,311        | 74,287          | 1,216              | 2971,142                     | 125                                                   |
| 2.4                      | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1фаза                             | 3    | 114,228           | 3066,153         | 176,079        | 87,33           | 3,132              | 3446,922                     | 216                                                   |
| 2.5                      | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                        | 1    | 54,027            | 287,744          | 24,915         | 10,315          | 1                  | 378,001                      | 125                                                   |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                             |      | <b>703,985</b>    | <b>14167,233</b> | <b>652,811</b> | <b>404,142</b>  | <b>9,968</b>       | <b>15938,13<br/>7</b>        | <b>1136</b>                                           |
| 3                        | <b>Вузли обладнання 10кВ:</b>                                               |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 3.1                      | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:                                                     |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 3.1.1                    | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем        | 2    | 77,232            | 881,914          | 23,81          | 25,838          | 2                  | 1010,794                     | 13,8                                                  |
| 3.1.2                    | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ                                 | 1    | 38,616            | 421,721          | 11,364         | 12,424          | 1                  | 485,124                      | 6,9                                                   |
| 3.1.3                    | Камера секційного роз'єднувача 10кВ                                         | 1    | 38,616            | 294,832          | 7,96           | 9,162           | 1                  | 351,57                       | 6,9                                                   |
| 3.1.4                    | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                                    | 13   | 502,008           | 4484,701         | 121,082        | 135,876         | 13                 | 5256,667                     | 89,7                                                  |
| 3.1.5                    | Камера з трансформаторами напруги 10кВ                                      | 4    | 154,464           | 551,472          | 25,688         | 20,952          | 4                  | 756,576                      | 27,6                                                  |

|                          |                                                                                          |   |                |                 |                |                |              |                 |              |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|---|----------------|-----------------|----------------|----------------|--------------|-----------------|--------------|
| 3.1.6                    | Камери з іншим обладнанням 10кВ                                                          | 2 | 77,232         | 309,232         | 12,104         | 10,184         | 2            | 410,752         | 0            |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                                          |   | <b>888,168</b> | <b>6943,872</b> | <b>202,008</b> | <b>214,436</b> | <b>23</b>    | <b>8271,483</b> | <b>144,9</b> |
| 3.2                      | Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:                       |   |                |                 |                |                |              |                 |              |
| 3.2.1                    | 250 кВ•А                                                                                 | 2 | 27,244         | 503,94          | 23,946         | 14,496         | 2            | 571,626         | 32           |
| 3.3                      | Заземлювальний реактор 10 кВ                                                             | 2 | 108,18         | 1592,33         | 79,152         | 46,852         | 2,026        | 1828,54         | 52           |
| <b>Всього</b>            |                                                                                          |   | <b>135,424</b> | <b>2096,27</b>  | <b>103,098</b> | <b>61,348</b>  | <b>4,026</b> | <b>2400,166</b> | <b>84</b>    |
| 4                        | <b>ЗПК</b>                                                                               |   |                |                 |                |                |              |                 |              |
| 4.1                      | <b>ЗПК ПС 110/10кВ</b>                                                                   |   |                |                 |                |                |              |                 |              |
| 4.1.1                    | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі) | 2 | 481,046        | 1524,364        | 88,638         | 60,856         | 2,088        | 2156,992        | 96           |
| 4.1.2                    | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110кВ з вимикачем (дві панелі)                     | 2 | 274,882        | 1649,252        | 85,91          | 55,364         | 2,064        | 2067,472        | 48           |
| 4.1.3                    | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)                                          | 1 | 68,721         | 559,852         | 21,513         | 17,472         | 1            | 668,558         | 24           |
| 4.1.4                    | Панель трансформаторів напруги 110кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)                  | 1 | 68,721         | 386,946         | 8,085          | 11,081         | 1            | 475,833         | 12           |
| 4.1.5                    | Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)              | 1 | 137,441        | 347,406         | 21,315         | 14,343         | 1            | 521,505         | 24           |
| 4.1.6                    | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)   | 1 | 68,721         | 412,888         | 21,485         | 13,855         | 1            | 517,95          | 12           |
| 4.1.7                    | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)                                                | 1 | 66,801         | 680,462         | 33,562         | 20,854         | 1,002        | 802,681         | 12           |
| 4.1.8                    | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)                                              | 1 | 199,382        | 726,488         | 41,034         | 27,729         | 10,32        | 995,664         | 36           |

|                                     |                                                                                                                                                                                 |  |                  |                 |                |                |               |                 |            |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|------------|
| 4.1.9                               | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі) |  |                  |                 |                |                |               |                 |            |
| <b>Всього ЗПК</b>                   |                                                                                                                                                                                 |  | <b>1365,715</b>  | <b>6287,658</b> | <b>321,542</b> | <b>221,554</b> | <b>19,474</b> | <b>8206,655</b> | <b>264</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                                                                                                                                 |  | <b>53220,663</b> |                 |                |                |               |                 |            |

Таблиця 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

| Ч.ч. | Вузол ПС                                                                    | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання | Інші витрати | Проектні роботи | Експертиза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м2 |
|------|-----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|------------|--------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| 1    | 2                                                                           | 3    | 4                 | 5          | 6            | 7               | 8                  | 9                            | 10                                        |
| 1    | <b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>           |      |                   |            |              |                 |                    |                              |                                           |
| 1.2  | 110/10кВ, 16МВА                                                             | 2    | 601,882           | 22566,376  | 734,56       | 601,984         | 4,916              | 24509,718                    | 210                                       |
| 2    | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                      |      |                   |            |              |                 |                    |                              |                                           |
| 2.1  | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                      | 2    | 87,512            | 2613,394   | 110,57       | 72,41           | 2,138              | 2886,024                     | 260                                       |
| 2.2  | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму  | 2    | 373,308           | 5490,524   | 229,936      | 159,8           | 2,482              | 6256,048                     | 410                                       |
| 2.3  | Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 74,91             | 2709,418   | 111,311      | 74,287          | 1,216              | 2971,142                     | 125                                       |
| 2.4  | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1фаза                             | 3    | 114,228           | 3066,153   | 176,079      | 87,33           | 3,132              | 3446,922                     | 216                                       |
| 2.5  | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                        | 1    | 54,027            | 287,744    | 24,915       | 10,315          | 1                  | 378,001                      | 125                                       |

|                          |                                                                                          |                |                  |                |                |              |                             |              |      |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|----------------|----------------|--------------|-----------------------------|--------------|------|
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                                          | <b>703,985</b> | <b>14167,233</b> | <b>652,811</b> | <b>404,142</b> | <b>9,968</b> | <b>15938,13</b><br><b>7</b> | <b>1136</b>  |      |
| 3                        | <b>Вузли обладнання 10кВ:</b>                                                            |                |                  |                |                |              |                             |              |      |
| 3.1                      | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:                                                                  |                |                  |                |                |              |                             |              |      |
| 3.1.1                    | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем                     | 2              | 77,232           | 881,914        | 23,81          | 25,838       | 2                           | 1010,794     | 13,8 |
| 3.1.2                    | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ                                              | 1              | 38,616           | 421,721        | 11,364         | 12,424       | 1                           | 485,124      | 6,9  |
| 3.1.3                    | Камера секційного роз'єднувача 10кВ                                                      | 1              | 38,616           | 294,832        | 7,96           | 9,162        | 1                           | 351,57       | 6,9  |
| 3.1.4                    | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                                                 | 13             | 502,008          | 4484,701       | 121,082        | 135,876      | 13                          | 5256,667     | 89,7 |
| 3.1.5                    | Камера з трансформаторами напруги 10кВ                                                   | 4              | 154,464          | 551,472        | 25,688         | 20,952       | 4                           | 756,576      | 27,6 |
| 3.1.6                    | Камери з іншим обладнанням 10кВ                                                          | 2              | 77,232           | 309,232        | 12,104         | 10,184       | 2                           | 410,752      | 0    |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                                          | <b>888,168</b> | <b>6943,872</b>  | <b>202,008</b> | <b>214,436</b> | <b>23</b>    | <b>8271,483</b>             | <b>144,9</b> |      |
| 3.2                      | Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:                        |                |                  |                |                |              |                             |              |      |
| 3.2.1                    | 250 кВ•А                                                                                 | 2              | 27,244           | 503,94         | 23,946         | 14,496       | 2                           | 571,626      | 32   |
| 3.3                      | Заземлювальний реактор 10 кВ                                                             | 2              | 108,18           | 1592,33        | 79,152         | 46,852       | 2,026                       | 1828,54      | 52   |
| <b>Всього</b>            |                                                                                          | <b>135,424</b> | <b>2096,27</b>   | <b>103,098</b> | <b>61,348</b>  | <b>4,026</b> | <b>2400,166</b>             | <b>84</b>    |      |
| 4                        | <b>ЗПК</b>                                                                               |                |                  |                |                |              |                             |              |      |
| 4.1                      | <b>ЗПК ПС 110/10кВ</b>                                                                   |                |                  |                |                |              |                             |              |      |
| 4.1.1                    | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі) | 2              | 481,046          | 1524,364       | 88,638         | 60,856       | 2,088                       | 2156,992     | 96   |
| 4.1.2                    | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110кВ з вимикачем (дві панелі)                     | 2              | 274,882          | 1649,252       | 85,91          | 55,364       | 2,064                       | 2067,472     | 48   |
| 4.1.3                    | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)                                          | 1              | 68,721           | 559,852        | 21,513         | 17,472       | 1                           | 668,558      | 24   |
| 4.1.4                    | Панель трансформаторів напруги 110кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)                  | 1              | 68,721           | 386,946        | 8,085          | 11,081       | 1                           | 475,833      | 12   |

|                                     |                                                                                                                                                                                 |   |                  |                 |                |                |               |                 |            |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|------------|
| 4.1.5                               | Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)                                                                                                     | 1 | 137,441          | 347,406         | 21,315         | 14,343         | 1             | 521,505         | 24         |
| 4.1.6                               | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)                                                                                          | 1 | 68,721           | 412,888         | 21,485         | 13,855         | 1             | 517,95          | 12         |
| 4.1.7                               | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)                                                                                                                                       | 1 | 66,801           | 680,462         | 33,562         | 20,854         | 1,002         | 802,681         | 12         |
| 4.1.8                               | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)                                                                                                                                     | 1 | 199,382          | 726,488         | 41,034         | 27,729         | 10,32         | 995,664         | 36         |
| 4.1.9                               | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі) |   |                  |                 |                |                |               |                 |            |
| <b>Всього ЗПК</b>                   |                                                                                                                                                                                 |   | <b>1365,715</b>  | <b>6287,658</b> | <b>321,542</b> | <b>221,554</b> | <b>19,474</b> | <b>8206,655</b> | <b>264</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                                                                                                                                 |   | <b>59326,159</b> |                 |                |                |               |                 |            |

Таблиця 4.3 – Вартість реконструкції підстанції Оленівка (вузол 9):

| Ч.ч. | Вузол ПС                                                                   | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання | Інші витрати | Проектні роботи | Експерт иза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м2 |
|------|----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|------------|--------------|-----------------|---------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| 1    | 2                                                                          | 3    | 4                 | 5          | 6            | 7               | 8                   | 9                            | 10                                        |
| 1    | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                     |      |                   |            |              |                 |                     |                              |                                           |
| 1.1  | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 186,654           | 2745,262   | 114,968      | 79,9            | 1,241               | 3128,024                     | 205                                       |
| 1.2  | Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем                                     | 1    | 146,207           | 198,92     | 15,406       | 11,112          | 1                   | 372,645                      | 100                                       |

|                                     |                                                                             |   |                 |               |                |                |              |                 |            |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|---|-----------------|---------------|----------------|----------------|--------------|-----------------|------------|
| 1.3                                 | Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1 | 74,91           | 2709,418      | 111,311        | 74,287         | 1,216        | 2971,142        | 125        |
| 1.4                                 | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                        | 1 | 54,027          | 287,744       | 24,915         | 10,315         | 1            | 378,001         | 125        |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>            |                                                                             |   | <b>407,771</b>  | <b>5653,6</b> | <b>241,685</b> | <b>165,299</b> | <b>3,457</b> | <b>6471,811</b> | <b>430</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                             |   | <b>6471,811</b> |               |                |                |              |                 |            |

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 119018,633 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.4–4.6.

Таблиця 4.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

| Ч.ч. | Вузол ПС                                                                    | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання | Інші витрати | Проектні роботи | Експертиза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup> |
|------|-----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|------------|--------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 1    | 2                                                                           | 3    | 4                 | 5          | 6            | 7               | 8                  | 9                            | 10                                                    |
| 1    | <b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>           |      |                   |            |              |                 |                    |                              |                                                       |
| 1.2  | 110/10кВ, 6,3МВА                                                            | 2    | 517,488           | 13498,936  | 451,372      | 371,798         | 3,43               | 14843,02<br>2                | 190                                                   |
| 2    | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                      |      |                   |            |              |                 |                    |                              |                                                       |
| 2.1  | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                      | 2    | 87,512            | 2613,394   | 110,57       | 72,41           | 2,138              | 2886,024                     | 260                                                   |
| 2.2  | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму  | 2    | 373,308           | 5490,524   | 229,936      | 159,8           | 2,482              | 6256,048                     | 410                                                   |
| 2.3  | Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 74,91             | 2709,418   | 111,311      | 74,287          | 1,216              | 2971,142                     | 125                                                   |
| 2.4  | Приєднання трансформатора                                                   | 3    | 114,228           | 3066,153   | 176,079      | 87,33           | 3,132              | 3446,922                     | 216                                                   |

|                          |                                                                                                         |    |                |                  |                |                |              |                       |              |
|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|----------------|------------------|----------------|----------------|--------------|-----------------------|--------------|
|                          | напруги 110 кВ,<br>1фаза                                                                                |    |                |                  |                |                |              |                       |              |
| 2.5                      | Приєднання<br>ремонтної<br>перемички 110кВ                                                              | 1  | 54,027         | 287,744          | 24,915         | 10,315         | 1            | 378,001               | 125          |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                                                         |    | <b>703,985</b> | <b>14167,233</b> | <b>652,811</b> | <b>404,142</b> | <b>9,968</b> | <b>15938,13<br/>7</b> | <b>1136</b>  |
| 3                        | <b>Вузли обладнання 10кВ:</b>                                                                           |    |                |                  |                |                |              |                       |              |
| 3.1                      | ЗРУ 10 кВ ПС<br>110/10 кВ:                                                                              |    |                |                  |                |                |              |                       |              |
| 3.1.1                    | Камера 10 кВ<br>вводу від силового<br>трансформатора з<br>вакуумним<br>вимикачем                        | 2  | 77,232         | 881,914          | 23,81          | 25,838         | 2            | 1010,794              | 13,8         |
| 3.1.2                    | Камера секційного<br>вакуумного<br>вимикача 10 кВ                                                       | 1  | 38,616         | 421,721          | 11,364         | 12,424         | 1            | 485,124               | 6,9          |
| 3.1.3                    | Камера секційного<br>роз'єднувача 10кВ                                                                  | 1  | 38,616         | 294,832          | 7,96           | 9,162          | 1            | 351,57                | 6,9          |
| 3.1.4                    | Камера лінії 10 кВ<br>з вакуумним<br>вимикачем                                                          | 13 | 502,008        | 4484,701         | 121,082        | 135,876        | 13           | 5256,667              | 89,7         |
| 3.1.5                    | Камера з<br>трансформаторами<br>напруги 10кВ                                                            | 4  | 154,464        | 551,472          | 25,688         | 20,952         | 4            | 756,576               | 27,6         |
| 3.1.6                    | Камери з іншим<br>обладнанням 10кВ                                                                      | 2  | 77,232         | 309,232          | 12,104         | 10,184         | 2            | 410,752               | 0            |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                                                         |    | <b>888,168</b> | <b>6943,872</b>  | <b>202,008</b> | <b>214,436</b> | <b>23</b>    | <b>8271,483</b>       | <b>144,9</b> |
| 3.2                      | Трансформатор<br>власних потреб<br>зовнішнього<br>установлення<br>потужністю:                           |    |                |                  |                |                |              |                       |              |
| 3.2.1                    | 250 кВ•А                                                                                                | 2  | 27,244         | 503,94           | 23,946         | 14,496         | 2            | 571,626               | 32           |
| 3.3                      | Заземлювальний<br>реактор 10 кВ                                                                         | 2  | 108,18         | 1592,33          | 79,152         | 46,852         | 2,026        | 1828,54               | 52           |
| <b>Всього</b>            |                                                                                                         |    | <b>135,424</b> | <b>2096,27</b>   | <b>103,098</b> | <b>61,348</b>  | <b>4,026</b> | <b>2400,166</b>       | <b>84</b>    |
| 4                        | <b>ЗПК</b>                                                                                              |    |                |                  |                |                |              |                       |              |
| 4.1                      | <b>ЗПК ПС 110/10кВ</b>                                                                                  |    |                |                  |                |                |              |                       |              |
| 4.1.1                    | Панелі керування,<br>ДЗТ, резервного<br>захисту та РПН<br>силового<br>трансформатора<br>(чотири панелі) | 2  | 481,046        | 1524,364         | 88,638         | 60,856         | 2,088        | 2156,992              | 96           |
| 4.1.2                    | Панелі ДФЗ і<br>резервного<br>захисту лінії<br>110кВ з<br>вимикачем (дві<br>панелі)                     | 2  | 274,882        | 1649,252         | 85,91          | 55,364         | 2,064        | 2067,472              | 48           |
| 4.1.3                    | Панелі секційного<br>вимикача 110 кВ<br>(одна панель)                                                   | 1  | 68,721         | 559,852          | 21,513         | 17,472         | 1            | 668,558               | 24           |

|                                     |                                                                                                                                                                                 |   |                  |                 |                |                |               |                 |            |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|------------|
| 4.1.4                               | Панель трансформаторів напруги 110кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)                                                                                                         | 1 | 68,721           | 386,946         | 8,085          | 11,081         | 1             | 475,833         | 12         |
| 4.1.5                               | Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)                                                                                                     | 1 | 137,441          | 347,406         | 21,315         | 14,343         | 1             | 521,505         | 24         |
| 4.1.6                               | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)                                                                                          | 1 | 68,721           | 412,888         | 21,485         | 13,855         | 1             | 517,95          | 12         |
| 4.1.7                               | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)                                                                                                                                       | 1 | 66,801           | 680,462         | 33,562         | 20,854         | 1,002         | 802,681         | 12         |
| 4.1.8                               | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)                                                                                                                                     | 1 | 199,382          | 726,488         | 41,034         | 27,729         | 10,32         | 995,664         | 36         |
| 4.1.9                               | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі) |   |                  |                 |                |                |               |                 |            |
| <b>Всього ЗПК</b>                   |                                                                                                                                                                                 |   | <b>1365,715</b>  | <b>6287,658</b> | <b>321,542</b> | <b>221,554</b> | <b>19,474</b> | <b>8206,655</b> | <b>264</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                                                                                                                                 |   | <b>49659,463</b> |                 |                |                |               |                 |            |

Таблиця 4.5 – Вартість приєднання лінії Сосонка тяга (вузол 2)-501

| Ч.ч. | Вузол ПС                                                                   | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання | Інші витрати | Проектні роботи | Експерт иза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м2 |
|------|----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|------------|--------------|-----------------|---------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| 1    | 2                                                                          | 3    | 4                 | 5          | 6            | 7               | 8                   | 9                            | 10                                        |
| 1    | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                     |      |                   |            |              |                 |                     |                              |                                           |
| 1.1  | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 186,654           | 2745,262   | 114,968      | 79,9            | 1,241               | 3128,024                     | 205                                       |



|                                     |                                        |   |                 |                 |                |               |              |                 |            |
|-------------------------------------|----------------------------------------|---|-----------------|-----------------|----------------|---------------|--------------|-----------------|------------|
| 1.2                                 | Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем | 1 | 146,207         | 198,92          | 15,406         | 11,112        | 1            | 372,645         | 100        |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>            |                                        |   | <b>332,861</b>  | <b>2944,182</b> | <b>130,374</b> | <b>91,012</b> | <b>2,241</b> | <b>3500,669</b> | <b>305</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                        |   | <b>3500,669</b> |                 |                |               |              |                 |            |

Таблиця 4.6 – Вартість реконструкції підстанції Турбів (вузол 14)

| Ч.ч.                                | Вузол ПС                                                                    | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання    | Інші витрати   | Проектні роботи | Експертиза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup> |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|---------------|----------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 1                                   | 2                                                                           | 3    | 4                 | 5             | 6              | 7               | 8                  | 9                            | 10                                                    |
| 1                                   | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                      |      |                   |               |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 1.1                                 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму  | 1    | 186,654           | 2745,262      | 114,968        | 79,9            | 1,241              | 3128,024                     | 205                                                   |
| 1.2                                 | Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем                                      | 1    | 146,207           | 198,92        | 15,406         | 11,112          | 1                  | 372,645                      | 100                                                   |
| 1.3                                 | Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 74,91             | 2709,418      | 111,311        | 74,287          | 1,216              | 2971,142                     | 125                                                   |
| 1.4                                 | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                        | 1    | 54,027            | 287,744       | 24,915         | 10,315          | 1                  | 378,001                      | 125                                                   |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>            |                                                                             |      | <b>407,771</b>    | <b>5653,6</b> | <b>241,685</b> | <b>165,299</b>  | <b>3,457</b>       | <b>6471,811</b>              | <b>430</b>                                            |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                             |      | <b>6471,811</b>   |               |                |                 |                    |                              |                                                       |

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 59631,943 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

| Ч.ч.                     | Вузол ПС                                                                    | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання       | Інші витрати   | Проектні роботи | Експертиза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup> |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|------------------|----------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 1                        | 2                                                                           | 3    | 4                 | 5                | 6              | 7               | 8                  | 9                            | 10                                                    |
| 1                        | <b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>           |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 1.2                      | 110/10кВ, 6,3МВА                                                            | 2    | 517,488           | 13498,936        | 451,372        | 371,798         | 3,43               | 14843,02<br>2                | 190                                                   |
| 2                        | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                      |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 2.1                      | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                      | 2    | 87,512            | 2613,394         | 110,57         | 72,41           | 2,138              | 2886,024                     | 260                                                   |
| 2.2                      | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму  | 2    | 373,308           | 5490,524         | 229,936        | 159,8           | 2,482              | 6256,048                     | 410                                                   |
| 2.3                      | Приєднання секційного вимикача 110кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 74,91             | 2709,418         | 111,311        | 74,287          | 1,216              | 2971,142                     | 125                                                   |
| 2.4                      | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1фаза                             | 3    | 114,228           | 3066,153         | 176,079        | 87,33           | 3,132              | 3446,922                     | 216                                                   |
| 2.5                      | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                        | 1    | 54,027            | 287,744          | 24,915         | 10,315          | 1                  | 378,001                      | 125                                                   |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                             |      | <b>703,985</b>    | <b>14167,233</b> | <b>652,811</b> | <b>404,142</b>  | <b>9,968</b>       | <b>15938,13<br/>7</b>        | <b>1136</b>                                           |
| 3                        | <b>Вузли обладнання 10кВ:</b>                                               |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 3.1                      | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:                                                     |      |                   |                  |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 3.1.1                    | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем        | 2    | 77,232            | 881,914          | 23,81          | 25,838          | 2                  | 1010,794                     | 13,8                                                  |
| 3.1.2                    | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ                                 | 1    | 38,616            | 421,721          | 11,364         | 12,424          | 1                  | 485,124                      | 6,9                                                   |
| 3.1.3                    | Камера секційного роз'єднувача 10кВ                                         | 1    | 38,616            | 294,832          | 7,96           | 9,162           | 1                  | 351,57                       | 6,9                                                   |
| 3.1.4                    | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                                    | 13   | 502,008           | 4484,701         | 121,082        | 135,876         | 13                 | 5256,667                     | 89,7                                                  |

|                          |                                                                    |   |                |                 |                |                |              |                 |              |
|--------------------------|--------------------------------------------------------------------|---|----------------|-----------------|----------------|----------------|--------------|-----------------|--------------|
| 3.1.5                    | Камера з трансформаторами напруги 10кВ                             | 4 | 154,464        | 551,472         | 25,688         | 20,952         | 4            | 756,576         | 27,6         |
| 3.1.6                    | Камери з іншим обладнанням 10кВ                                    | 2 | 77,232         | 309,232         | 12,104         | 10,184         | 2            | 410,752         | 0            |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |                                                                    |   | <b>888,168</b> | <b>6943,872</b> | <b>202,008</b> | <b>214,436</b> | <b>23</b>    | <b>8271,483</b> | <b>144,9</b> |
| 3.2                      | Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю: |   |                |                 |                |                |              |                 |              |
| 3.2.1                    | 250 кВ•А                                                           | 2 | 27,244         | 503,94          | 23,946         | 14,496         | 2            | 571,626         | 32           |
| 3.3                      | Заземлювальний реактор 10 кВ                                       | 2 | 108,18         | 1592,33         | 79,152         | 46,852         | 2,026        | 1828,54         | 52           |
| <b>Всього</b>            |                                                                    |   | <b>135,424</b> | <b>2096,27</b>  | <b>103,098</b> | <b>61,348</b>  | <b>4,026</b> | <b>2400,166</b> | <b>84</b>    |

В загальному, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 49659,463 тис. грн. розрахунок.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на четвертому році показані у табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Вартість приєднання лінії Липовець (вузол 11) – 504

| Ч.ч.                                | Вузол ПС                                                                   | К-ть | Будівельні роботи | Обладнання      | Інші витрати   | Проектні роботи | Експертиза проекту | Загальна кошторисна вартість | Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup> |
|-------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|------|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------|
| 1                                   | 2                                                                          | 3    | 4                 | 5               | 6              | 7               | 8                  | 9                            | 10                                                    |
| 1                                   | <b>Вузли ВРУ 110кВ</b>                                                     |      |                   |                 |                |                 |                    |                              |                                                       |
| 1.1                                 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму | 1    | 186,654           | 2745,262        | 114,968        | 79,9            | 1,241              | 3128,024                     | 205                                                   |
| 1.2                                 | Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем                                     | 1    | 146,207           | 198,92          | 15,406         | 11,112          | 1                  | 372,645                      | 100                                                   |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>            |                                                                            |      | <b>332,861</b>    | <b>2944,182</b> | <b>130,374</b> | <b>91,012</b>   | <b>2,241</b>       | <b>3500,669</b>              | <b>305</b>                                            |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                            |      | <b>3500,669</b>   |                 |                |                 |                    |                              |                                                       |

У результаті, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на четвертому році складають 3500,669 тис. грн. розрахунок.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l; \quad (4.6)$$

де  $C_T$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot (8,4 + 9,1) = 25288,71(\text{тис.грн});$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot (11,2 + 9,8) = 30346,45(\text{тис.грн});$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 19,6 = 28323,35(\text{тис.грн});$$

$$K_{\text{ЛЕП4}} = 1445,069 \cdot 9,8 = 14161,68(\text{тис.грн}).$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 119018,633 + 25288,71 = 144307,34(\text{тис.грн});$$

$$K_2 = 59631,943 + 30346,45 = 89978,39(\text{тис.грн});$$

$$K_3 = 49659,463 + 28323,35 = 77982,82(\text{тис.грн});$$

$$K_4 = 3500,669 + 14161,68 = 17662,35(\text{тис.грн}).$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\text{П}} + \Delta W_t; \quad (4.7)$$

де  $B_L$  – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн;

$B_{\text{П}}$  – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн;

$\Delta W_t$  – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год.

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{П}}; \quad (4.8)$$

де  $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$ ,  $\Delta W_{\text{П}}$  – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = \frac{(K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}} \%) }{100}; \quad (4.9)$$

де  $P_{\text{Л}}\%$  – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = \frac{(K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}} \%) }{100}; \quad (4.10)$$

де  $P_{\text{П}}\%$  – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = \frac{25288,71 \cdot 0,03}{100} = 75,87(\text{тис.грн});$$

$$B_{\text{Л2}} = \frac{30346,45 \cdot 0,03}{100} = 91,04(\text{тис.грн});$$

$$B_{\text{Л3}} = \frac{28323,35 \cdot 0,03}{100} = 84,97(\text{тис.грн});$$

$$B_{\text{Л4}} = \frac{14161,68 \cdot 0,03}{100} = 42,49(\text{тис.грн});$$

$$B_{\text{П1}} = \frac{119018,633 \cdot 3}{100} = 3570,56(\text{тис.грн});$$

$$B_{\text{П2}} = \frac{59631,943 \cdot 3}{100} = 1788,96(\text{тис.грн});$$

$$B_{\text{П3}} = \frac{49659,463 \cdot 3}{100} = 1489,78(\text{тис.грн});$$

$$B_{\text{П4}} = \frac{3500,669 \cdot 3}{100} = 105,02(\text{тис.грн}).$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку, зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

| Рік будівництва | Побудовані та реконструйовані об'єкти    | Зміна втрати в ЛЕП, кВт | Зміна втрати в трансформаторах, кВт | Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год |
|-----------------|------------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------------|
| 1               | ЛЕП:13-503, 503-502<br>П/ст:13, 503, 502 | 163                     | 262                                 | 4176                                       |
| 2               | ЛЕП:2-501, 14-502<br>П/ст:2,14,501       | 132                     | 56                                  | 1855                                       |
| 3               | ЛЕП:501-504<br>П/ст:504                  | 186                     | 51                                  | 2339                                       |
| 4               | ЛЕП:14-504                               | -28                     | 0                                   | -275                                       |

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 75,87 + 3570,56 + 4176 \cdot 2,65 = 14712,83(\text{тис.грн});$$

$$B_2 = 91,04 + 1788,96 + 1855 \cdot 2,65 = 6795,75(\text{тис.грн});$$

$$B_3 = 84,97 + 1489,78 + 2339 \cdot 2,65 = 7773,1(\text{тис.грн});$$

$$B_4 = 42,49 + 105,02 + (-275) \cdot 2,65 = -581,24(\text{тис.грн}).$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_{1(503(СЕС)-502)} = 14 \cdot 1200 + 17,56 \cdot 5700 = 116877,08(\text{МВт} \cdot \text{год});$$

$$W_{2(501)} = 6,24 \cdot 5700 = 35553,7(\text{МВт} \cdot \text{год});$$

$$W_{3(504)} = 5,8 \cdot 5700 = 33060(\text{МВт} \cdot \text{год}).$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 116877,08 - 14712,83 = 58218,47(\text{тис.грн});$$

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 35553,7 - 6795,75 = 4510,33(\text{тис.грн});$$

$$\Pi_3 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 33060 - 7773,1 = 2739,98(\text{тис.грн});$$

$$\Pi_4 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-581,24) = 581,24(\text{тис.грн}).$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = \frac{58218,47 / (1 + 0,2) + 4510,33 / (1 + 0,2)^2}{144307,34 / (1 + 0,2) + 89978,39 / (1 + 0,2)^2} + \frac{2739,51 / (1 + 0,2)^3 + 581,24 / (1 + 0,2)^4}{77982,82 / (1 + 0,2)^3 + 17662,35 / (1 + 0,2)^4} = 0,23.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{E'_a} = \frac{1}{0,23} = 4,4 \text{ років.}$$

Таблиця 4.10 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

| Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ                                       |          |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------|
| Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі                                | МВт      | 29,59      |
| Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів                   | год      | 5700       |
| Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям                                     | МВт*год  | 185490,77  |
| Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі                               | тис.грн. | 231810,708 |
| Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі                         | рік      | 4,4        |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | МВт      | 2,928      |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | %        | 2,4        |
| Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі              | МВт*год  | 8095       |
| Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку | МВт*год  | 28395      |

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення  $E_{\text{ан}}$  (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ( $E_{\text{ан}} = 0,2$ )). Терміни окупності (4,4) підтверджують ефективність.



## РОЗДІЛ 5

### РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

#### 5.1 Аналіз регулювання напруги в мережах з відновлювальними джерелами енергії

Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з наявними відновлюваними джерелами енергії є важливою задачею для забезпечення стабільності та ефективності живлення в мережі, де енергія генерується з різних джерел, таких як сонячні панелі, вітряні генератори, гідроелектростанції тощо. Основна проблема полягає в тому, що відновлювані джерела енергії можуть мати змінну і непередбачувану потужність в залежності від погодних умов, що може призводити до змін напруги в мережі.

Розповсюдження розподіленої генерації відновлювальними джерелами енергії є недавнім явищем але методи вирішення вищезгаданих проблем є вже широко досліджено. В даний час завдання щодо регулювання напруги отримали матеріальну основу у вигляді регулюючих та компенсуючих пристроїв.

Вирішення питань, пов'язаних із регулюванням напруги, завжди вважалося важливим, оскільки ефективність цього процесу має значення у багатьох аспектах сучасного суспільства та впливає на різні сфери діяльності.

##### 5.1.1. Розвиток систем та методів регулювання напруги

Регулювання напруги включає в себе процес зміни в характерних точках електричної системи рівнів напруги за допомогою спеціальних технічних засобів. Історично розвиток способів та методів регулювання напруги та реактивної потужності починався від нижніх ієрархічних рівнів управління енергосистемами до верхніх. Спочатку використовувалося регулювання напруги у центрах

живлення розподільних мереж районних підстанцій, де зміною коефіцієнта трансформації підтримувалася напруга для споживачів при змінах режиму роботи. Регулювання напруги спочатку застосовувалося також у споживачів і енергетичних об'єктах (електростанціях, підстанціях).

Останні роки характеризуються переглядом нормативних вимог до якості електроенергії, які враховують інтегральний підхід до показників якості, а також доповнення їх новими показниками якості.

На сьогоднішній день основним методом регулювання напруги в енергосистемі України, є підтримка заданих графіків (рівнів) напруги в контрольних пунктах мережі.

Контрольні пункти мережі поділяють на:

- пункти у мережах 110 кВ і вище, які встановлюються диспетчерськими центрами НЕК «Укренерго»;

- пункти мережевих організацій у вузлах мереж з напругою 110 кВ і нижче, які не входять до складу контрольних пунктів НЕК «Укренерго»;

Контрольні пункти НЕК «Укренерго» та графіки напруги в них повинні розроблятися враховуючи необхідності забезпечення:

- нормативних коефіцієнтів запасу статичної аперіодичної стійкості у контрольованих перерізах;

- нормативних коефіцієнтів запасу статичної стійкості за напругою у вузлах навантаження.

Контрольні пункти мережевих компаній та графіки напруги в них повинні розроблятися враховуючи:

- нормативні коефіцієнти запасу статичної стійкості за напругою у вузлах навантаження;

- нормативні показники якості електроенергії щодо відхилення напруги (у тому числі виконання зустрічного регулювання напруги);

- вплив напруги в контрольному пункті на втрати активної потужності.

Завдання планування та оперативного управління у циклі централізованої організаційно-технічної системи регулювання напруги зазначені на рис. 5.1.

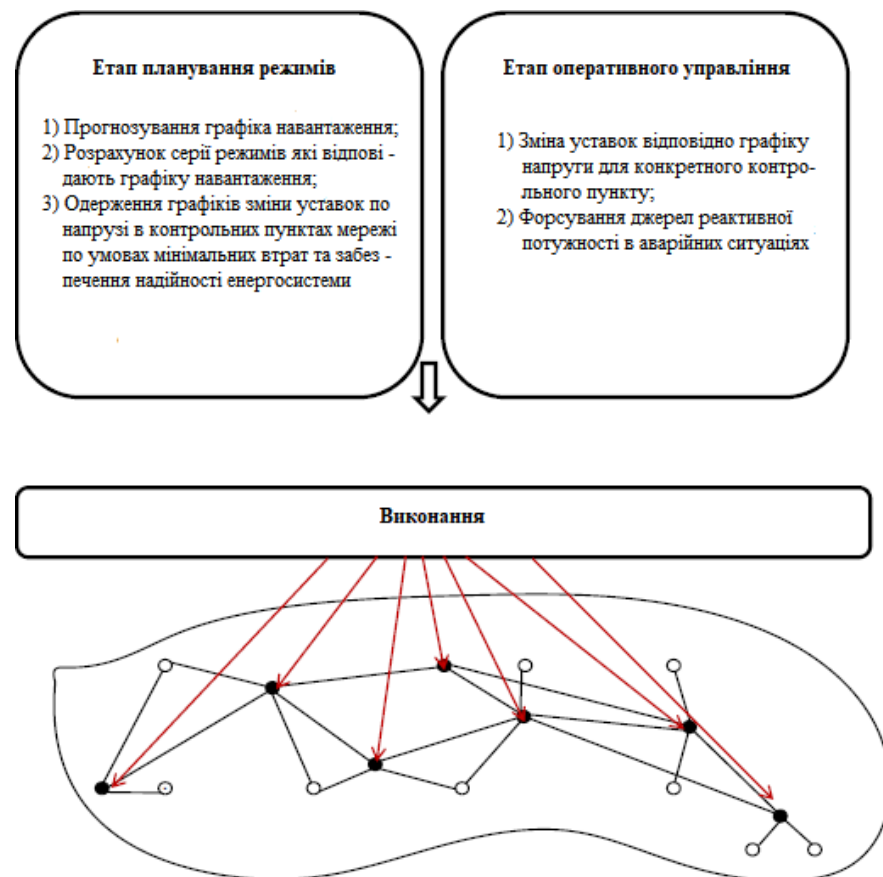


Рисунок 5.1 – Централізована організаційно-технічна система регулювання напруги

*Наявні недоліки існуючого методу регулювання напруги.* Графіки зміни напруги в контрольних пунктах мережі, як правило, розробляються заздалегідь на періоди в квартал або один місяць. Варто зазначити, що, при розробці таких графіків, всі режими, що встановилися, не можуть бути правильно враховані. Крім того, можливі відхилення рівнів генерація/споживання від запланованих які складуться у період дії графіків з урахуванням схеми мережі енергосистеми. Розробка графіків також не може належним чином урахувати природні умови, які є важливими для коректного моделювання втрат електроенергії в повітряних лініях на корону під час оптимізації режимів напруги та реактивної потужності.

На збірних шинах електростанцій та підстанцій відбувається первинне регулювання рівнів напруги за допомогою регульованих засобів компенсації реактивної потужності, що в даний час здійснюється автоматично відповідно до заздалегідь визначених графіків зміни напруги. Проте такі графіки не можуть самостійно адаптуватися під час роботи, враховуючи фактичні режими роботи енергосистем та топологію їх мереж. Зокрема, на основі міжнародного досвіду, для виконання всіх вимог до рівнів напруги в режимах їх оптимізація повинна здійснюватися з періодичністю не рідше одного разу на двадцять хвилин. Отже, в наших енергосистемах централізоване регулювання напруги здійснюється у режимі «ручного» управління.

Найбільш сучасним підходом є автоматизоване управління напругою в режимі реального часу в яких використовується вторинне регулювання напруги, разом з цим енергосистема розбивається на відповідні зони, і в кожній зоні задаються параметри напруги, які підтримуються на одному, пілотному вузлі. Це досягається шляхом регулювання видачі реактивної потужності кількох вибраних генераторів, що знаходяться близько до пілотного вузла.

В українській літературі [10, 19] виникла ідея автоматизації процесу регулювання напруги в енергосистемі шляхом координованого управління уставками напруги генераторів, пристроями компенсації реактивної потужності (ЗКРП) та коефіцієнтами трансформації трансформаторів з регулюванням під напругою (РПН). Для цього було розроблено відповідні алгоритми та програмні засоби. Проте практична реалізація такої системи зіткнулася з рядом труднощів, серед яких основними є

- обмежена можливість моніторингу більшості українських енергосистем;
- не достатня кількість ЗКРП з безперервним регулюванням;
- відсутність надійних алгоритмів автоматичного управління режимами у складних, зокрема аварійних, ситуаціях.

На сучасному етапі розвитку української енергетичної галузі продовжують з'являтися ініціативи щодо впровадження автоматичного регулювання в енергосистемі. Ці проекти в основному ґрунтуються на принциповій схемі, яку показано на рис. 5.1, де перші два етапи виконуються за використання програмно-обчислювальних комплексів, а результати як уставок доводяться до групових і локальних регуляторів напруги у мережі.

В останні роки розпочався розвиток систем штучного інтелекту для систем управління в енергосистемах. Технології штучного інтелекту охоплюють різні напрямки:

- нейромережеві технології;
- експертні системи;
- генетичні алгоритми.

Недоліком нейронних мереж [24] є їх нездатність адаптуватися до змін топології мережі, тобто при додаванні чи відключенні елемента потрібно повторно проводити процес навчання.

З цим питанням добре справляються експертні системи [25], які ефективно використовуються як консультанти для диспетчерів та системи оцінки стану енергосистеми.

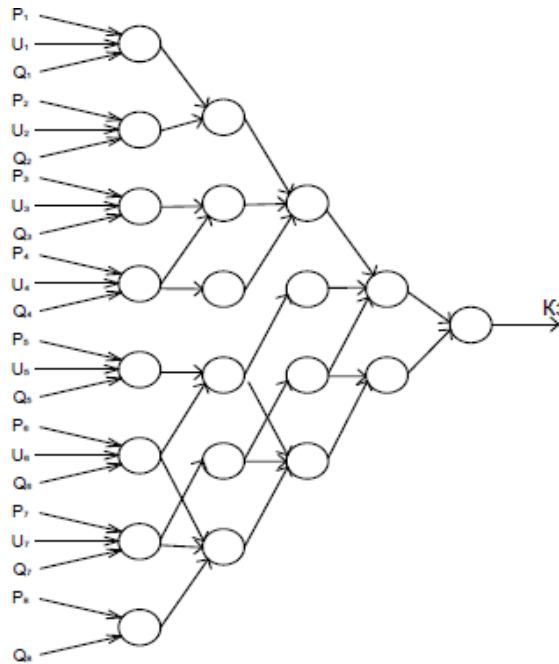


Рисунок 5.2 – Структура нейронної мережі та системи визначення запасу стійкості

### 5.1.2. Системи регулювання напруги у розподільчій мережі

Регулювання напруги у розподільчих мережах електроенергетичних систем має на меті забезпечення економічної та надійної експлуатації енергетичного обладнання та підтримки рівнів напруги у вузлах мережі у технічно допустимих межах. Згідно з ДСТУ EN 50160:2014, відхилення напруги на електроприймачах повинні знаходитися в діапазоні  $\pm 5\%$  з ймовірністю 95% та не перевищувати  $\pm 10\%$  номінальної напруги [3].

Існують дві основних системи регулювання напруги:

- *Розподілене* (локальне) керування здійснюється на самих генераторах. Він дешевший у будівництві та не потребує складної вимірювальної інфраструктури. Відмінною рисою децентралізованих схем управління є те, що керуючі дії здійснюються індивідуально кожним підрозділом джерела генерування (ДГ) на основі лише локальних вимірювань. Автори таких підходів використовують

здатність реактивної потужності блоків ДГ, щоб повністю компенсувати підвищення напруги, спричинене введенням активної потужності. Тим не менш, може спостерігатися невиправдано високе споживання реактивної потужності. Для локальної системи регулювання застосовують груповий та індивідуальний метод регулювання. Групове регулювання здійснюється для групи споживачів, а індивідуальне – для окремого електроприймача.

- *Централізоване*, мета якого полягає в оптимальному контролі більшої частини мережі, що вимагає знання про стан системи. Це означає, що ми повинні встановити більше вимірювальних пристроїв або потрібен алгоритм оцінки стану системи розподілу. У схемі централізованого керування центральний контролер контролює мережу та визначає контрольні значення для всіх блоків ДГ у кожен момент часу. Відповідні дослідницькі роботи можна класифікувати на дві основні категорії залежно від того, використовують вони методи оптимізації чи ні. Розглядаючи першу категорію, впровадження методів оптимізації в розподільні мережі формує змішану цілочисельну задачу нелінійної оптимізації, що характеризується підвищеною обчислювальною складністю та локальними мінімальними рішеннями. Крім того, ці методи використовують прогнози виробництва та споживання для визначення робочих налаштувань установок. Таким чином, у разі помилок прогнозу, параметри роботи неправильно розраховуються, що призводить до неоптимальних рішень, тоді як можливі порушення напруги також можуть виникнути. З іншого боку, у другій категорії запропоновані рішення, що не містять процедур оптимізації, зосереджуючись лише на безпечній та надійній роботі мережі в допустимих межах [4].

На практиці, найбільш ефективним є застосування комбінованої системи з використанням розподільної і централізованої систем разом.

До методів централізованої системи можна віднести:

- стабілізацію напруги;
- двоступінчасте регулювання напруги;
- зустрічне регулювання напруги.

Стабілізацію напруги застосовують для споживачів з практично незмінним навантаженням, наприклад для трьох-змінних підприємств, де рівень напруги необхідно підтримувати незмінним. Добовий графік таких споживачів наведено на рис. 5.3а. Для споживачів з яскраво вираженою двоступінчастістю графіка навантаження (рис. 5.3б), наприклад для однозмінних підприємств, застосовують двоступінчасте регулювання напруги. Разом з цим підтримуються два рівні напруги протягом доби відповідно до графіка навантаження. У разі змінного протягом доби навантаження (рис. 5.3в) здійснюється так зване зустрічне регулювання. Кожне значення навантаження матиме своє значення та втрати напруги, отже, і сама напруга буде змінюватися із зміною навантаження. Для того, щоб відхилення напруги не виходило за рамки допустимих значень є необхідність регулювання напруги в залежності від величини струму навантаження.

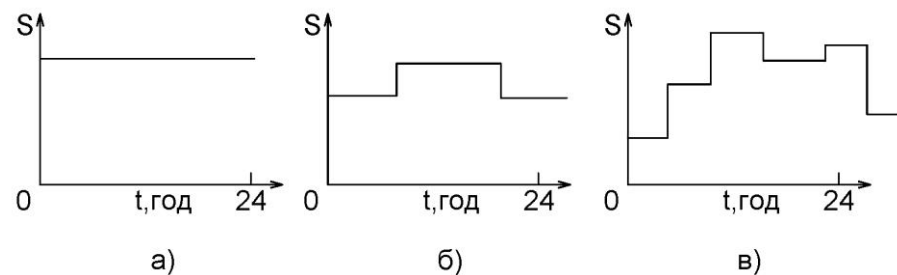


Рисунок 5.3 – Графіки навантажень

Для детального розгляду зустрічного регулювання напруги використовуємо схему, показану на рис. 5.4а де трансформатор представлений опором трансформатора та як ідеальний коефіцієнт трансформації. На рис. 5.4а прийнято такі позначення:  $U_1$  – напруга на шинах ЦП;  $U_2$  – напруга на шинах високої напруги (ВН) районної підстанції;  $U_{2н}$  - напруга на шинах низької напруги (НН) районної підстанції;  $U_3$  – напруга у споживачів. Напруга на шинах ВН районної підстанції



$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_T; \quad (5.1)$$

Напруги на шинах ВН та НН відрізняються на величину втрат напруги в силовому трансформаторі  $\Delta U_T$ , крім того, в ідеальному трансформаторі напруга знижується відповідно до коефіцієнта трансформації, що треба враховувати при виборі регульовального відгалуження. На рис. 5.4б представлені графіки зміни напруги для двох режимів: найбільших та найменших навантажень. При цьому по осі абсцис відкладені втрати напруги, а по осі ординат – значення відхилень напруги. З рис. 5.4б (пунктирні лінії) видно, що якщо  $n = 1$ , то в режимі найменших навантажень напруга у споживачів буде вище, а в режимі найбільших навантажень – нижче за допустиме значення (тобто відхилення напруги більше допустимих). При цьому приймачі електроенергії приєднані до мережі НН (тобто в точках А та В) працюватимуть у недопустимих умовах. Виконуючи зміну коефіцієнта трансформації трансформатора районної підстанції  $n$  змінюють  $U_{2н}$ , тобто таким чином регулюють напругу (суцільна лінія на рис. 5.4б). У режимі найменших навантажень підвищують  $n$ , зменшуючи напругу  $U_{2н}$  до величини, на скільки можливо ближче до  $1,0U_{ном}$ . В режимі найменших навантажень вибирають таке найбільше стандартне значення  $n$ , щоб виконувалася така умова:

$$U_{2н.нм} \geq 1,0U_{ном}; \quad (5.2)$$

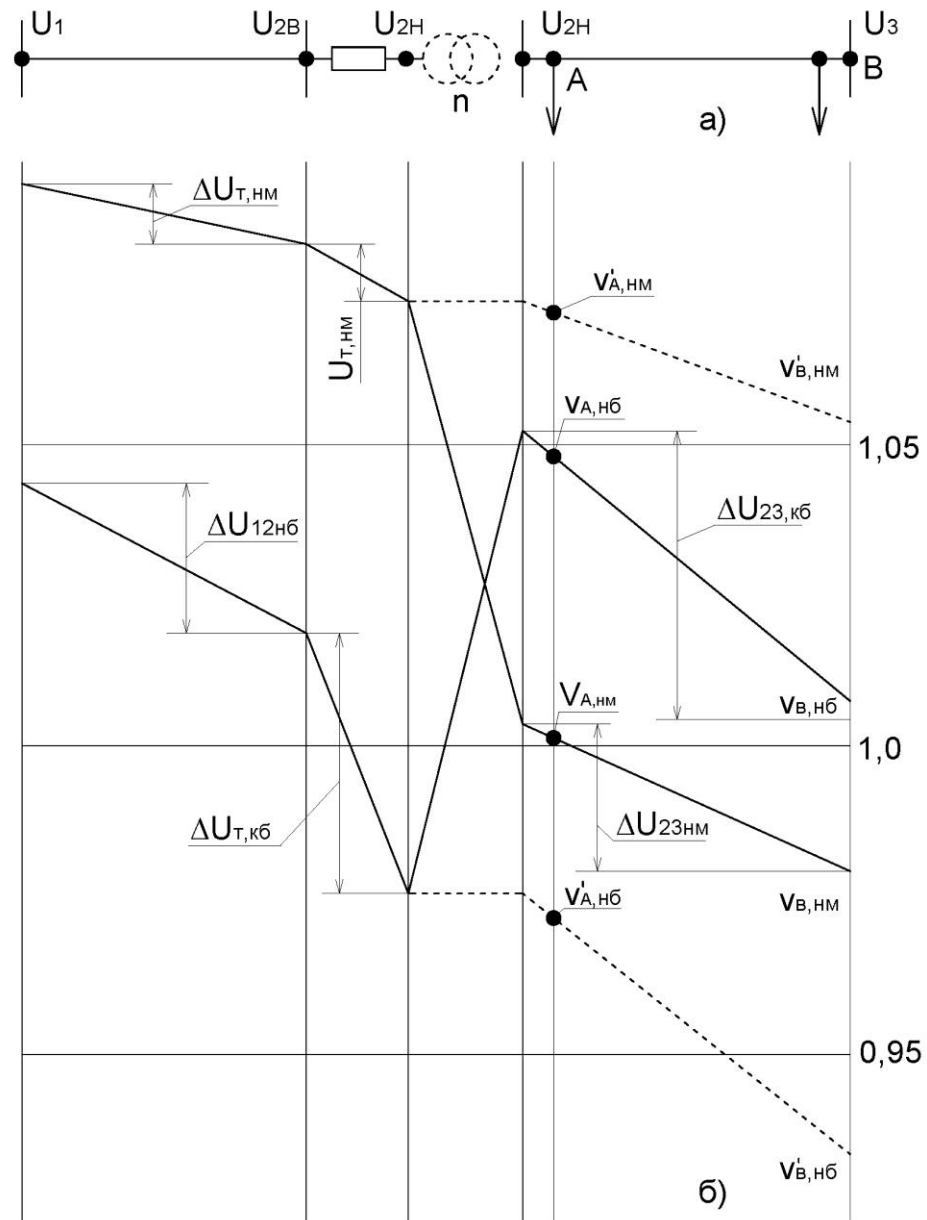


Рисунок 5.4 – Зустрічне регулювання напруги: а – схема заміщення;

б - епюри напруги

У режимі найбільших навантажень знижують  $n$ , збільшуючи напругу  $U_{2H}$  до величини, найближчої до  $1,05U_{ном}$ . У найбільшому режимі вибирають таке найбільше стандартне значення  $n$ , щоб виконувалася така умова:

$$U_{2H, NB} \geq 1,05U_{ном}; \quad (5.3)$$

Таким чином, напруга на затискачах споживачів як віддалених – у точці В, і прилеглих – у точці А – вводиться у допустимі межі. При використанні такого регулювання в режимі найбільших навантажень напруга є нижчою і вона підвищується, а в режимі найменших навантажень, в протилежному випадку, напруга вища і тоді вона знижується. Тому таке регулювання називається зустрічним.

Традиційно мережі середньої та високої напруги проектувалися операторами систем розподілу (ОСР) на основі пасивної роботи мережі. На сьогодні спостерігається характерний етап переходу для розподільних електричних мереж від пасивної мережі, яка з'єднує центри живлення з вузлами навантаження (рис. 5.5.а) до мережі з активними споживачами електроенергії та розподіленою генерацією, які для досягнення власних цілей беруть участь у регулюванні режиму роботи мережі. Серед факторів, які визначають цей перехід, можна відзначити технологічні, економічні та екологічні чинники. Ці фактори спонукають споживачів раціонально використовувати електроенергію, активно брати участь у виробництві електроенергії та регулюванні рівнями напруги.

На рис. 5.5 представлені: (а) – пасивна мережа, (б, с) – мережа з розподіленою генерацією, в кожному з яких різні суб'єкти її розвитку. У випадку б – це споживачі електроенергії, у випадку с – мережна компанія (з метою компенсації втрат в електричній мережі мережеві компанії можуть без обмежень розвивати засоби генерації та компенсації реактивної потужності).

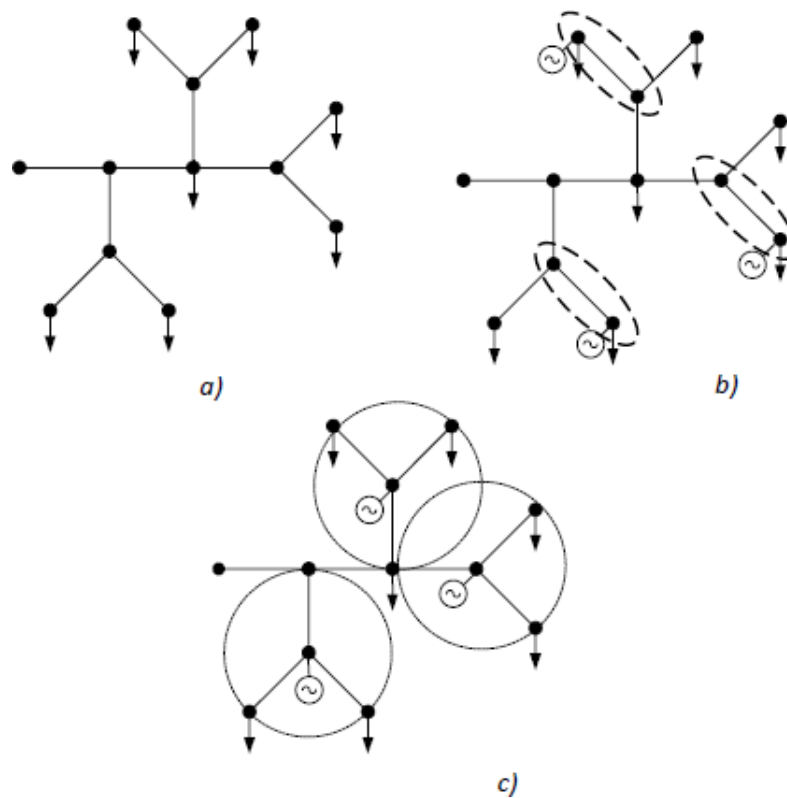


Рисунок 5.5 – Види принципів схем пасивної та активних мереж

На варіанті (b) відображено бажання споживача у власних цілях використовувати потенціал генерації в максимальному обсязі, тоді як у варіанті (c) – бажання мережевої компанії щодо досягнення максимального ефекту по всій мережі. На рис. (b, c) показані райони прилеглої мережі для кожного вузла генерації (або керованої компенсації реактивної потужності), режим напруги якого може контролюватись на основі локальних параметрів за результатами непрямих вимірювань.

Розподільчі мережі відрізняються від магістральних живильних менш розвиненою телемеханікою (обмежений моніторинг мережі та меншою кількістю джерел реактивної потужності, що призводить до того, що контроль стану режиму напруги здійснюється не в режимі реального часу. Аналіз змін відбувається при спостереженні шляхом збору на певному інтервалі часу (місяць, квартал, рік) параметрів режиму роботи. В такому випадку режим управління

ґрунтується на попередніх розрахунках режимів роботи мережі та раціональному обґрунтуванні оптимальних законів регулювання для центрів живлення.

### **5.1.3. Регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування**

Системи розподілу електроенергії перебувають у стані переходу від пасивних до активних мереж через зростання рівня проникнення джерел розосередженого генерування (ДРГ). Однією з технічних проблем активних мереж є підтримка прийняттого рівня напруги. Ця проблема дала поштовх для багатьох досліджень щодо контролю напруги в мережі з ДРГ. Підходи щодо вирішення проблем з регулюванням напруги включають використання скоординованих або централізованих і децентралізованих систем регулювання. Було доведено, що обидва методи здатні достатньо ефективно вирішувати проблему підвищення напруги в розподільних системах з ДРГ [5].

У разі порушення допустимих меж рівнів напруги  $\pm 10\%$  від номінального значення, ДРГ має бути відключеним від мережі [6]. Для вирішення даної задачі використовують ряд підходів, які мають як переваги та недоліки.

Для впливу на коливання та відхилення напруги, а саме їх зменшення, в районній електричній мережі (РЕМ) з ДРГ використовують компенсацію реактивної потужності, яка може бути виконана статичними компенсаторами реактивної потужності (СТАТКОМ) [7]. Дані пристрої мають плавне регулювання але мають високу вартість та можуть збільшувати втрати потужності в РЕМ по причині додаткового споживання реактивної потужності. Враховуючи зазначене вище використання СТАТКОМ є ефективним лише в мережах напругою 110 кВ і вище.

Для досягнення зменшення відхилень рівнів напруги в мережах з ДРГ більш вигідним може бути встановлення батарей статичних конденсаторів (БСК), але їх використання дає можливість лише генерувати реактивну потужність, що

доцільно при роботі ДРГ, побудованих на основі асинхронних генераторів (АГ) [8]. Однак коливання вихідної потужності ДРГ призводить до збільшення перемикачів БСК (до декількох десятків), що в свою чергу, призводить до швидкого скорочення терміну служби комутаційної системи. В такому випадку рекомендується використання синхронного компенсатора (СК), що має плавний характер регулювання. Його головною перевагою є можливість як генерувати, так і споживати реактивну потужність [9]. Але через їх економічну складову СК рідко використовуються на території України. У той же час, споживання реактивної потужності СК може призводити до збільшення втрат потужності в РЕМ. Обидва засоби встановлюються на напрузі 6-110 кВ і вище.

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) мають можливість як споживати реактивну потужність так і генерувати її [10]. Через споживання реактивної потужності СТК можливе збільшення втрат потужності в мережі. При цьому їх ціна є меншою, ніж СК. СТК в більшості випадків використовують на напрузі 110 кВ, але можливе також використання таких пристроїв на напрузі 35 кВ.

Застосування пристрою РПН трансформаторів практично не призводить до збільшення втрат потужності в РЕМ. Пристрої РПН зазвичай встановлюють на силових трансформаторах 35,110,220 кВ, рідше 6,10 кВ.

Для трансформаторів загального призначення зазвичай число перемикачів пристрою РПН на добу не перевищує 10-20 але при додаванні в мережу ДРГ зі змінним характером генерування частота перемикачів може значно збільшуватись (до 30-60 протягом доби), що призводить до швидкого зменшення терміну служби системи. Однак, заводські інструкції вітчизняних підприємств зазначають необхідність виконання ревізії контакторів пристроїв РПН після виконанні 20 тис. перемикачів. Для систем більшої вартості термін служби контакторів пристроїв РПН становить до 300-500 тис. перемикачів. Отже, до суттєвих недоліків трансформаторів з РПН відноситься їх висока ціна і обмежений ресурс перемикачів. Для звичайних пристроїв РПН перемикачів відгалуження займає від 5 сек. до 2 хв.

Проведено ряд досліджень щодо застосування системи РПН трансформатора в різних варіантах: збільшення часу затримки спрацювання системи, застосування нечіткої логіки, поєднання з прогнозуванням генерування потужності і т.п. Результати проведених досліджень показали, що застосування систем РПН в РЕМ при змінному характері генерування ДРГ ефективно поєднувати з іншими засобами регулювання рівнями напруги [11].

ДРГ приєднані через інвертор, мають можливість регулювати напругу в точці приєднання в нормальних режимах. Інвертори, зазвичай потужністю понад 10 кВт, мають трифазне підключення до мережі та можуть працювати в усіх квадрантах площини PQ. Тобто вони мають можливість споживати та генерувати реактивну потужність в режимі видачі активної потужності ДРГ в мережу. Для досягнення цього використовуються схеми керування на основі широтно-імпульсної модуляції, які забезпечують тимчасову синхронізацію трьох гілок інвертора та необхідний фазовий зсув відносно напруги мережі [12].

Режими роботи ДРГ[6]:

1) З фіксованим коефіцієнтом потужності  $\cos\phi$ , що передбачає підтримку співвідношення P/Q постійним.

В такому випадку реактивна потужність ДРГ змінюється так, щоб при зміні активної потужності станції  $\cos\phi$  залишався незмінним (рис.5.6).

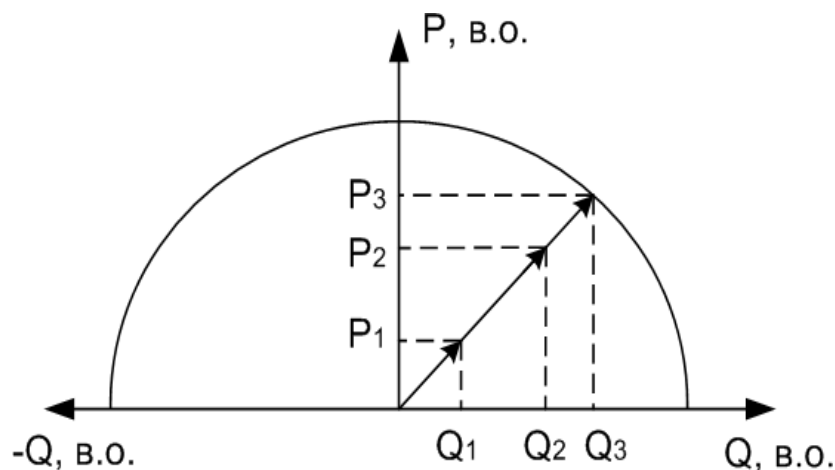


Рисунок 5.6 – Характеристика потужності ДРГ в режимі регулювання  $\cos\varphi$

У випадку, якщо  $\cos\varphi$  має активно-ємнісний характер, ДРГ споживає реактивну потужність з мережі, а у випадку активно-індуктивного характеру (як на рис.5.7), – генерує. Головною перевагою даного підходу є зменшення негативного впливу ДРГ на інші засоби регулювання напруги [13].

Як видно з рис. 5.6:

$$\frac{P_1}{Q_1} = \frac{P_2}{Q_2} = \frac{P_3}{Q_3}; \quad (5.4)$$

Реактивна потужність ДРГ при зміні значення його активної потужності визначається наступним чином [14]:

$$Q_{ДРГ} = P_{ДРГ} \sqrt{\frac{1}{(\cos\varphi)^2} - 1}; \quad (5.5)$$

Такий підхід зазвичай використовують у поєднанні з режимом регулювання реактивної потужності ДРГ [15], коли в нормальному режимі ДРГ працює з фіксованим  $\cos\varphi$ , а при виході за допустимі межі напруги переходить в режим регулювання реактивної потужності.

2) Регулювання реактивної потужності ДРГ при зниженому значенні активної потужності станції (рис.5.7).

У випадку, якщо ДРГ працює в режимі регулювання реактивної потужності, зникає необхідність встановлення додаткових компенсуючих пристроїв в зоні регулювання станції, що дозволяє покращити економічну складову [16]. Як видно з рис.5.7, станція може генерувати ( $Q_2$ ,  $Q_3$ ) або споживати реактивну потужність ( $-Q_1$ ). Регулювання відбувається плавно.



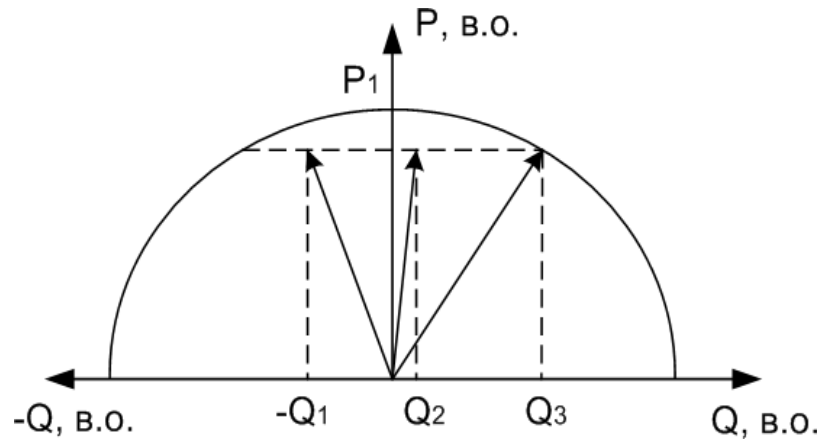


Рисунок 5.7 – Характеристика потужності ДРГ в режимі регулювання реактивної потужності

Головними недоліками даного режиму роботи є збільшення втрат при споживанні реактивної потужності ДРГ та зниження вихідної активної потужності ДРГ у відповідності до співвідношення (5.6).

$$P_1 = \sqrt{S^2 - Q_3^2}; \quad (5.6)$$

де:  $P_1$  – активна потужність ДРГ;

$S$  – повна потужність ДРГ;

$Q_3$  – реактивна потужність, що генерує ДРГ.

Тоді:

$$-\sqrt{S^2 - P_1^2} \leq Q_3 \leq \sqrt{S^2 - P_1^2}. \quad (5.7)$$

У випадку зниження вихідної активної потужності ДРГ відбувається зменшення прибутку від реалізації потужності станції.

3) З фіксованим значенням реактивної потужності.

Особливість даного підходу полягає в тому, що при зміні активної потужності станції, значення реактивної потужності ДРГ залишається незмінним (рис.5.8).

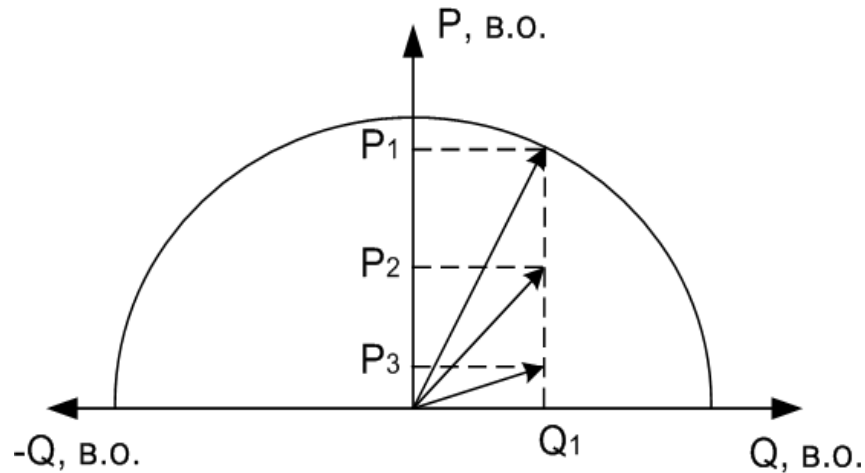


Рисунок 5.8 – Характеристика потужності ДРГ з фіксованим значенням реактивної потужності

Недоліком даного підходу є збільшення втрат потужності в мережі через споживання реактивної потужності ДРГ.

4) Регулювання напруги у вузлі підключення ДРГ за допомогою обмеження вихідної активної потужності ДРГ.

Коли інші підходи та методи не дають бажаних результатів, або, коли їх реалізація неможлива, ДРГ переводиться в режим зниження активної потужності (рис.5.9) [17].

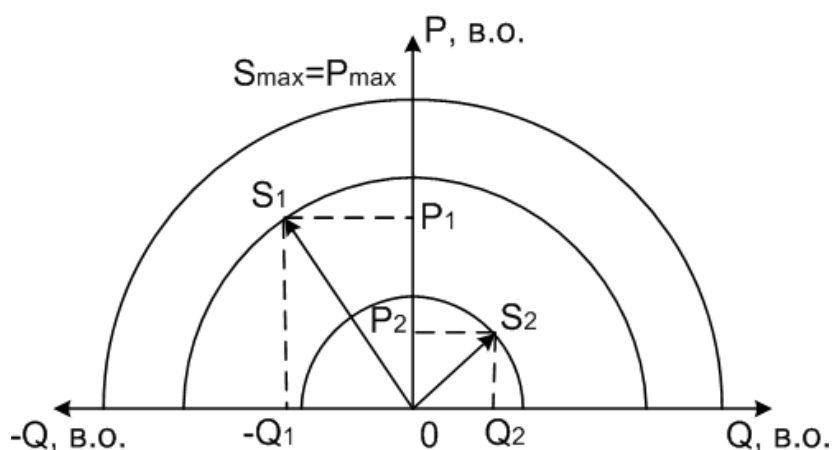


Рисунок 5.9 – Характеристика потужності ДРГ в режимі регулювання напруги

Головним недоліком даного підходу є економічна недоцільність через зменшення прибутку власника ДРГ від реалізації вихідної активної потужності станції (рис.5.10).

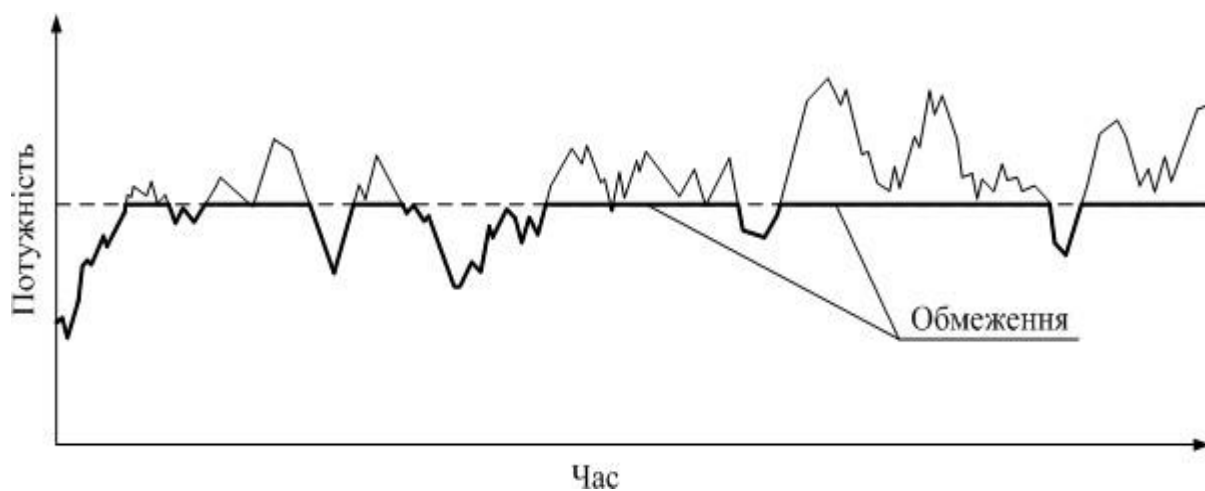


Рисунок 5.10 – Обмеження вихідної активної потужності ДРГ

Для впливу на коливання та відхилення напруги, а саме їх зменшення, в РЕМ з ДРГ також застосовують акумулювання та накопичення електроенергії.

Пристрої акумулювання підключаються до мережі через інвертор та можуть генерувати та споживати як активну, так і реактивну потужність [18]. Очевидною перевагою такого підходу є реалізація вихідної активної потужності ДРГ, яку неможливо видати в мережу через порушення допустимих границь напруги. Головним недоліком такого підходу є висока вартість обладнання.

Координування роботи (поєднання) декількох, зазначених вище, засобів дозволяє зменшити недоліки окремо взятих підходів. Наприклад, в [19] пропонується координувати пристрої РПН трансформатора з регулюванням ДРГ, що дає можливість зменшити втрати потужності в мережі і дає можливість станції працювати в режимі максимальної вихідної активної потужності. Головний недолік запропонованого підходу полягає у збільшенні кількості перемикань положення РПН трансформаторів за умови змінного генерування ДРГ, що призводить до скорочення терміну служби системи.

Для вирішення вищенаведених задач в [20] використовують методи, що передбачають координування роботи системи РПН, компенсацію реактивної потужності БСК та регулювання ДРГ, варто зазначити, що керування відбувається на основі прогнозування зміни навантаження та генерування станції. Недоліком наведеного підходу є неможливість БСК споживати реактивну потужність, а отже, для зниження напруги у вузлах необхідно застосовувати керуючі властивості самих ДРГ, що унеможлиблює роботу станції в режимі максимальної вихідної активної потужності.

Поєднання таких підходів як застосування пристроїв РПН трансформатора, регулювання ДРГ та компенсації реактивної потужності БСК і СТК [21] дозволяє збільшити можливості керування нормальними режимами роботи РЕМ та вирішити ряд проблем. В [22], для підвищення ефективності регулювання напруги, до роботи наведених засобів додають шунтуючі реактори (ШР). Головними недоліками таких підходів є потреба в розширеній комунікаційній системі та високі капіталовкладення.

Незважаючи на високі капіталовкладення, для ефективного вирішення проблем розглянутих методів координування встановлюють СТАТКОМ у поєднанні з керуючими властивостями ДРГ [23].

Враховуючи вищесказане очевидно, що координоване поєднання декількох засобів регулювання напруги дозволяє зменшувати недоліки окремо взятих підходів до регулювання напруги в РЕМ в умовах змінного генерування ДРГ.

## **5.2 Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ споживальних підстанцій**

Для оптимізації рівнів напруги на шинах 10 кВ нових підстанцій (501-504) використаємо метод регулювання напруги за допомогою РПН силових трансформаторів. Крім того, проаналізуємо вплив на рівні напруги компенсуючої установки (БСК), що встановлена на одній з підстанцій для обмеження перетікань реактивної потужності електромережами та зменшення втрат електроенергії. Для розрахунків використаємо програмний комплекс Втрати «RVM – Hign». Він дає змогу, на основі заданих даних про обладнання та типових графіків (графіки температури, споживання, генерування) розраховувати зміни рівнів напруги на шинах підстанції протягом доби в різні пори року.

Розрахунок рівнів напруги проводиться для шин 10 кВ нових підстанцій в літнього та зимового характерних днів, окремо для кожного вузла. Для розрахунку приймаємо типові графіки температури, споживання та генерування (для літньої та зимової пори року):

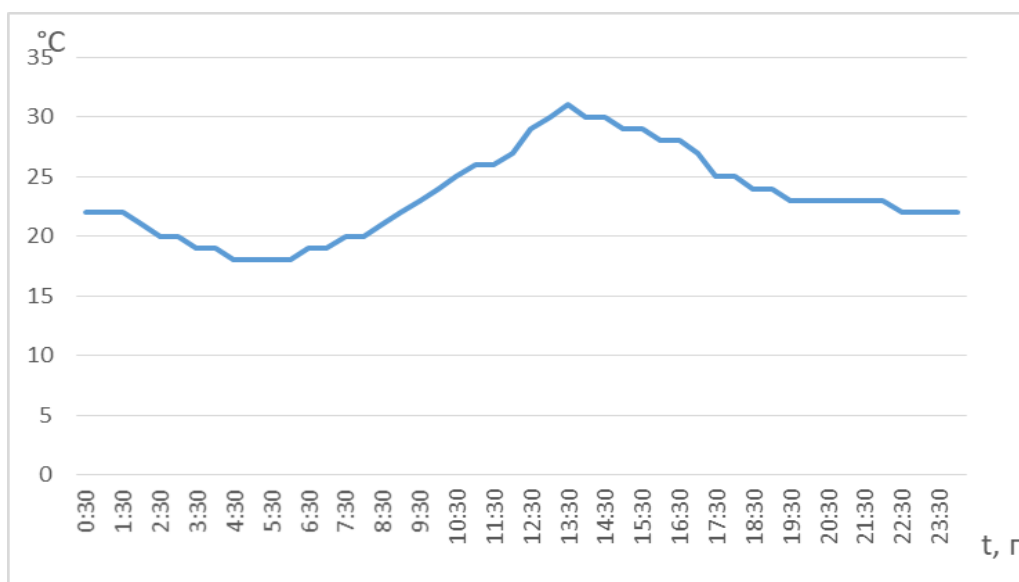


Рисунок 5.11 – Типовий графік температури для літнього періоду

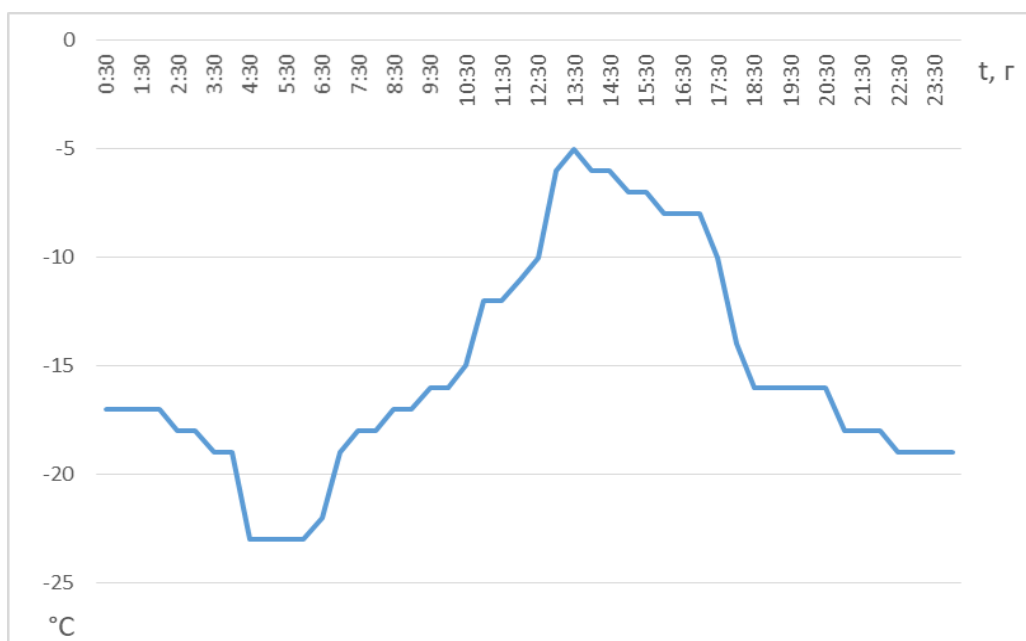


Рисунок 5.12 – Типовий графік температури для зимового періоду.

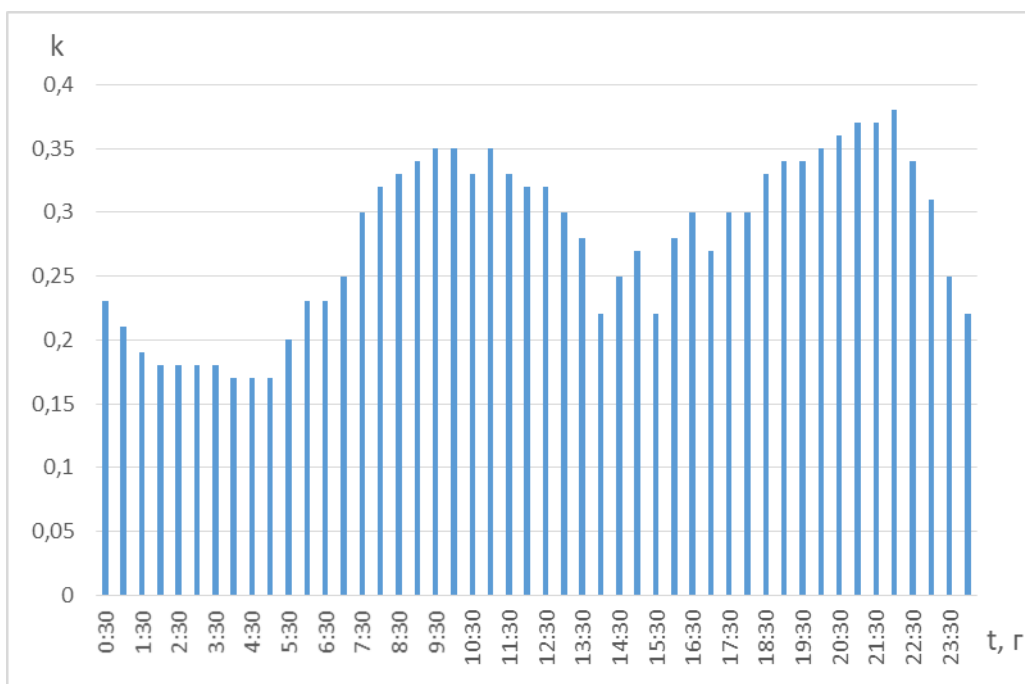


Рисунок 5.13 – Типовий графік споживання для літнього періоду.

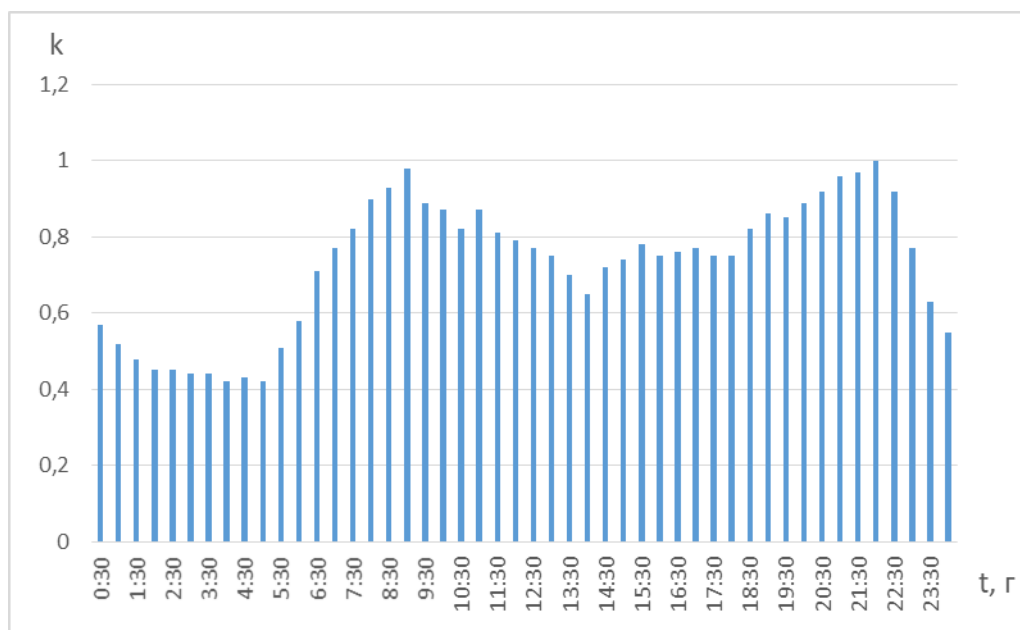


Рисунок 5.14 – Типовий графік споживання для зимового періоду.

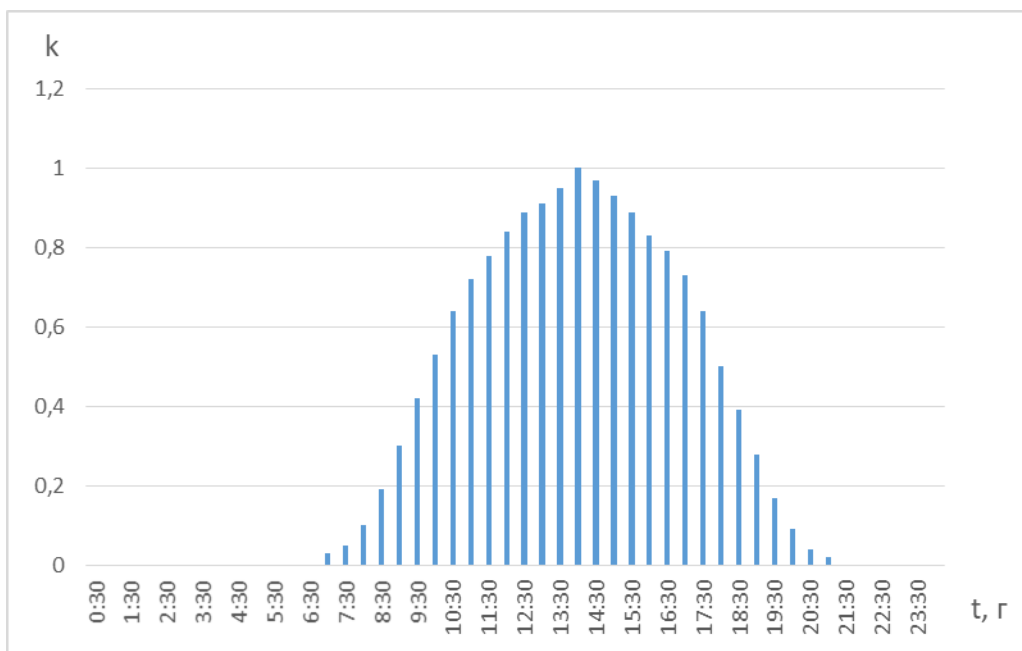


Рисунок 5.15 – Типовий графік генерування СЕС для літнього періоду.

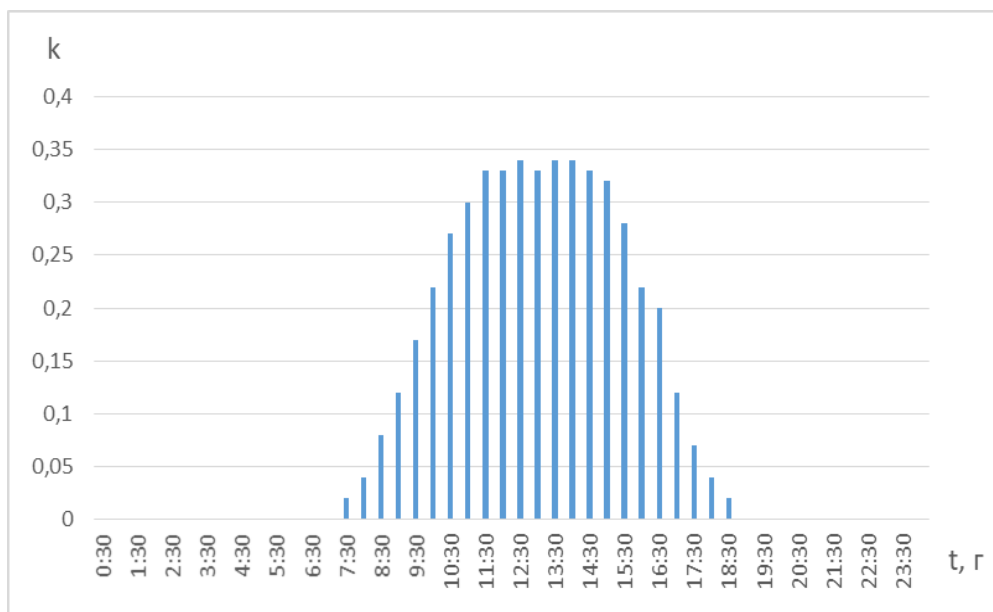


Рисунок 5.16 – Типовий графік генерування СЕС для зимового періоду.

Для врахування впливу БСК було використано типовий графік генерування компенсуючих установок на підстанції де вона встановлена:



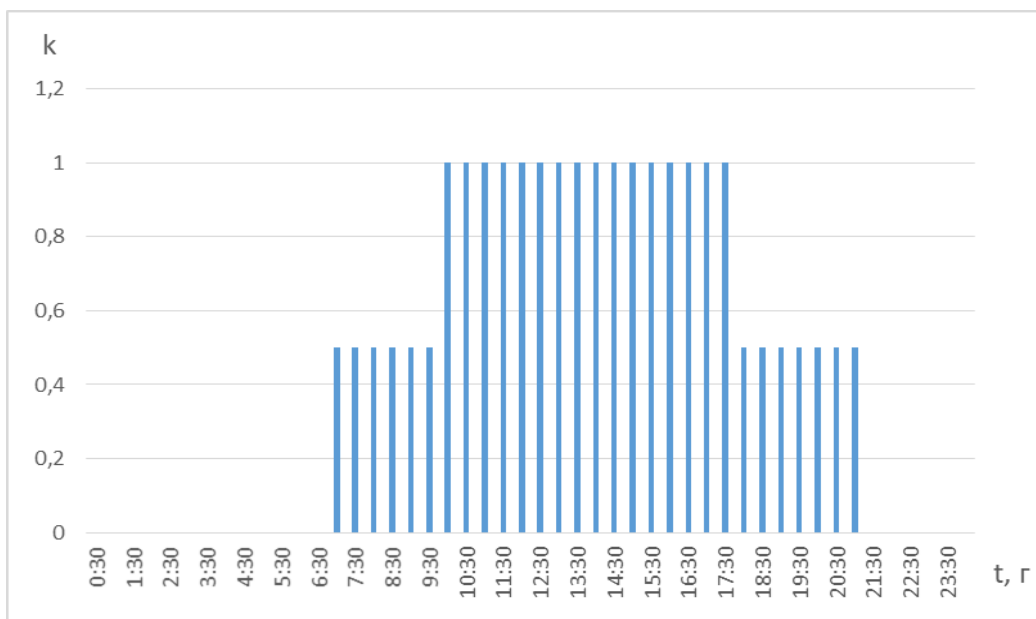


Рисунок 5.17 – Типовий графік генерування БСК

### 5.2.1. Оптимізація рівнів напруги на шинах 10кВ підстанції 501

Для початку проаналізуємо рівні напруги на шинах 10 кВ підстанції без впровадження будь-яких заходів з регулювання напруги в літню пору року. Результати розрахунків подано на рис. 5.18.

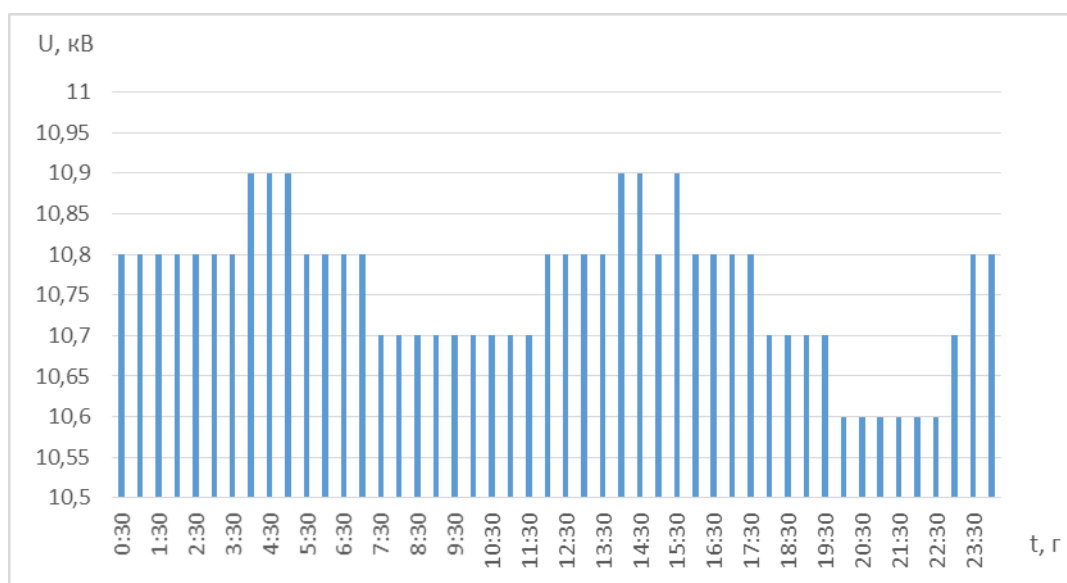


Рисунок 5.18 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 без регулювання напруги (літній період)

Як видно з рис. 4.18 видно, що рівні напруги на шинах значно перевищують бажане значення напруги (10,5 кВ).

Виконаємо вибір відпайки РПН силового трансформатора, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Для наочності результату приведемо результати розрахунків для кількох варіантів відпайок РПН (таблиця 5.1).

Таблиця 5.1 – Вибір відпайки РПН підстанції 501 (літній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 6              | 10,925                           |
| 7              | 10,768                           |
| 8              | 10,611                           |

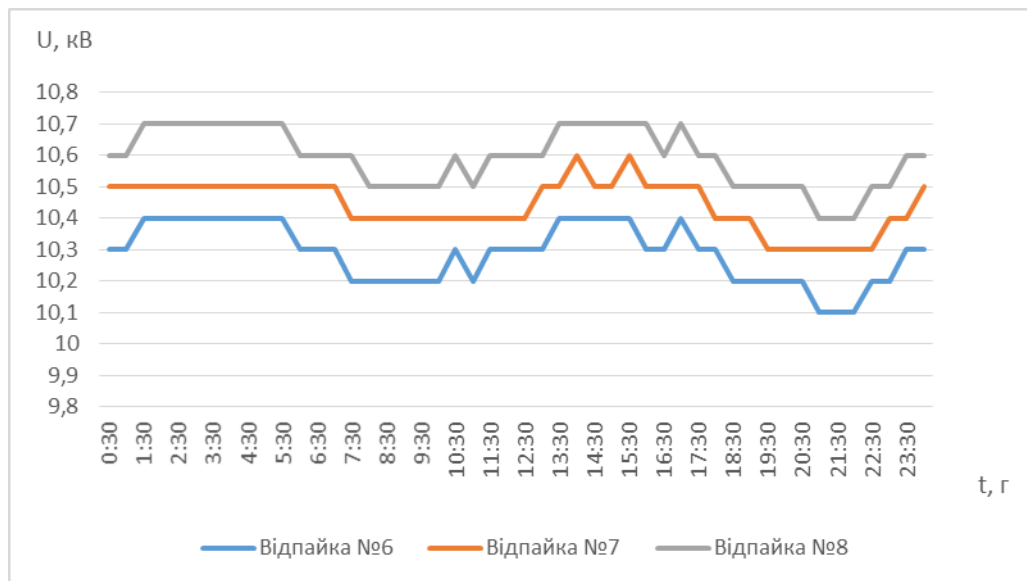


Рисунок 5.19 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 з використанням відпайок РПН №6, №7, №8 (літній період).

Як видно з рис. 5.19 найменші відхилення напруги від бажаного значення протягом доби фіксуються з використанням відпайки №7, тож приймаємо її до використання в літній період часу.

Проаналізуємо вплив запровадження вибраної відпайки на рівні напруги на шинах 10 кВ підстанції.

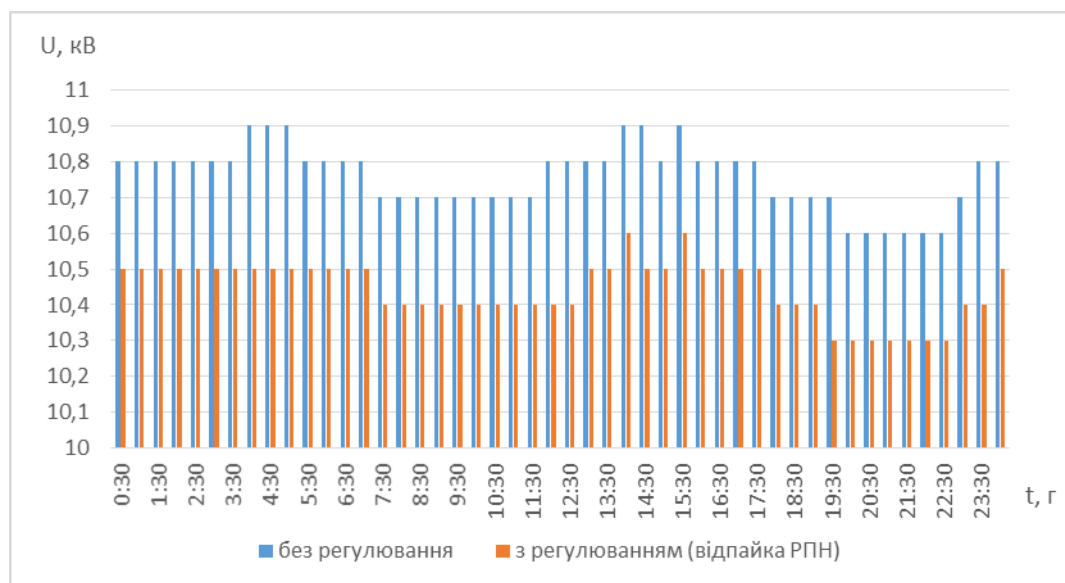


Рисунок 5.20 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (літній період).

Виконаємо аналіз рівнів напруги на шинах підстанції без впровадження будь-яких методів керування напругою в зимню пору року.

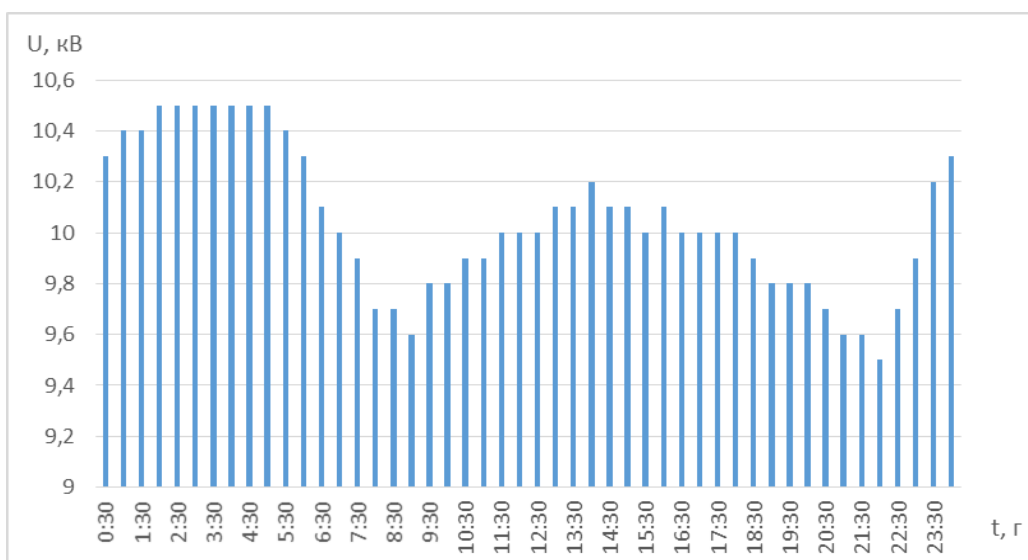


Рисунок 5.21 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 без регулювання напруги (зимній період).

Як видно з рис. 5.21 рівні на шинах значно перевищують бажане значення напруги - 10,5 кВ.

Виконаємо вибір відпайки РПН силового трансформатора, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Згідно рис. 5.21. можна зробити висновок, що необхідно вибрати декілька відпайок які будуть працювати протягом доби позмінно. Для наглядного результату виконаємо розрахунки для декількох варіантів:

Таблиця 5.2 – Вибір відпайки РПН підстанції 501 (зимній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 9              | 10,455                           |
| 10             | 10,298                           |
| 11             | 10,141                           |
| 12             | 9,984                            |
| 13             | 9,827                            |
| 14             | 9,670                            |

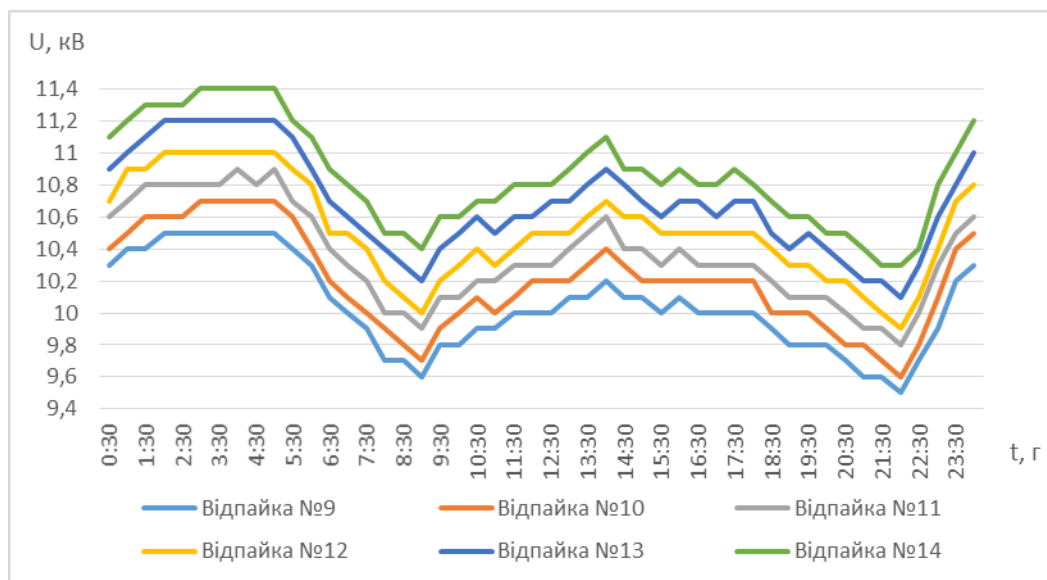


Рисунок 5.22 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 з використанням відпайок РПН №9-№14 (зимній період).

Згідно рис. 5.22 проведемо розрахунки щодо найменших відхилень напруги від бажаного значення, що фіксуються протягом доби з використанням різних відпайок. Узагальнені результати вибору відпайок та години їх роботи вказано в таблиці 5.3:

Таблиця 5.3 – Графік перемикання відпайок РПН підстанції 501 (зимній період)

| Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| 23:00 – 6:30           | 9              | 10,455                           | 10,1-10,5                   |
| 6:30 – 10:30           | 13             | 9,827                            | 10,2-10,7                   |
| 10:30 – 18:30          | 12             | 9,984                            | 10,3-10,6                   |
| 18:30 – 23:00          | 13             | 9,827                            | 10,1-10,6                   |

Виконаємо аналіз впливу вибраних відпайок та графіку їх перемикання на рівні напруги:

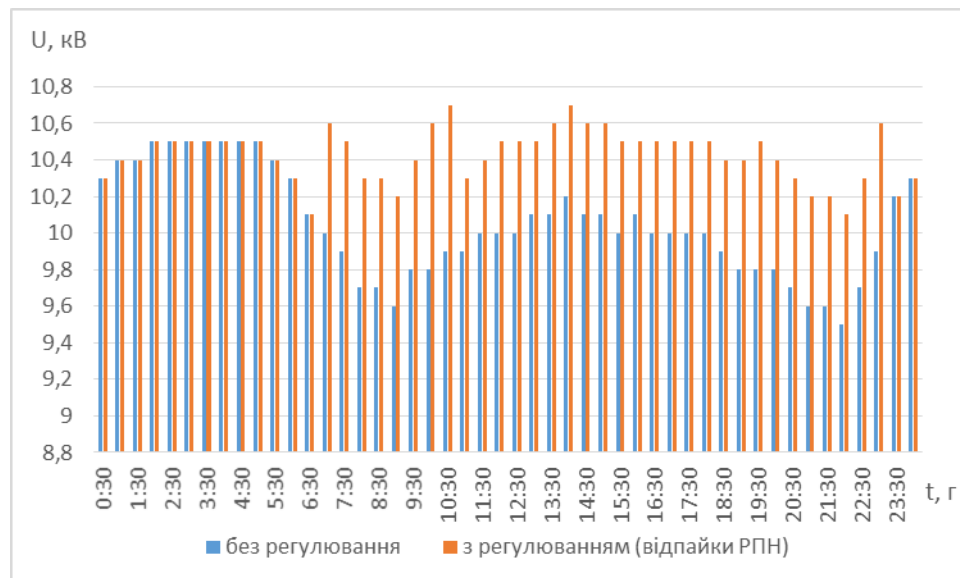


Рисунок 5.23 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайок РПН (зимній період).

Отже, згідно отриманих даних можемо зробити висновок, що вибрані відпайки РПН силових трансформаторів та графік їх перемикання для зимового періоду, мають достатній вплив на рівні напруги як в літню так і в зимову пору року, а рівень напруги на шинах 10 кВ відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

Таблиця 5.4 – Результати вибору відпайки РПН для підстанції 501

| Номер підстанції на схемі | Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|---------------------------|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <b>Літо</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 501                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,3-10,6                   |
| <b>Зима</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 501                       | 23:00 – 6:30           | 9              | 10,455                           | 10,1-10,7                   |
| 501                       | 6:30 – 10:30           | 13             | 9,827                            |                             |
| 501                       | 10:30 – 18:30          | 12             | 9,984                            |                             |
| 501                       | 18:30 – 23:00          | 13             | 9,827                            |                             |

### 5.2.2 Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ підстанції 502

Для початку проаналізуємо рівні напруги на шинах підстанції без впровадження будь-яких методів керування напругою в літню пору року:

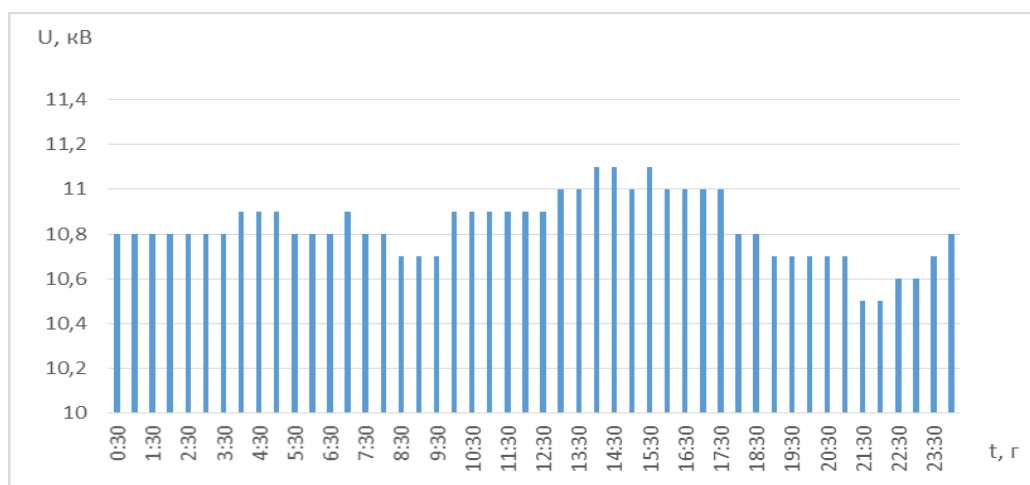


Рисунок 5.24 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 502 без регулювання напруги (літній період).

Як видно з рис. 5.24 рівні на шинах значно перевищують бажане значення напруги - 10,5 кВ.

Так як, на ПС 502 встановлено компенсуючий пристрій типу УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 4500 кВАр, розглянемо можливість регулювання напруги за допомогою даного пристрою.

При відсутності генерування КУ на протязі доби (маючи нульову відпайку на Т1 та Т2), в літню пору року було отримано такі рівні напруги:

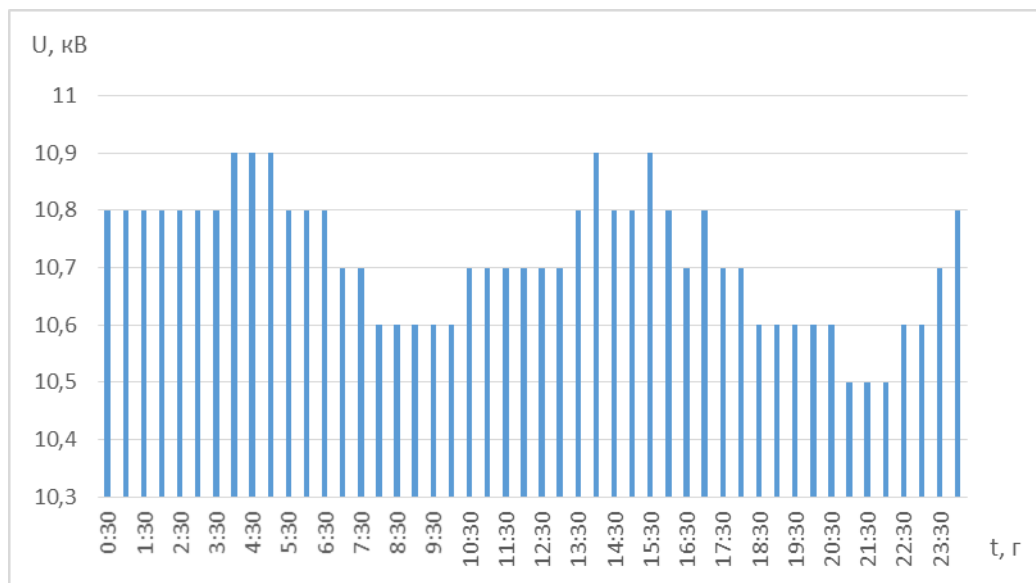


Рисунок 5.25 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 502 при відсутності генерування КУ (літній період).

Враховуючи отримані результати бачимо, що навіть за відсутності генерування КУ рівні напруги на шинах ПС далекі від необхідного рівня 10,5 кВ. Отже, можемо зробити висновок, що регулювання напруги даним методом не є доцільним в літню пору року, оскільки генерування БСК буде тільки збільшувати рівень напруги.

За відсутності генерування БСК на протязі доби за умови номінального коефіцієнта трансформації на трансформаторах Т1 та Т2 в зимню пору року було отримано такі результати визначення рівнів напруги (рис. 5.26).

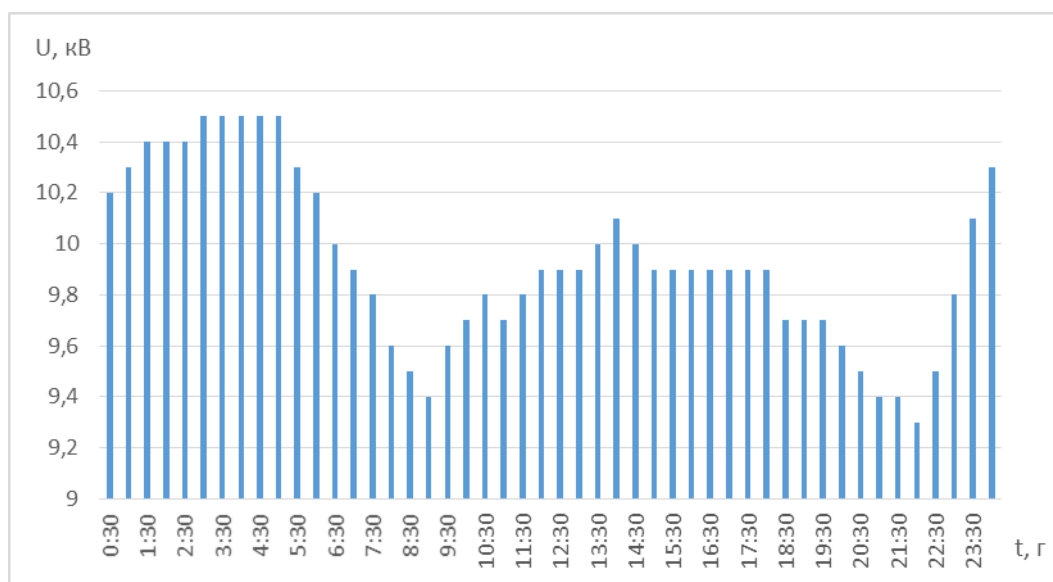


Рисунок 5.26 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 502 за відсутності генерування БСК (зимній період)

За максимального генерування БСК на протязі доби за умови номінального коефіцієнта трансформації на трансформаторах Т1 та Т2 в зимню пору року було отримано такі результати визначення рівнів напруги (рис. 5.27).

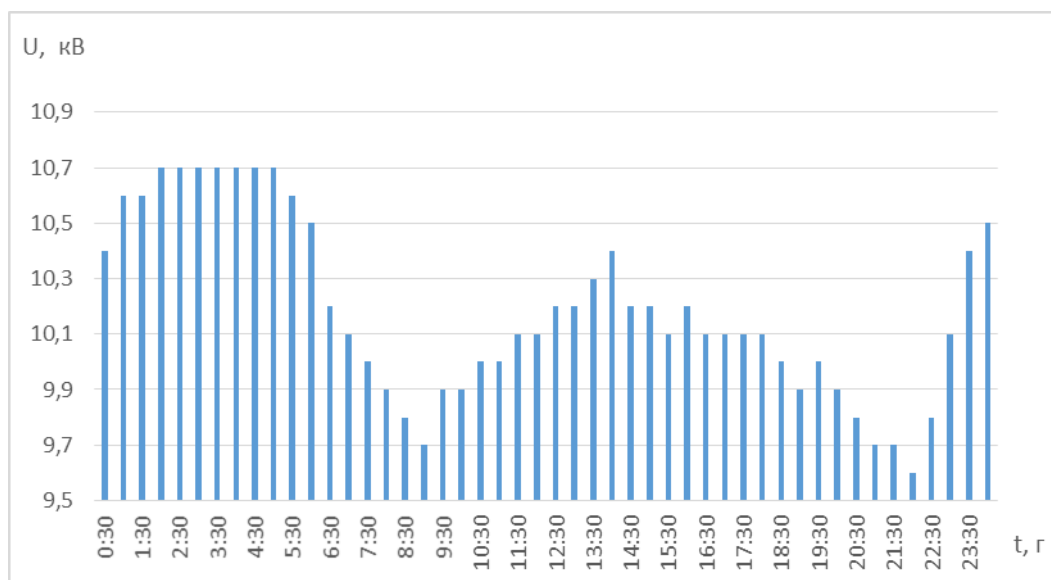


Рисунок 5.27 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 502 за максимального генерування БСК (зимній період)



Враховуючи отримані результати бачимо, що зміни рівнів напруги на шинах ПС, при нульовому та максимальному генеруванні КУ не значні. Отже, можемо зробити висновок, що регулювання напруги даним методом не є доцільним в нашому випадку.

Зазначена БСК використовується на підстанції для групової компенсації реактивної потужності, тобто для зменшення втрат електроенергії у розподільних мережах завдяки зменшенню перетікань реактивної потужності. Тож в режимі максимальних навантажень установка буде генерувати максимальну реактивну потужність (на рівні встановленої потужності), чим впливати на рівні напруги на шинах підстанції. Типовий графік генерування БСК подано на рис. 5.27.

Для забезпечення оптимізації перетікань реактивної потужності без порушення якості напруги на шинах 10 кВ підстанції 502 виберемо відпайки РПН силового трансформатора, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Для наочності результату виконаємо розрахунки для декількох варіантів (табл. 5.5).

Таблиця 5.5 – Вибір відпайки РПН підстанції 502 (літній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 6              | 10,925                           |
| 7              | 10,768                           |
| 8              | 10,611                           |

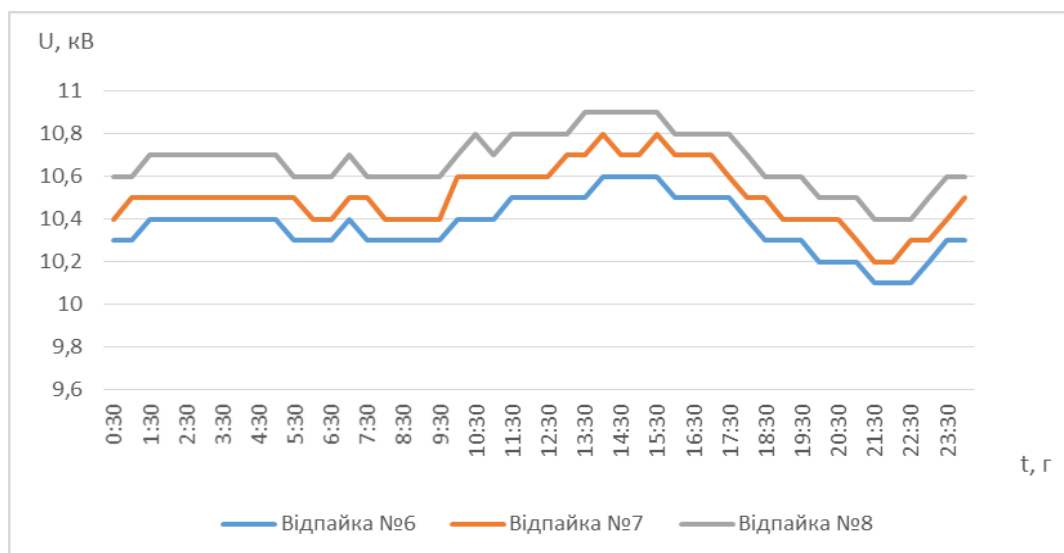


Рисунок 5.28 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 502 з використанням відпайок РПН №6, №7, №8 (літній період)

Як видно з рис. 5.28 найменші відхилення напруги від бажаного значення протягом доби фіксуються з використанням відпайки №7, тож приймаємо її до використання в літній період часу.

Проаналізуємо вплив запровадження вибраної відпайки на рівні напруги на шинах 10 кВ підстанції.

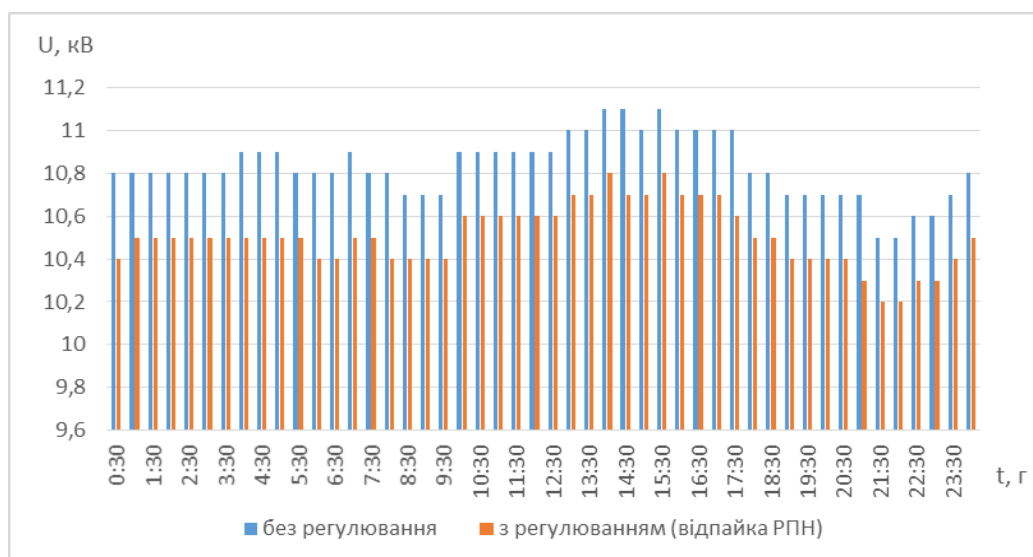


Рисунок 5.29 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 502 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (літній період)

Виконаємо аналіз рівнів напруги на шинах підстанції без впровадження будь-яких методів керування напругою в зимню пору року.

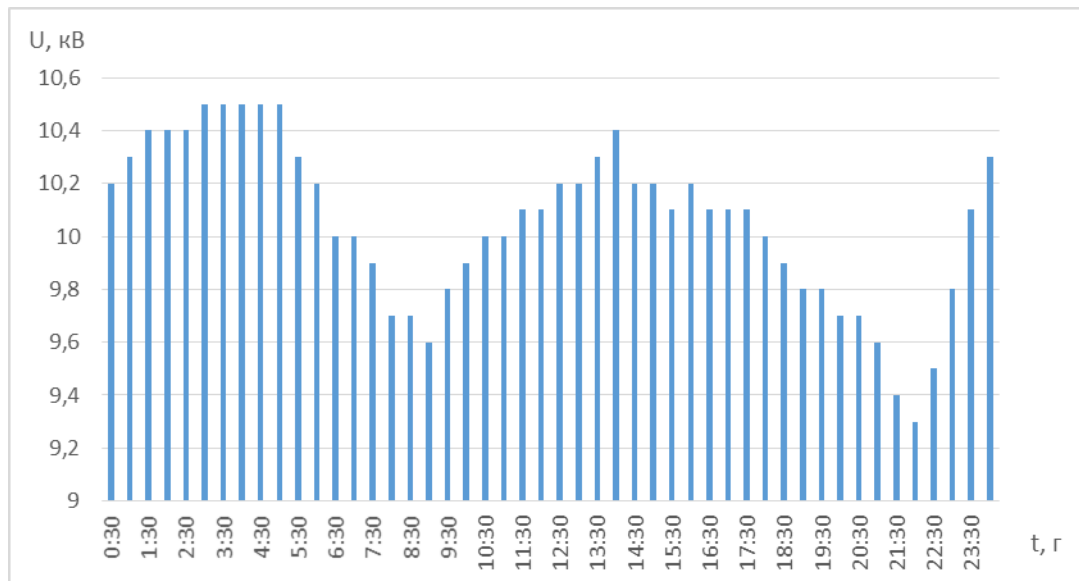


Рисунок 5.30 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 502 без регулювання напруги (зимній період)

Як видно з рис. 5.30 рівні на шинах значно перевищують бажане значення напруги - 10,5 кВ.

Виконаємо вибір відпайки РПН силового трансформатора, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Згідно рис. 5.30. можна зробити висновок, що необхідно вибрати декілька відпайок які будуть працювати протягом доби позмінно. Для наглядного результату виконаємо розрахунки для декількох варіантів:

Таблиця 5.6 – Вибір відпайки РПН підстанції 502 (зимній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 10             | 10,298                           |
| 11             | 10,141                           |
| 12             | 9,984                            |
| 13             | 9,827                            |

|    |       |
|----|-------|
| 14 | 9,670 |
| 15 | 9,514 |

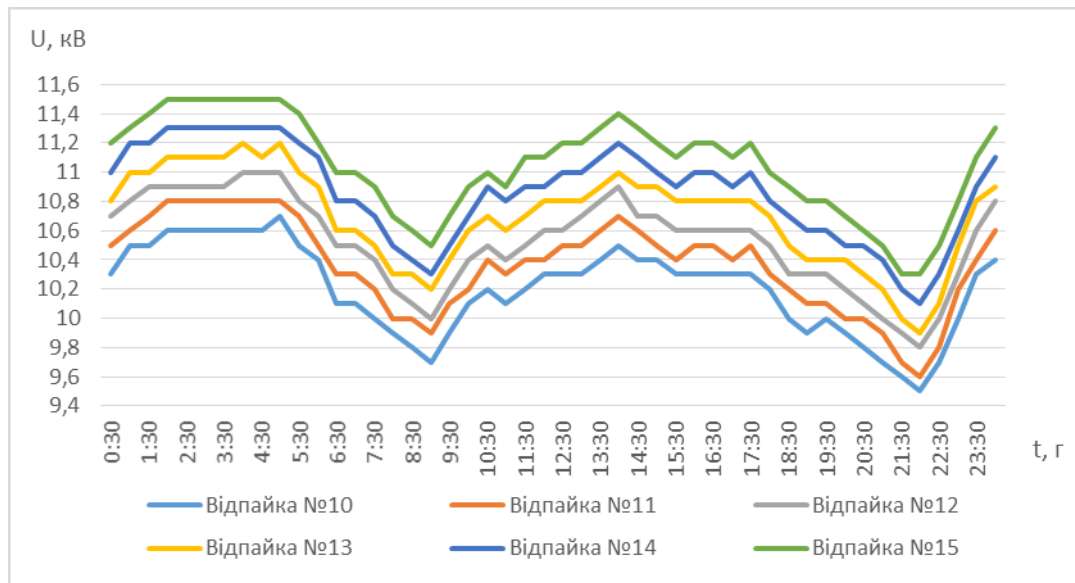


Рисунок 5.31 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 502 з використанням відпайок РПН №10-№15 (зимній період).

Згідно рис. 5.31 проведемо розрахунки щодо найменших відхилень напруги від бажаного значення, що фіксуються протягом доби з використанням різних відпайок. Узагальнені результати вибору відпайок та години їх роботи вказано в таблиці 5.7:

Таблиця 5.7 – Графік перемикання відпайок РПН підстанції 502 (зимній період)

| Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| 23:00 – 6:00           | 10             | 10,298                           | 10,3-10,7                   |
| 6:00 – 10:30           | 13             | 9,827                            | 10,2-10,7                   |
| 10:30 – 19:00          | 11             | 10,141                           | 10,2-10,7                   |
| 19:00 – 23:00          | 14             | 9,670                            | 10,1-10,6                   |

Виконаємо аналіз впливу вибраних відпайок та графіку їх перемикання на рівні напруги:

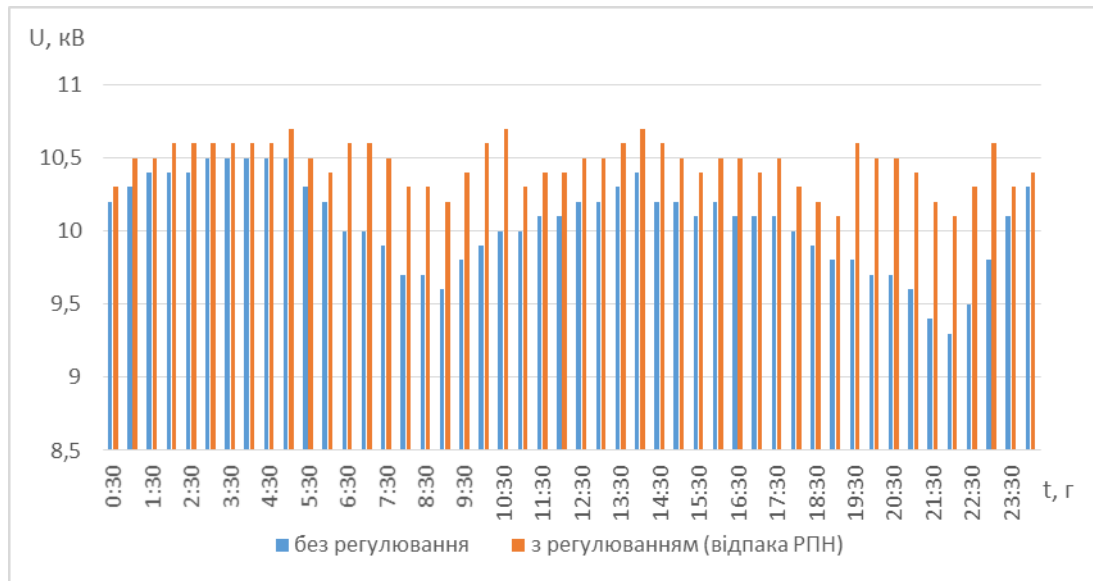


Рисунок 5.32 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 502 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (зимній період)

Отже, згідно отриманих даних можемо зробити висновок, що вибрані відпайки РПН силових трансформаторів та графік їх перемикання для зимового періоду, мають достатній вплив на рівні напруги як в літню так і в зимову пору року, а рівень напруги на шинах 10 кВ відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

Таблиця 5.8 – Результати вибору відпайки РПН для підстанції 502

| Номер підстанції на схемі | Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|---------------------------|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <b>Літо</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 502                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,2-10,8                   |
| <b>Зима</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 502                       | 23:00 – 6:00           | 10             | 10,298                           | 10,1-10,7                   |
| 502                       | 6:00 – 10:30           | 13             | 9,827                            |                             |
| 502                       | 10:30 – 19:00          | 11             | 10,141                           |                             |

|     |               |    |       |  |
|-----|---------------|----|-------|--|
| 502 | 19:00 – 23:00 | 14 | 9,670 |  |
|-----|---------------|----|-------|--|

### 5.2.3 Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ підстанції 503

Для початку проаналізуємо рівні напруги на шинах підстанції без впровадження будь-яких методів керування напругою в літню пору року.

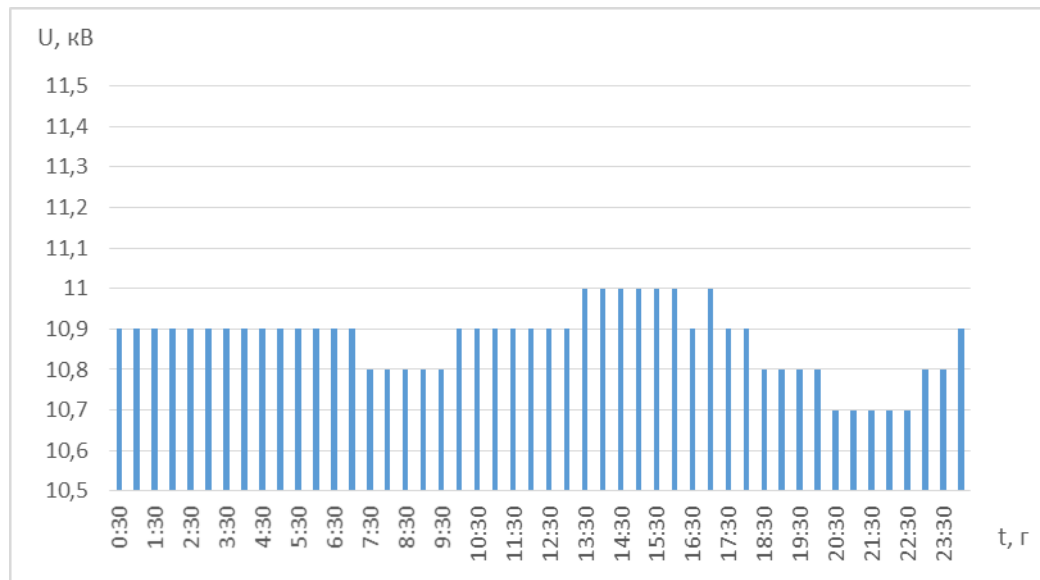


Рисунок 5.33 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 503 без регулювання напруги (літній період)

Як видно з рис. 5.33 рівні на шинах значно перевищують бажане значення напруги - 10,5 кВ.

Виконаємо вибір відпайки РПН силового трансформатора, за якої протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Для підстанції 503 передбачено підключення СЕС потужністю 14000 кВт, тому в розрахунках необхідно враховувати також типовий графік генерування СЕС (рис. 5.15). Для наочного результату виконаємо розрахунки для декількох варіантів (табл. 5.9).

Таблиця 5.9 – Вибір відпайки РПН підстанції 503 (літній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 6              | 10,925                           |
| 7              | 10,768                           |
| 8              | 10,611                           |

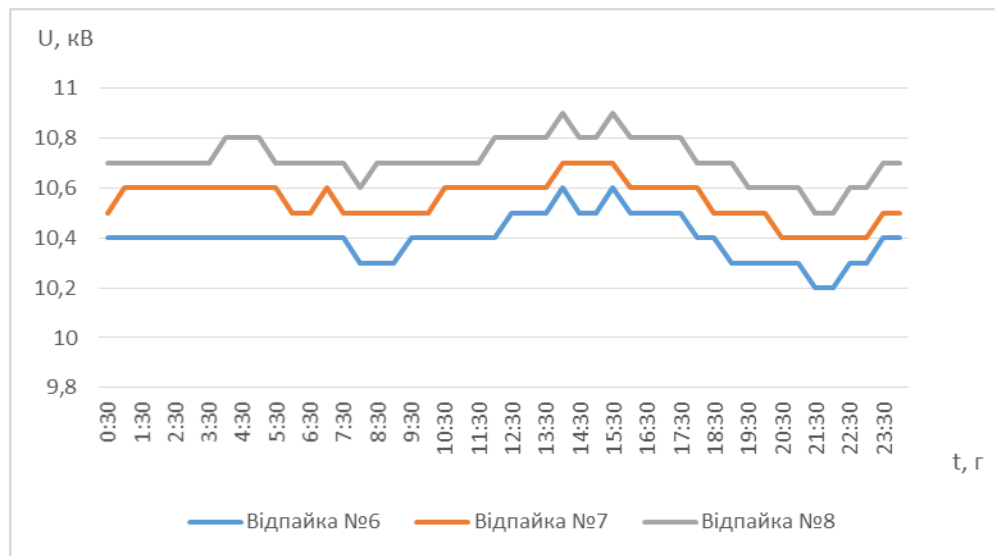


Рисунок 5.34 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 503 з використанням відпайок РПН №6, №7, №8 (літній період)

Як видно з рис. 5.34 найменші відхилення напруги від бажаного значення протягом доби фіксуються з використанням відпайки №7, тож приймаємо її до використання в літній період часу.

Проаналізуємо вплив запровадження вибраної відпайки на рівні напруги на шинах 10 кВ підстанції.

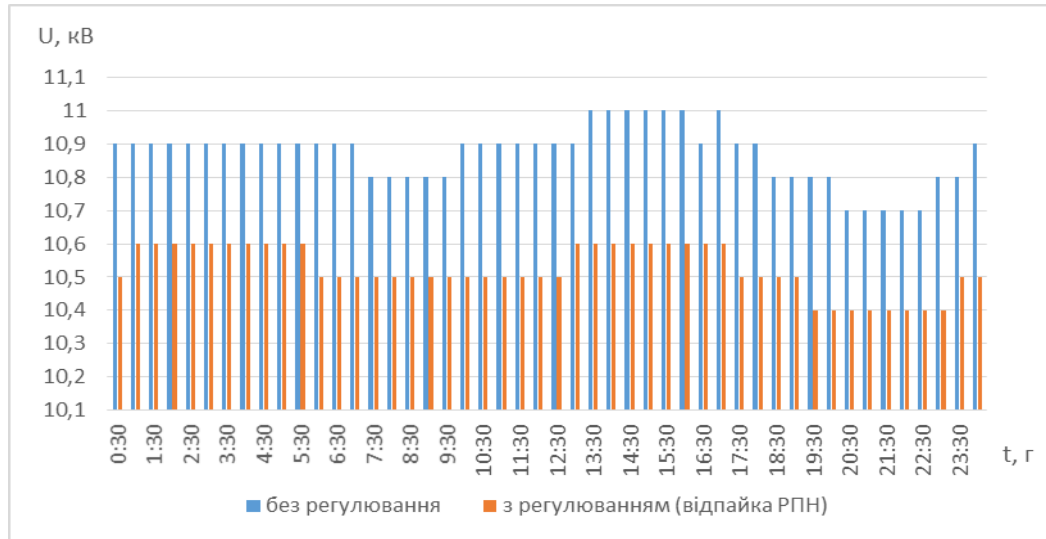


Рисунок 5.35 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 503 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (літній період)

Виконаємо аналіз рівнів напруги на шинах підстанції без впровадження будь-яких методів керування напругою в зимню пору року.

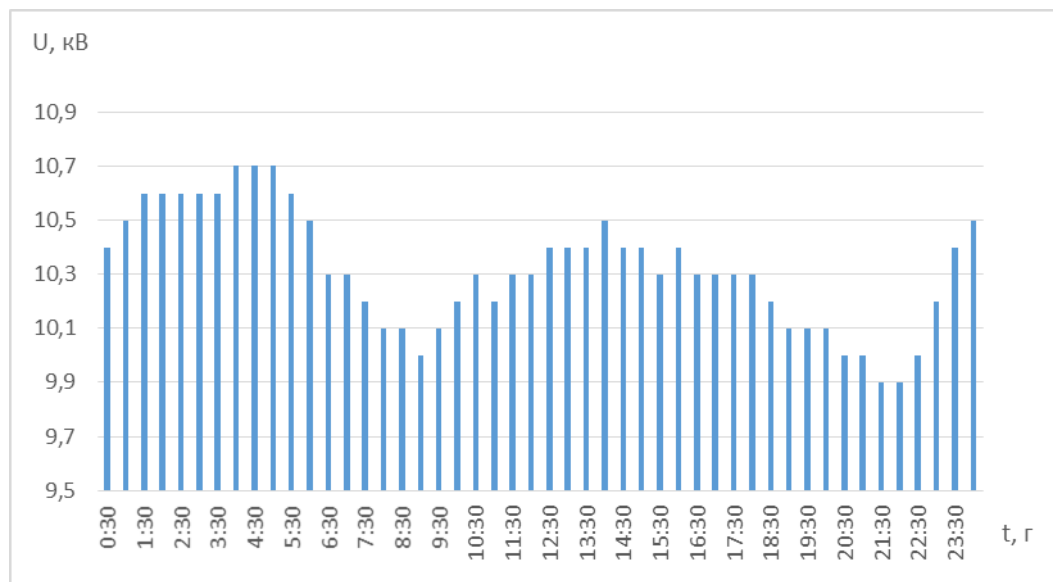


Рисунок 5.36 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 503 без регулювання напруги (зимній період)



Як видно з рис. 5.36 рівні на шинах значно перевищують бажане значення напруги - 10,5 кВ.

Виконаємо вибір відпайки РПН силового трансформатора, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Згідно рис. 5.36. можна зробити висновок, що необхідно вибрати декілька відпайок які будуть працювати протягом доби позмінно. Для підстанції 503 передбачено підключення СЕС потужністю 14000 кВт, тому в розрахунках необхідно враховувати також типовий графік генерування СЕС (рис. 5.16). Для наглядного результату виконаємо розрахунки для декількох варіантів:

Таблиця 5.10 – Вибір відпайки РПН підстанції 503 (зимній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 9              | 10,455                           |
| 10             | 10,298                           |
| 11             | 10,141                           |
| 12             | 9,984                            |

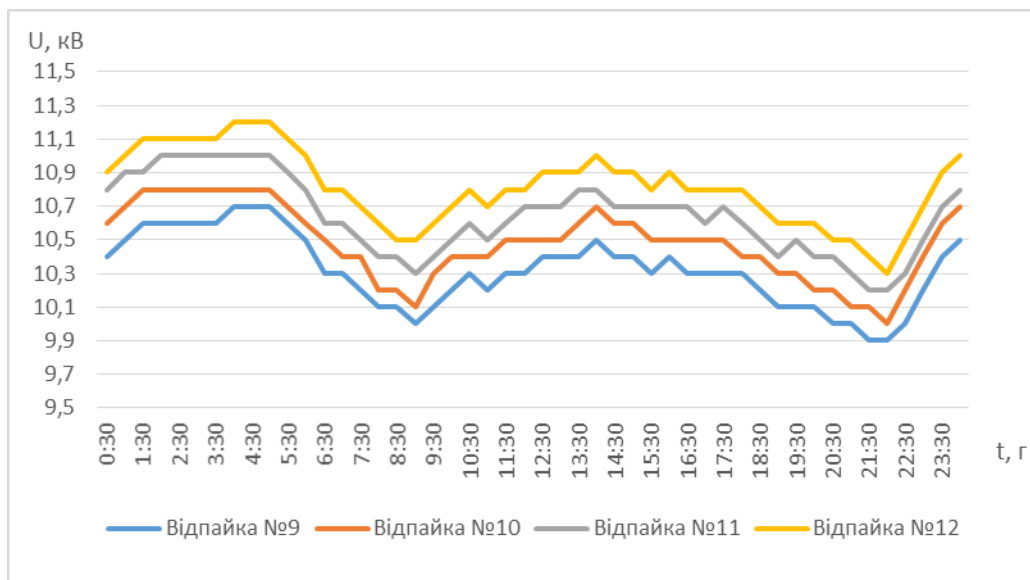


Рисунок 5.37 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 503 з використанням відпайок РПН №9-№12 (зимній період)

Згідно рис. 5.37 проведемо розрахунки щодо найменших відхилень напруги від бажаного значення, що фіксуються протягом доби з використанням різних відпайок. Узагальнені результати вибору відпайок та години їх роботи вказано в таблиці 5.11:

Таблиця 5.11 – Графік перемикання відпайок РПН підстанції 503 (зимній період)

| Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| 23:00 – 7:00           | 9              | 10,455                           | 10,3-10,7                   |
| 7:00 – 11:30           | 11             | 10,141                           | 10,3-10,6                   |
| 11:30 – 18:30          | 10             | 10,298                           | 10,4-10,7                   |
| 18:30 – 23:00          | 11             | 10,141                           | 10,2-10,5                   |

Виконаємо аналіз впливу вибраних відпайок та графіку їх перемикання на рівні напруги:

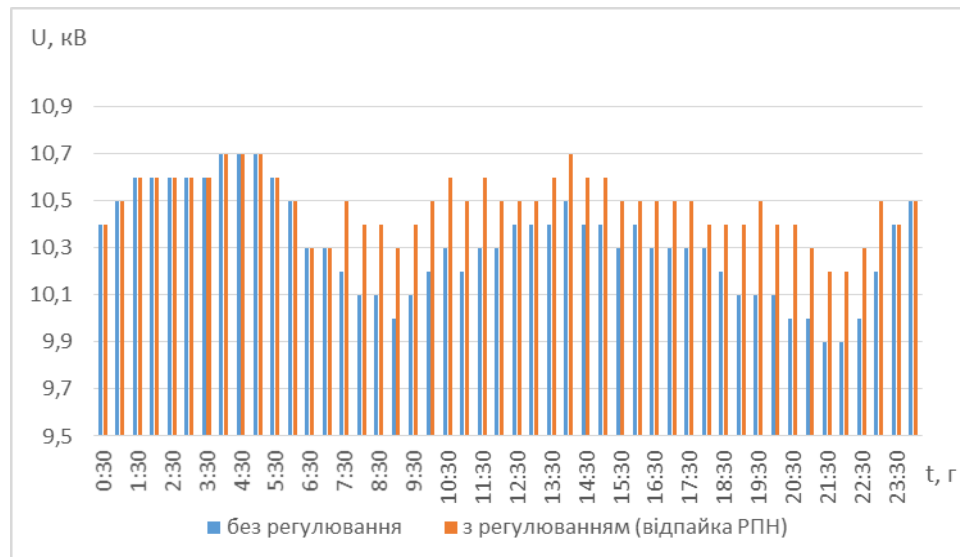


Рисунок 5.38 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 503 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (зимній період)

Отже, згідно отриманих даних можемо зробити висновок, що вибрані відпайки РПН силових трансформаторів та графік їх перемикання для зимового періоду, мають достатній вплив на рівні напруги як в літню так і в зимову пору року, а рівень напруги на шинах 10 кВ відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

Таблиця 5.12 – Результати вибору відпайки РПН для підстанції 503

| Номер підстанції на схемі | Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|---------------------------|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <b>Літо</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 503                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,4-10,7                   |
| <b>Зима</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 503                       | 23:00 – 7:00           | 9              | 10,455                           | 10,2-10,7                   |
| 503                       | 7:00 – 11:30           | 11             | 10,141                           |                             |
| 503                       | 11:30 – 18:30          | 10             | 10,298                           |                             |
| 503                       | 18:30 – 23:00          | 11             | 10,141                           |                             |

#### 5.2.4. Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ підстанції 504

Для початку проаналізуємо рівні напруги на шинах підстанції без впровадження будь-яких методів керування напругою в літню пору року.

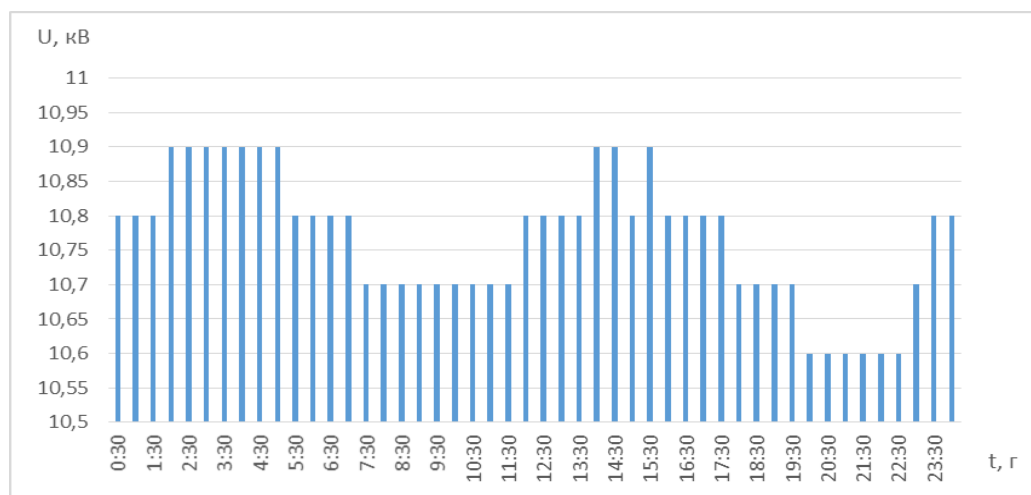


Рисунок 5.39 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 504 без регулювання напруги (літній період)

Як видно з рис. 5.39 рівні на шинах значно перевищують бажане значення напруги - 10,5 кВ.

Виконаємо вибір відпайки РПН силового трансформатора, за якої протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Для наглядного результату виконаємо розрахунки для декількох варіантів.

Таблиця 5.13 – Вибір відпайки РПН підстанції 504 (літній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 6              | 10,925                           |
| 7              | 10,768                           |
| 8              | 10,611                           |

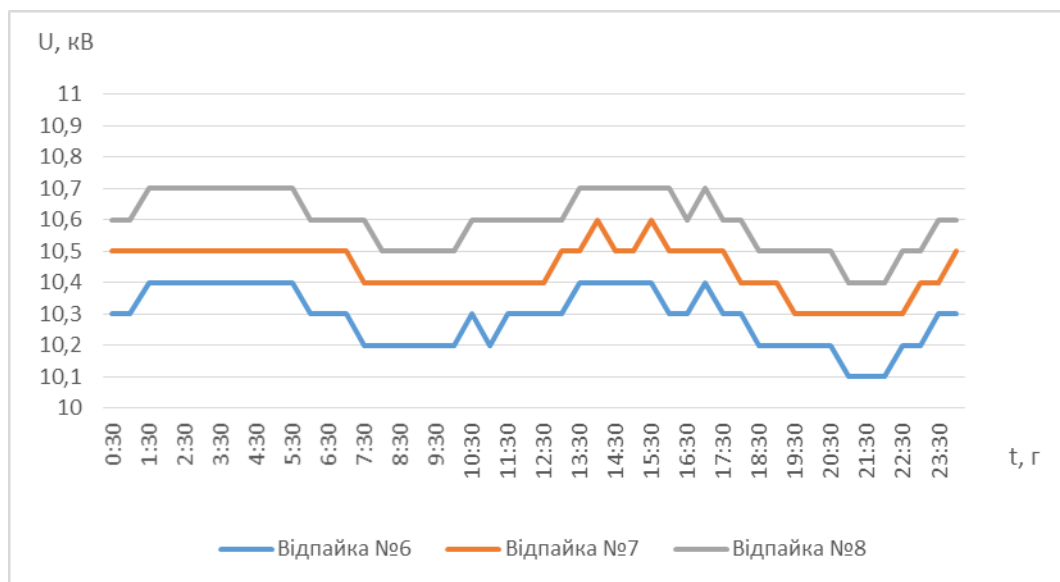


Рисунок 5.40 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 504 з використанням відпайок РПН №6, №7, №8 (літній період).

Як видно з рис. 5.40 найменші відхилення напруги від бажаного значення протягом доби фіксуються з використанням відпайки №7, тож приймаємо її до використання в літній період часу.

Проаналізуємо вплив запровадження вибраної відпайки на рівні напруги на шинах 10 кВ підстанції.

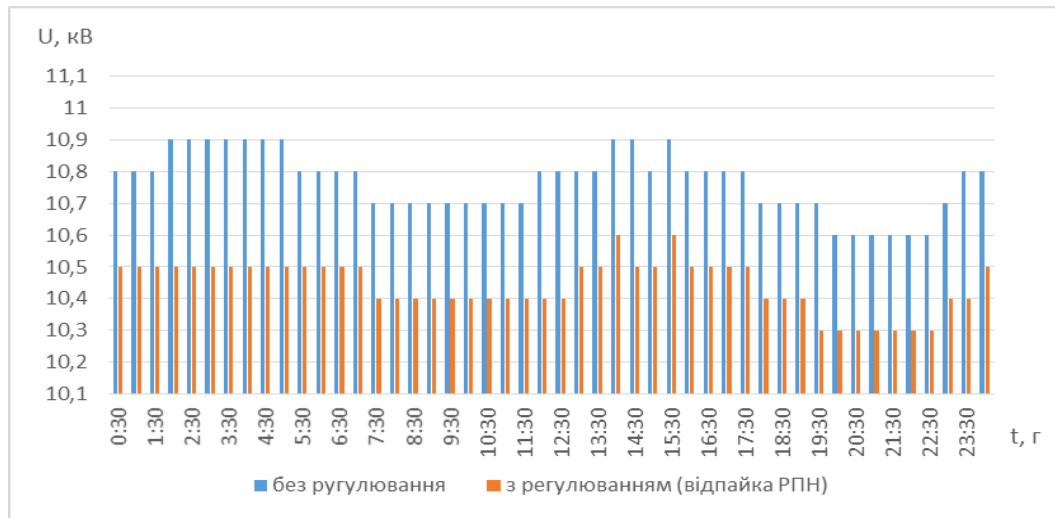


Рисунок 5.41 – Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 504 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (літній період).

Виконаємо аналіз рівнів напруги на шинах підстанції без впровадження будь-яких методів керування напругою в зимню пору року.

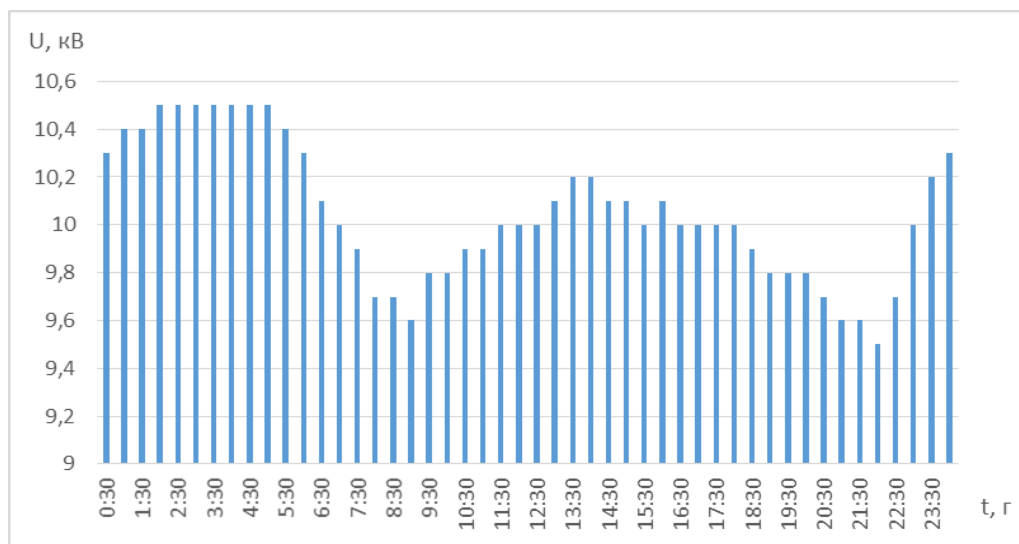


Рисунок 5.42 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 504 без регулювання напруги (зимній період)

Як видно з рис. 5.42 рівні на шинах значно перевищують бажане значення напруги - 10,5 кВ.

Виконаємо вибір відпайки РПН силового трансформатора, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Згідно рис. 5.42. можна зробити висновок, що необхідно вибрати декілька відпайок які будуть працювати протягом доби позмінно. Для наглядного результату виконаємо розрахунки для декількох варіантів:

Таблиця 5.14 – Вибір відпайки РПН підстанції 504 (зимній період)

| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 9              | 10,455                           |
| 10             | 10,298                           |
| 11             | 10,141                           |
| 12             | 9,984                            |
| 13             | 9,827                            |
| 14             | 9,670                            |

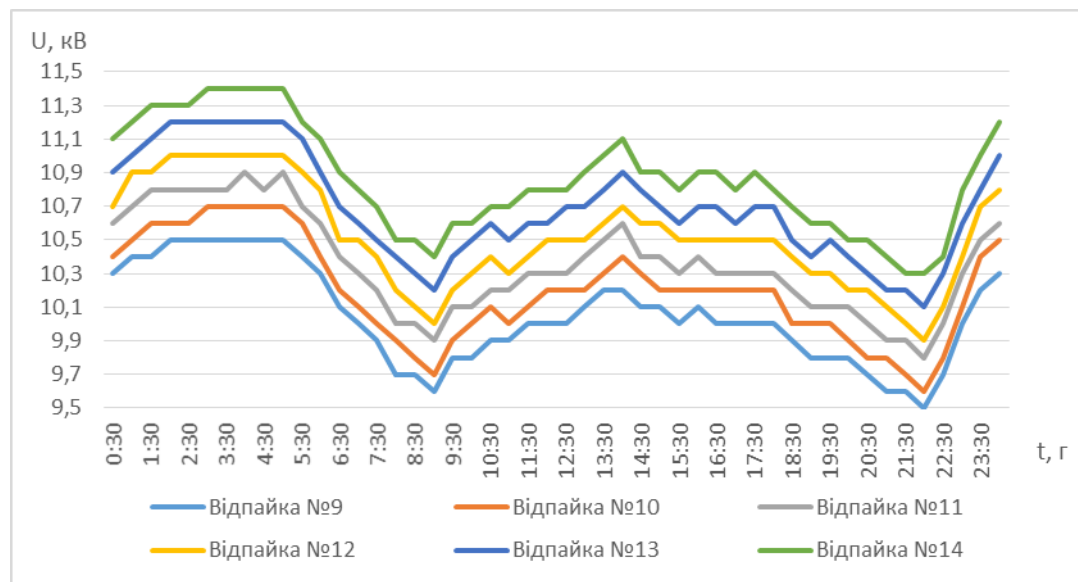


Рисунок 5.43 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 504 з використанням відпайок РПН №9-№14 (зимній період).

Згідно рис. 5.43 проведемо розрахунки щодо найменших відхилень напруги від бажаного значення, що фіксуються протягом доби з використанням різних відпайок. Узагальнені результати вибору відпайок та години їх роботи вказано в таблиці 5.15:

Таблиця 5.15 – Графік перемикання відпайок РПН підстанції 504 (зимній період)

| Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| 23:00 – 6:00           | 9              | 10,455                           | 10,2-10,5                   |
| 6:00 – 13:00           | 13             | 9,827                            | 10,2-10,7                   |
| 13:00 – 18:30          | 12             | 9,984                            | 10,4-10,7                   |
| 18:30 – 23:00          | 13             | 9,827                            | 10,1-10,6                   |

Виконаємо аналіз впливу вибраних відпайок та графіку їх перемикання на рівні напруги:

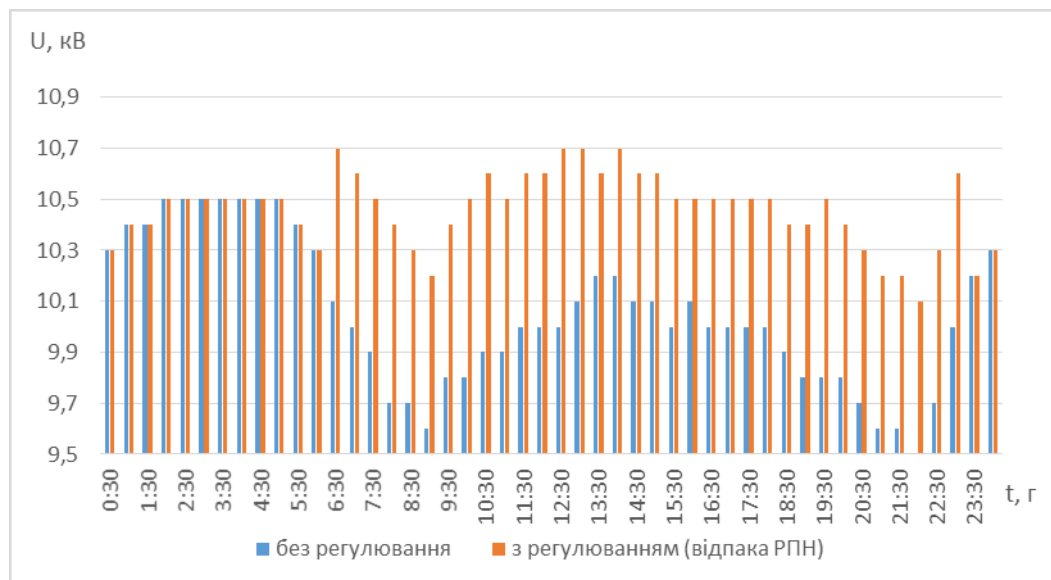


Рисунок 5.44 – Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 504 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (зимній період)

Отже, згідно отриманих даних можемо зробити висновок, що вибрані відпайки РПН силових трансформаторів та графік їх перемикання для зимового періоду, мають достатній вплив на рівні напруги як в літню так і в зимову пору року, а рівень напруги на шинах 10 кВ відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

Таблиця 5.12 – Результати вибору відпайки РПН для підстанції 504

| Номер підстанції на схемі | Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|---------------------------|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <b>Літо</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 504                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,4-10,6                   |
| <b>Зима</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 504                       | 23:00 – 6:00           | 9              | 10,455                           | 10,1-10,7                   |
| 504                       | 6:00 – 13:00           | 13             | 9,827                            |                             |
| 504                       | 13:00 – 18:30          | 12             | 9,984                            |                             |
| 504                       | 18:30 – 23:00          | 13             | 9,827                            |                             |

### 5.2.5 Висновки до п'ятого розділу

За результатами отриманими в ході розрахунку оптимізації рівнів напруги на шинах нових підстанцій 501-504, можемо зробити висновки, що використання методу регулювання за допомогою РПН силових трансформаторів є достатньо ефективним. Також аналіз регулювання напруги з застосуванням зміни графіка генерування БСК показав, що в нашій ситуації використання такого методу не є доцільним. Узагальнені результати показані в табл. 5.13-5.14.



Таблиця 5.13 – Узагальнені результати вибору відпайки РПН силового трансформатора в літню пору року, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення 10.5 кВ

| Номер підстанції на схемі | Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|---------------------------|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <b>Літо</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 501                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,3-10,6                   |
| 502                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,2-10,8                   |
| 503                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,4 -10,7                  |
| 504                       | 0:00 – 24:00           | 7              | 10,768                           | 10,4-10,6                   |

Таблиця 5.14 – Узагальнені результати вибору відпайки РПН силового трансформатора в зимню пору року, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення 10.5 кВ:

| Номер підстанції на схемі | Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|---------------------------|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| <b>Зима</b>               |                        |                |                                  |                             |
| 501                       | 23:00 – 6:00           | 9              | 10,455                           | 10,1-10,7                   |
|                           | 6:30 – 10:30           | 13             | 9,827                            |                             |
|                           | 10:30 – 18:30          | 12             | 9,984                            |                             |
|                           | 18:30 – 23:00          | 13             | 9,827                            |                             |
| 502                       | 23:00 – 6:00           | 10             | 10,298                           | 10,1-10,7                   |
|                           | 6:30 – 10:30           | 13             | 9,827                            |                             |
|                           | 10:30 – 19:00          | 11             | 10,141                           |                             |
|                           | 19:00 – 23:00          | 14             | 9,670                            |                             |
| 503                       | 23:00 – 7:00           | 9              | 10,455                           | 10,2-10,7                   |
|                           | 7:00 – 11:30           | 11             | 10,141                           |                             |
|                           | 11:30 – 18:30          | 10             | 10,298                           |                             |
|                           | 18:30 – 23:00          | 11             | 10,141                           |                             |

|     |               |    |        |           |
|-----|---------------|----|--------|-----------|
| 504 | 23:00 – 6:00  | 9  | 10,455 | 10,1-10,7 |
|     | 6:30 – 13:00  | 13 | 9,827  |           |
|     | 13:00 – 18:30 | 12 | 9,984  |           |
|     | 18:30 – 23:00 | 13 | 9,827  |           |

## РОЗДІЛ 6

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАНИХ СИТУАЦІЯХ

Заходи з техніки безпеки та охорони праці повинні забезпечуватися правильною організаційно-технічною підготовкою до будівництва і виконанням робіт у повній відповідності до чинних норм, правил і технологічних карт.

В даному розділі зазначено перелік заходів з охорони праці та пожежної безпеки та нормативні документи в яких дані заходи передбачені для будівництва ПС 501. Також виконано розрахунки заземлюючого пристрою та блискавкозахисту ПС 501.

#### 6.1 Охоронні заходи

Всі роботи (будівельні, монтажні і спеціальні) з будівництва ПС 501 повинні виконуватися згідно із:

Таблиця 6.1 – Перелік нормативних документів з охорони праці будівництва ПС 501

| №  | Найменування документу                                                                                                                          |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. | ГКД 34.20.507-2003 (в редакції наказу Міненерговугілля від 21.06.2019 № 271) «Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж» [26] |
| 2. | ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ [27]                                |
| 3. | НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок» [28]                                                                       |
| 4. | НПАОП 40.1-1.07-01 «Правила експлуатації електрозахисних засобів» [29]                                                                          |
| 5. | ПУЕ:2017 – «Правила улаштування електроустановок» [1]                                                                                           |
| 6. | ДБН А.3.2-2-2009 «ССБП. – Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення» [30]                                             |

|     |                                                                                                                                                     |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 7.  | ДСТУ Б А.3.2-10:2009 – «Система стандартів безпеки праці. Роботи антикорозійні. Вимоги безпеки» [31]                                                |
| 8.  | ДСанПіН 198-97 – «Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в невимкнених електроустановках напругою до 750 кВ включно» [32]           |
| 9.  | НПАОП 0.00-1.71-13 – «Правила охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями» [33]                                                       |
| 10. | ДСТУ Б А.3.2-13:2011 – «ССБП. Будівництво. Електробезпе́чність. Загальні вимоги» [34]                                                               |
| 11. | ДСТУ Б А.3.2-7:2009 – «Система стандартів безпеки праці. Роботи фарбувальні. Вимоги безпеки» [35]                                                   |
| 12. | ДСТУ 7239:2011 – «Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація» [36]                           |
| 13. | ДСТУ EN 397:2017 – «Каски захисні промислові (EN 397:2012 + A1:2012, IDT)» [37]                                                                     |
| 14. | НПАОП 0.00-1.80-18 – «Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання» [38] |
| 15. | НПАОП 0.00 - 1.62-12 – «Правила охорони праці на автомобільному транспорті» [39]                                                                    |
| 16. | ДСТУ Б А.3.2-15:2011 – «Норми освітлення будівельних майданчиків» [40]                                                                              |

Для забезпечення електробезпеки на об'єкті будівництва:

- виконати захисне заземлення в зоні встановлення обладнання;
- забезпечити необхідні віддалі до струмопровідних елементів та розташувати їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- передбачити електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- передбачити застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- передбачити застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Швидкість руху транспорту біля місць виконання робіт не повинна перевищувати 10 км/год на прямих ділянках дороги й 5 км/год на поворотах.

Під час монтажу тимчасових повітряних ліній електропередачі проводи необхідно розміщати на висоті не менш 4,5 м, а в місцях проїзду транспорту - на висоті не менш 6,0 м.

Біля будівель і споруд висотою до 20 м установлюється границя небезпечної зони шириною 5 м. При переміщенні вантажів кранами й механізмами на висоті до 20 м границя небезпечної зони становить 7 м.

Площадки для вантажно-розвантажувальних робіт повинні бути спланованими з ухилом не більше 5%.

Засоби захисту, застосовані для запобігання або зменшення впливу небезпечних та шкідливих виробничих чинників, що виникають при електромонтажних роботах, повинні відповідати вимогам ДСТУ 7239:2011 «Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація» [36]. Усі особи, котрі перебувають на будівельному майданчику повинні бути забезпечені захисними касками згідно з ДСТУ EN 397:2017 [37] «Каски захисні промислові (EN 397:2012 + A1:2012, IDT)».

Вся будівельна техніка, пристрої, інструменти, що застосовуються на будівниці, повинні відповідати вимогам ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12)» [6], НПАОП 0.00-1.80-18 «Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання» [38].

При транспортуванні будівельних вантажів і будівельної техніки потрібно дотримуватись «Правил дорожнього руху», затверджених МВС України і НПАОП 0.00- 1.62-12 «Правила охорони праці на автомобільному транспорті» [39].

Адміністративно-побутова зона повинна бути обгороджена і освітлюватися, в темну пору доби, світильниками (прожекторами), підвішеними на дерев'яних

опорах. Освітленню підлягають також територія будівельного майданчика, робочі місця та проїзди і проходи до них. Норми освітленості повинні відповідати вимогам ДСТУ Б А.3.2-15:2011 «Норми освітлення будівельних майданчиків» [40].

Позначення небезпечних зон будівництва на об'єктах виконується за допомогою сигнальних прапорців.

Організація праці повинна забезпечувати її високу продуктивність, своєчасність виконання робіт, необхідну якість будівництва й безпечні умови праці.

З усіма працюючими повинен проводитися вступний інструктаж і інструктаж на робочих місцях з техніки безпеки, пожежної безпеки й виробничої санітарії.

Керівництво організації, що виконує роботи несе відповідальність перед робітниками за виконання чинних нормативних документів і взятих на себе обов'язків по заробітній платі й забезпеченню нормальних умов праці й відпочинку на будівельному майданчику. Крім цього, керівництво вживає необхідних заходів для попередження порушень працівниками технологічної й виробничої дисципліни, а також громадського порядку.

До робіт з монтажу обладнання підстанції можуть допускатися особи, яким виповнилося 18 років, що пройшли медичний огляд, навчені безпечним методам роботи і мають посвідчення з перевірки знань з техніки безпеки і охорони праці.

Усі отвори, що знаходяться в зоні виконання монтажних робіт (люки, технологічні отвори в перекриттях та ін.), повинні бути обгороджені або перекриті міцними настилами, що не зміщуються при випадкових ударах.

Роботи з монтажу та демонтажу виробів, пов'язаних з небезпекою запорошення або опіку очей, слід виконувати в захисних окулярах.

## 6.2 Протипожежні заходи та протипожежний захист

Протипожежні заходи та протипожежний захист на об'єктах будівництва здійснюється згідно із такими нормативними документами:

Таблиця 6.2 – Перелік нормативних документів з пожежної безпеки

| №   | Найменування документу                                                                                                                                                                                             |
|-----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.  | Кодекс цивільного захисту України [41]                                                                                                                                                                             |
| 2.  | «Правила пожежної безпеки України». Затверджено Наказом Міністерства внутрішніх справ України від 30 грудня 2014 року № 1417 [42]                                                                                  |
| 3.  | «Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України» затверджені Наказом № 491 від 26.09.2018 р. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [43] |
| 4.  | РД 34.03.307-87 – «Правила пожежної безпеки при виробництві будівельно-монтажних робіт на об'єктах Міненерго СРСР (НАПБ 01.021-88)» [44]                                                                           |
| 5.  | НАПБ 01.021-88 – «Правила пожежної безпеки при проведенні будівельно-монтажних робіт» [45]                                                                                                                         |
| 6.  | НАПБ В.05.027-2011/111 – «Інструкція з гасіння пожеж на енергетичних об'єктах України» [46]                                                                                                                        |
| 7.  | СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013 (НАПБ В.01.056-2013/111) – «Правила будови електроустановок. Протипожежна безпека електроустановок. Інструкція» [47]                                                                |
| 8.  | НАПБ 06.015-2006 – «Перелік приміщень і будівель енергетичних підприємств Міненерго України з визначення категорій і класифікації зон з вибуховопожежної і пожежної безпеки» [48]                                  |
| 9.  | ДСТУ Б В.1.1-36:2016 – «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибуховопожежною та пожежною небезпекою» [49]                                                                           |
| 10. | ДСТУ EN 62305-*:2012 – «Захист від блискавки» [50]                                                                                                                                                                 |
| 11. | ДБН В.1.1-7-2016 – «Пожежна безпека об'єктів будівництва» [51]                                                                                                                                                     |
| 12. | ДСТУ 2272:2006 – «Системи стандартів безпеки праці. Пожежна безпека. Терміни та визначення основних понять» [52]                                                                                                   |

|     |                                                                                                                       |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 13. | ДСТУ 2273-2006 – «Пожежна техніка. Терміни та визначення основних понять» [53]                                        |
| 14. | СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013 – «Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція» [54] |
| 15. | ПУЕ:2017 – «Правила улаштування електроустановок» [1]                                                                 |
| 16. | ДБН Б.2.2-12:2019 – «Планування та забудова територій» [55]                                                           |
| 17. | ГКД 341.004.001-94 – «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» [56]    |

Протипожежні розриви між будівлями і спорудами прийняті згідно з ДБН Б.2.2- 12:2019 «Планування та забудова територій» [55], ПУЕ [1] та п.12 «Норм технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» (ГКД 341.004.001-94) [56] та дозволяють:

- використовувати індустріальні методи виконання будівельних і монтажних робіт;
- ревізію, ремонти і випробування обладнання з застосуванням машин, механізмів і пересувних лабораторій;
- під'їзд пожежних машин.

Витрати води для пожежогасіння будівель і трансформаторів складають 10 л/с. Гасіння пожежі виконується пожежною бригадою 4-ДПРЧ управління ДСНС у Вінницькій області.

До об'єкту передбачено два автомобільні під'їзди, ширина яких складає не менше 3.5 м. Уся територія має зовнішню огорожу висотою не менше 2 м.

На об'єкті повинна бути наявна наступна документація з пожежної безпеки:

- загальнооб'єктова інструкція з заходів пожежної безпеки;
- інструкції з пожежогасіння в приміщеннях об'єктів;
- інструкція по утриманню і застосуванню первинних засобів



пожежогасіння;

- картки пожежогасіння;
- плани та графіки проведення протипожежних тренувань, навчання і перевірки знань персоналу, технічного нагляду за системами пожежного захисту, а також інша документація відповідно до вимог ПТЕ.

### 6.3 Розрахунок заземлюючого пристрою ПС 501

Передбачається встановлення заземлювального пристрою на ПС 501. Заземлюючий пристрій об'єктів улаштовується відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2017 [1] та ДСТУ Б В.2.5-82:2016 – «Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом» [57].

Таблиця 6.3 – Вихідні дані для розрахунку заземлення

| Найменування параметра                          | Значення параметра |
|-------------------------------------------------|--------------------|
| Загальна довжина горизонтального заземлювача, м | 1230               |
| Довжина одиничного вертикального заземлювача, м | 3                  |
| Кількість вертикальних заземлювачів             | 25                 |
| Питомий опір ґрунту, Ом/м                       | 100                |
| Ширина полоси горизонтального заземлювача, мм   | 40                 |
| Глибина закладання полоси, м                    | 0,7                |
| Діаметр вертикального заземлювача, м            | 0,016              |

Розрахунок опору горизонтального заземлювача:

Розрахунок опору горизонтального заземлювача проводиться за формулою:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho}{\pi \cdot L_{\Gamma}} \cdot \left( \ln \left( \frac{1,5 \cdot L_{\Gamma}^2}{\sqrt{d \cdot h}} \right) \right) \quad (6.1)$$

де  $\rho$  – питомий опір ґрунту;

$L_{\Gamma}$  - довжина горизонтального заземлювача;

$d$  – ширина горизонтального заземлювача;

$h$  – глибина закладання полоси;

$P$  і  $Q$  – коефіцієнти, що залежать від форми заземлювача.

$$R_{\Gamma} = \frac{100}{\pi \cdot 1230} \cdot \left( \ln \left( \frac{1,5 \cdot 1230}{\sqrt{0,04 \cdot 0,7}} \right) \right) = 0,425 \text{ Ом}$$

Розрахунок опору вертикального заземлювача:

Розрахунок опору вертикального заземлювача проводиться за формулою:

$$R_{\text{В}} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{В}}} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_{\text{В}}}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot L_{\text{В}} + 7 \cdot h}{L_{\text{В}} + 7 \cdot h} \right) \right) \quad (6.2)$$

де  $L_{\text{В}}$  - довжина вертикального заземлювача;

$d$  – ширина вертикального заземлювача;

$h$  – довжина від поверхні землі до верхнього кінця труби.

$$R_{\text{В}} = \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot 3}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0,7}{3 + 7 \cdot 0,7} \right) \right) = 30,62 \text{ Ом}$$

Розрахунок загального опору заземлювача:

Розрахунок загального опору заземлювача проводиться за формулою:

$$R = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{В}}}{R_{\text{В}} \cdot \eta_1 + R_{\Gamma} \cdot \eta_2 \cdot n} \quad (6.3)$$

де  $R_{\Gamma}$  – опір горизонтального заземлювача;

$R_{\text{В}}$  - опір вертикального заземлювача;

$n$  – кількість вертикальних заземлювачів;

$\eta_1, \eta_2$  – коефіцієнти використання вертикальних та горизонтальних заземлювачів.

$$R = \frac{0,425 \cdot 30,62}{30,62 \cdot 0,76 + 0,443 \cdot 0,45 \cdot 25} = 0,464 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ 2017 питомий опір заземлювача не повинен перевищувати 0,5 Ом, отже проектний контур заземлювача задовольняє вимоги.

## ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/10 кВ.

До існуючої схеми було передбачено підключення нових споживачів (вузли 501, 502 та 504) та СЕС (вузол 503). Згідно заданої категорії споживачів (переважно I) була розроблена відповідна конфігурація, яка б забезпечувала необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях до підстанцій. Оптимальну схему було отримано за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого проведено перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо критерію надійності, то для ПС Турбів (вузол 14) та для ПС Оленівка (вузол 13) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема було розвинена від простого містка до розширеного містка. Після чого, за допомогою програмного комплексу «Надійність» визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для кожної з нових ПС (501, 502, 503, 504) було вибрано схему РП типу: «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» згідно результатів попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі та можливості її подальшого розвитку.

В результаті, отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: струми та потужності на ділянках мережі, напруги у вузлах тощо. Згідно з результатами, було розраховано доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після впровадження всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,928 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 4 роки складає 231810,708 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0.112)$  близький до  $E_a'(0.2)$  та термін окупності 4,4 років.

За результатами отриманими в ході розрахунку оптимізації рівнів напруги на шинах нових підстанцій 501-504, можемо зробити висновки, що використання методу регулювання за допомогою РПН силових трансформаторів є достатньо ефективним. Також аналіз регулювання напруги з застосуванням зміни графіка генерування БСК показав, що в нашій ситуації використання такого методу не є доцільним.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. ДСТУ EN 50160:2014. «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2010, IDT).
4. Voltage Control Methods in the MV Grid with a Large Share of PV [Електронний ресурс]. – Режим доступу:  
<https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/ijeeps-2019-0057/html>
5. A review on voltage control methods for active distribution networks [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://pe.org.pl/articles/2012/6/71.pdf>
6. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії: Монографія / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.
7. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з Об'єднаною енергетичною системою України: проект / ДП «НЕК «Укренерго». [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES\\_2-red\\_08112017.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Vymogy-do-VES-ta-SES_2-red_08112017.pdf)
8. Sumeet Trivedi, Chattopadhyay D. Voltage Sag Mitigation in the Distributed Generation System with STATCOM. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*. 2013. Vol.3, No 10. P.153-159.
9. Комбаров М.Н., Балгереев Ш.М. Способы регулирования напряжения в распределительных сетях с помощью ВЭС. *Вестник КазНТУ им. К.И. Сатпаева*. Казахстан, 2007. №5. С.1-5.

10. Сегеда М.С., Дончик В.В. Компенсація реактивної потужності в електричних мережах зі змінним навантаженням. *Вісник Державного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи.* Львів, 2000. № 400. С. 131-134.
11. Gao C. Redfern M. A. A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers. *45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. 31 Aug. - 3 Sep. 2010. Cardiff, UK United Kingdom, 2010. P. 1-6.
12. Гаєвський О.Ю., Магада В.В., Ужейко С.О. Методи гармонічного аналізу вихідної напруги інвертора в реальному часі. *Енергетика: економіка, технології, екологія.* Київ, 2014. № 3. С. 72-77.
13. Kiprakis A. E., Wallace A. R. Maximising energy capture from distributed generators in weak networks. *IEE Proc. on Generation, Transmission and Distribution*. 2004. Vol.151, No 5. P. 611-618.
14. Mogos F., Guillaud X. A voltage regulation system for distributed generation. *IEEE Power Systems Conference and Exposition*. 2004. Vol.2. P.787- 794.
15. Vovos P. N., Kiprakis A. E., Wallace A. R., Harrison G. P. Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2007. Vol.22, No 1. P.476-483.
16. Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators. *First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*. 4-6 Oct. 2010. Gaithersburg, USA, 2010. P. 79-84.
17. Zhou Q., Bialek J. W. Generation curtailment to manage voltage constraints in distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2007. Vol.1, No 3. P. 492-498.
18. Carvalho P. M. S., Correia P. F., Ferreira L. A. F. Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2008. Vol.23, No 2. P. 766-772.

19. Shivarudraswamy R., Gaonkar D.N. Coordinated Voltage Control with Reactive Power of the Distributed Generators using Genetic Algorithm. *International Journal of Scientific & Engineering Research*. 2012. Vol.3, No 6. P.1-7.
20. Viawan F.A., Karlsson D. Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation. *Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 20-24 Jul. 2008. Pittsburgh, USA, 2008. P.1-6.
21. Nagendra Rao P.S., Ravi Shankar Deekshit. Radial Load Flow for Systems Having Distributed Generation and Controlled Q Sources. *Electric Power Components and Systems*. 2005. Vol.33. P. 641–655.
22. Senjyu T., Miyazato Y., Yona A., Urasaki N., Funabashi T. Optimal Distribution Voltage Control and Coordination With Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2008. Vol.23, No 2. P. 1236-1242.
23. Thanh Hai Nguyen, Dong-Chon Le, Tan Luong Van, Jong-Ho Kang. Coordinated Control of Reactive Power between STATCOMs and Wind Farms for PCC Voltage Regulation. *Journal of Power Electronics*. 2013. Vol.13, No 5. P.909-918.
24. A.A.El-Keib, X.Ma. Application of artificial neural networks in voltage stability assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.10, N4, Nov. 1995.
25. M.La Scala, M.Trovato, F.Torelli. A neural network based method for voltage security monitoring. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.11, N3, Aug. 1996.
26. ГКД 34.20.507-2003 (в редакції наказу Міністерства енергетики від 21.06.2019 № 271) «Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж».
27. ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ.
28. НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок».
29. НПАОП 40.1-1.07-01 «Правила експлуатації електрозахисних засобів».



30. ДБН А.3.2-2-2009 «ССБП. – Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення».
31. ДСТУ Б А.3.2-10:2009 – «Система стандартів безпеки праці. Роботи антикорозійні. Вимоги безпеки».
32. ДСанПіН 198-97 – «Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в невимкнених електроустановках напругою до 750 кВ включно».
33. НПАОП 0.00-1.71-13 – «Правила охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями».
34. ДСТУ Б А.3.2-13:2011 – «ССБП. Будівництво. Електробезпечність. Загальні вимоги».
35. ДСТУ Б А.3.2-7:2009 – «Система стандартів безпеки праці. Роботи фарбувальні. Вимоги безпеки».
36. ДСТУ 7239:2011 – «Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація».
37. ДСТУ EN 397:2017 – «Каски захисні промислові (EN 397:2012 + A1:2012, IDT)».
38. НПАОП 0.00-1.80-18 – «Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання».
39. НПАОП 0.00 - 1.62-12 – «Правила охорони праці на автомобільному транспорті».
40. ДСТУ Б А.3.2-15:2011 – «Норми освітлення будівельних майданчиків».
41. Кодекс цивільного захисту України.
42. «Правила пожежної безпеки України». Затверджено Наказом Міністерства внутрішніх справ України від 30 грудня 2014 року № 1417.
43. «Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України» затверджені Наказом № 491 від

26.09.2018 р. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України.

44. РД 34.03.307-87 – «Правила пожежної безпеки при виробництві будівельно-монтажних робіт на об'єктах Міненерго СРСР (НАПБ 01.021-88)».

45. НАПБ 01.021-88 – «Правила пожежної безпеки при проведенні будівельно-монтажних робіт».

46. НАПБ В.05.027-2011/111 – «Інструкція з гасіння пожеж на енергетичних об'єктах України».

47. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013 (НАПБ В.01.056-2013/111) – «Правила будови електроустановок. Протипожежна безпека електроустановок. Інструкція».

48. НАПБ 06.015-2006 – «Перелік приміщень і будівель енергетичних підприємств Міненерго України з визначення категорій і класифікації зон з вибухопожежної і пожежної безпеки».

49. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 – «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою».

50. ДСТУ EN 62305-\*:2012 – «Захист від блискавки».

51. ДБН В.1.1-7-2016 – «Пожежна безпека об'єктів будівництва».

52. ДСТУ 2272:2006 – «Системи стандартів безпеки праці. Пожежна безпека. Терміни та визначення основних понять».

53. ДСТУ 2273-2006 – «Пожежна техніка. Терміни та визначення основних понять».

54. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013 – «Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція».

55. ДБН Б.2.2-12:2019 – «Планування та забудова територій».

56. ГКД 341.004.001-94 – «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ».

57. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 – «Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом».

**ДОДАТОК А**

**ПРОТОКОЛ**

**ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Розвиток розподільчих мереж 110 кВ Калинівського району з оптимізацією рівнів напруги на шинах підстанцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки  
(кафедра, факультет)

**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вишневський С. Я.  
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Ковальчук Д.Е.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Кулик В.В.  
(прізвище, ініціали)

Технічне завдання МКР

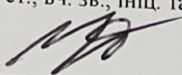
Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

Д.Т.Н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)



(підпис)

" 18 " 09 2023 р.

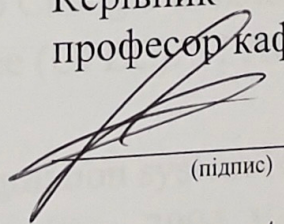
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**«РОЗВИТОК РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ 110 КВ КАЛИНІВСЬКОГО  
РАЙОНУ З ОПТИМІЗАЦІЄЮ РІВНІВ НАПРУГИ НА ШИНАХ  
ПІДСТАНЦІЙ»**

08-21.КМКР.007.00.004 ТЗ

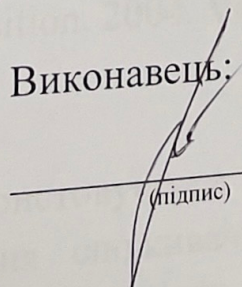
Керівник проекту: Д.Т.Н., доц.,  
професор кафедри ЕСС



(підпис)

Кулик В.В.

Виконавець: ст., групи 2ЕСМ-22м



(підпис)

Ковальчук Д.Е.

Вінниця – 2023 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;

б) наказ ректора ВНТУ № 203 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – розвиток електричної мережі 110/35 кВ;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

1. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.

2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.

3. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.

4. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

5. Gao C. Redfern M. A. A review of voltage control techniques of networks with distributed generations using On-Load Tap Changer transformers. 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). 31 Aug. - 3 Sep. 2010. Cardiff, UK United Kingdom, 2010. P. 1-6.

6. Mogos F., Guillaud X. A voltage regulation system for distributed generation. IEEE Power Systems Conference and Exposition. 2004. Vol.2. P.787- 794.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

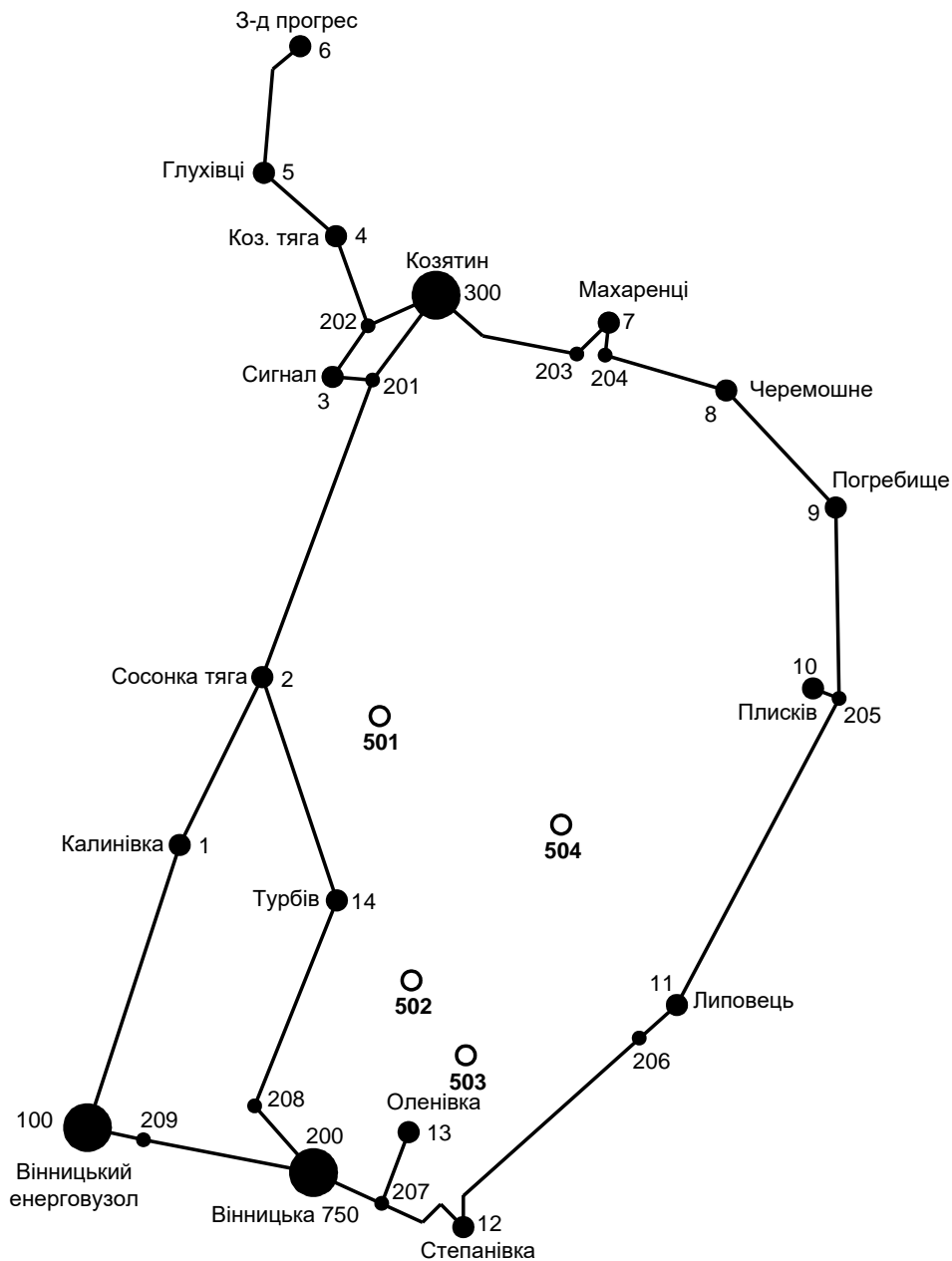


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5700 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.



Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

| Пункти               | Нова 1<br>(501) | Нова 2<br>(502) | СЕС 3<br>(503) | Нова 4<br>(504) |
|----------------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Навантаження, МВт    | 5,4             | 15,2            | 14,0           | 5,8             |
| cos φ                | 0,87            | 0,89            | 1,00           | 0,89            |
| Категорія споживачів | I               | I               | II             | I               |

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

| Роки експлуатації | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Макс. навантаж.,% | 75   | 78   | 80   | 82   | 84   | 90   | 95   | 96   | 97   | 100  |

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

| № номер початку лінії | № номер кінця лінії | Назва лінії                        | Довжина лінії | Марка проводу |
|-----------------------|---------------------|------------------------------------|---------------|---------------|
| 300                   | 202                 | Козятин – 202                      | 7,39          | АС-185        |
| 202                   | 4                   | 202 – Козятинська тяга             | 12,56         | АС-185        |
| 4                     | 5                   | Козятинська тяга – Глухівці        | 8,3           | АС-185        |
| 5                     | 6                   | Глухівці – Завод Прогрес           | 18,5          | АС-185        |
| 202                   | 3                   | 202 – Сигнал                       | 0,06          | АС-185        |
| 201                   | 3                   | 201 – Сигнал                       | 0,01          | АС-185        |
| 300                   | 201                 | Козятин – 201                      | 7,45          | АС-185        |
| 201                   | 2                   | 201 – Сосонка тяга                 | 45,18         | АС-185        |
| 2                     | 1                   | Сосонка тяга – Калинівка           | 5,22          | АС-185        |
| 100                   | 1                   | Вінницький енерговузол – Калинівка | 53,1          | АС-185        |
| 300                   | 203                 | Козятин – 203                      | 15,9          | АС-185        |
| 203                   | 7                   | 203 – Махаренці                    | 2,67          | АС-120        |
| 7                     | 204                 | Махаренці – 204                    | 2,67          | АС-120        |
| 204                   | 8                   | 204 – Черемошне                    | 15,3          | АС-185        |
| 8                     | 9                   | Черемошне – Погребище              | 17,45         | АС-120        |
| 9                     | 205                 | Погребище – 205                    | 11,5          | АС-120        |
| 205                   | 10                  | 205 – Плисків                      | 0,7           | АС-120        |
| 11                    | 205                 | Липовець – 205                     | 27,5          | АС-120        |
| 206                   | 11                  | 206 – Липовець                     | 2,5           | АС-120        |
| 12                    | 206                 | Степанівка – 206                   | 23,5          | АС-150        |
| 207                   | 12                  | 207 – Степанівка                   | 3,3           | АС-150        |
| 207                   | 13                  | 207 – Оленівка                     | 6,4           | АС-150        |
| 200                   | 207                 | Вінницька 750 – 207                | 4             | АС-150        |
| 209                   | 200                 | 209 – Вінницька 750                | 15,75         | АС-150        |
| 100                   | 209                 | Вінницький енерговузол – 209       | 1,35          | АС-150        |
| 200                   | 208                 | Вінницька 750 – 208                | 5,2           | АС-120        |
| 208                   | 14                  | 208 – Турбів                       | 19,0          | АС-120        |

|    |   |                       |       |        |
|----|---|-----------------------|-------|--------|
| 14 | 2 | Турбів – Сосонка тяга | 14,93 | АС-120 |
|----|---|-----------------------|-------|--------|

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

| №   | Назва вузла            | cos φ | S <sub>н</sub> , МВА | Марка трансформатора                         | Кількість трансформаторів |
|-----|------------------------|-------|----------------------|----------------------------------------------|---------------------------|
| 100 | Вінницький енерговузол | 0,85  | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   |                           |
| 200 | ВП ПС-750              | 0,85  |                      | ВРП 110 кВ                                   |                           |
| 300 | Козятин                | 0,85  | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   |                           |
| 1   | Калинівка              | 0,89  | 6,3 + j3,23          | ТДТН-16000/110/35/10<br>ТДТН-25000/110/35/10 | 2                         |
| 2   | Сосонка тяга           | 0,87  | 13,0 + j7,37         | ТДТНЖ-25000/27/10                            | 2                         |
| 3   | Сигнал                 | 0,9   | 7,4 + j3,58          | ТДТН-16000/110/35/10                         | 2                         |
| 4   | Козятин тяга           | 0,87  | 17,0 + j9,63         | ТДТНЖ-40000/27/10                            | 2                         |
| 5   | Глухівці               | 0,9   | 4,5 + j2,18          | ТДН-10000/110/10                             | 1                         |
| 6   | Завод Прогрес          | 0,88  | 5,8 + j3,13          | ТДН-16000/110/10                             | 1                         |
| 7   | Махаренці              | 0,87  | 4,8 + j2,72          | ТДТН-10000/110/35/10                         | 1                         |
| 8   | Черемошне              | 0,86  | 3,2 + j1,9           | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 9   | Погребище              | 0,87  | 5,1 + j2,89          | ТДТН-10000/110/35/10                         | 2                         |
| 10  | Плисків                | 0,85  | 2,8 + j1,74          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 11  | Липовець               | 0,9   | 6,4 + j3,1           | ТДТН-16000/110/35/10                         | 1                         |
| 12  | Степанівка             | 0,87  | 2,9 + j1,64          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 13  | Оленівка               | 0,9   | 3,0 + j1,45          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 14  | Турбів                 | 0,88  | 4,7 + j2,54          | ТДТН-10000/110/35/10<br>ТДТН-16000/110/35/10 | 2                         |

## 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники електричних мереж і за результатами аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мереж.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

| № | Назва етапів<br>магістерської кваліфікаційної роботи                      | Строк виконання<br>етапів роботи |          | При-<br>мітка |
|---|---------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------|---------------|
|   |                                                                           | Початок                          | Кінець   |               |
| 1 | Розроблення технічного завдання                                           | 21.09.23                         | 23.09.23 |               |
| 2 | Техніко-економічне обґрунтування проектування розвитку електричної мережі | 24.09.23                         | 29.09.23 |               |
| 3 | Електротехнічна частина                                                   | 30.09.23                         | 10.10.23 |               |
| 4 | Дослідження методів регулювання напруги                                   | 11.10.23                         | 28.10.23 |               |



|    |                                                       |             |          |  |
|----|-------------------------------------------------------|-------------|----------|--|
| 5  | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях     | 29.10.23    | 05.11.23 |  |
| 6  | Економічна частина                                    | 06.11.23    | 12.11.23 |  |
| 7  | Оформлення пояснювальної записки                      | 13.11.23    | 21.11.23 |  |
| 8  | Виконання графічної частини та оформлення презентації | 22.11.23    | 27.11.23 |  |
| 9  | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР       | 28.11.23    | 01.12.23 |  |
| 10 | Рецензування МКР                                      | 01.12.23    | 04.12.23 |  |
| 11 | Захист МКР                                            | За графіком |          |  |

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

### **10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом** Відсутні.

## ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ  
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 102.496 МВт / 899.716 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 100.390 МВт / 879.416 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.112 МВт / 11.027 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.112 МВт / 11.027 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.501 МВт / 4.386 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.493 МВт / 4.887 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.994 МВт / 9.273 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.106 МВт / 20.300 млн.кВт\*г (2.3%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва | Р <sub>нав</sub> ,МВт | Q <sub>нав</sub> ,МВАр | U, кВ   | Фаза, град |
|---------|-------|-----------------------|------------------------|---------|------------|
| 300     |       | -68.298               | -41.287                | 115.000 | 0.00       |
| 202     |       | 0.000                 | 0.000                  | 114.347 | -0.22      |
| 4       |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.893 | -0.70      |
| 5       |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.565 | -0.83      |
| 6       |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.137 | -0.99      |
| 3       |       | 0.000                 | 0.000                  | 114.349 | -0.22      |
| 201     |       | 0.000                 | 0.000                  | 114.349 | -0.22      |
| 2       |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.826 | -0.74      |
| 1       |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.910 | -0.72      |
| 100     |       | -34.141               | -17.809                | 115.000 | 0.00       |
| 203     |       | 0.000                 | 0.000                  | 114.039 | -0.35      |
| 7       |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.829 | -0.40      |
| 204     |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.692 | -0.43      |
| 8       |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.067 | -0.67      |
| 9       |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.430 | -0.83      |
| 205     |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.337 | -0.87      |
| 10      |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.326 | -0.87      |
| 11      |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.490 | -0.86      |
| 206     |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.581 | -0.84      |
| 12      |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.294 | -0.60      |
| 207     |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.435 | -0.56      |
| 13      |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.352 | -0.59      |
| 200     |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.654 | -0.48      |
| 209     |       | 0.000                 | 0.000                  | 114.895 | -0.04      |
| 208     |       | 0.000                 | 0.000                  | 113.500 | -0.53      |
| 14      |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.913 | -0.69      |
| 30011   |       | 0.000                 | 0.000                  | 109.474 | -3.75      |
| 20011   |       | 0.000                 | 0.000                  | 36.650  | -3.75      |
| 10011   |       | 7.280                 | 3.730                  | 10.454  | -3.70      |
| 30012   |       | 0.000                 | 0.000                  | 112.910 | -0.72      |
| 20012   |       | 0.000                 | 0.000                  | 37.801  | -0.72      |

|        |        |        |         |       |
|--------|--------|--------|---------|-------|
| 10012  | 0.000  | 0.000  | 10.800  | -0.72 |
| 30021  | 0.000  | 0.000  | 107.981 | -4.61 |
| 20021  | 0.000  | 0.000  | 36.150  | -4.61 |
| 10021  | 15.020 | 8.500  | 10.308  | -4.55 |
| 30022  | 0.000  | 0.000  | 112.826 | -0.74 |
| 20022  | 0.000  | 0.000  | 37.772  | -0.74 |
| 10022  | 0.000  | 0.000  | 10.792  | -0.74 |
| 30031  | 0.000  | 0.000  | 110.521 | -3.71 |
| 20031  | 0.000  | 0.000  | 37.001  | -3.71 |
| 10031  | 8.550  | 4.140  | 10.551  | -3.65 |
| 30032  | 0.000  | 0.000  | 114.349 | -0.22 |
| 20032  | 0.000  | 0.000  | 38.282  | -0.22 |
| 10032  | 0.000  | 0.000  | 10.937  | -0.22 |
| 30041  | 0.000  | 0.000  | 108.713 | -3.84 |
| 20041  | 0.000  | 0.000  | 36.395  | -3.84 |
| 10041  | 19.640 | 11.120 | 10.162  | -5.89 |
| 30042  | 0.000  | 0.000  | 112.893 | -0.70 |
| 20042  | 0.000  | 0.000  | 37.795  | -0.70 |
| 10042  | 0.000  | 0.000  | 10.798  | -0.70 |
| 1005   | 5.200  | 2.520  | 10.406  | -4.12 |
| 1006   | 6.700  | 3.620  | 10.412  | -3.64 |
| 3007   | 0.000  | 0.000  | 108.847 | -3.97 |
| 2007   | 0.000  | 0.000  | 36.440  | -3.97 |
| 1007   | 5.540  | 3.140  | 10.143  | -6.16 |
| 1008   | 3.700  | 2.190  | 10.316  | -4.35 |
| 30091  | 0.000  | 0.000  | 106.970 | -4.74 |
| 20091  | 0.000  | 0.000  | 35.812  | -4.74 |
| 10091  | 5.890  | 3.340  | 9.940   | -7.16 |
| 30092  | 0.000  | 0.000  | 112.430 | -0.83 |
| 20092  | 0.000  | 0.000  | 37.640  | -0.83 |
| 10092  | 0.000  | 0.000  | 10.754  | -0.83 |
| 10010  | 3.230  | 2.010  | 10.291  | -4.11 |
| 300111 | 0.000  | 0.000  | 109.160 | -3.96 |
| 200111 | 0.000  | 0.000  | 36.545  | -3.96 |
| 100111 | 7.390  | 3.580  | 10.423  | -3.92 |
| 100121 | 3.350  | 1.890  | 10.409  | -3.91 |
| 100131 | 3.470  | 1.670  | 10.456  | -4.01 |
| 300141 | 0.000  | 0.000  | 108.209 | -4.25 |
| 200141 | 0.000  | 0.000  | 36.227  | -4.25 |
| 100141 | 5.430  | 2.930  | 10.097  | -6.42 |
| 300142 | 0.000  | 0.000  | 112.913 | -0.69 |
| 200142 | 0.000  | 0.000  | 37.802  | -0.69 |
| 100142 | 0.000  | 0.000  | 10.800  | -0.69 |

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця | Рп,МВт  | Qп,МВАр | Рк,МВт  | Qк,МВАр | dP,МВт | dQ,МВАр | I,кА   | dU,кВ  |
|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|---------|--------|--------|
| 300       | 202     | 25.315  | 15.544  | 25.231  | 15.358  | 0.084  | 0.185   | 0.149  | 0.654  |
| 202       | 3       | -6.795  | -5.015  | -6.795  | -5.015  | 0.000  | 0.000   | -0.043 | -0.002 |
| 3         | 201     | -15.436 | -10.188 | -15.436 | -10.188 | 0.000  | 0.000   | -0.093 | -0.001 |
| 201       | 300     | -24.953 | -15.181 | -25.036 | -15.364 | 0.082  | 0.183   | -0.147 | -0.651 |
| 201       | 2       | 9.517   | 5.963   | 9.443   | 5.798   | 0.074  | 0.164   | 0.057  | 1.532  |
| 2         | 14      | -1.964  | -0.337  | -1.965  | -0.338  | 0.001  | 0.002   | -0.010 | -0.089 |

|        |        |         |         |         |         |       |       |        |        |
|--------|--------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|--------|--------|
| 14     | 208    | -7.476  | -3.745  | -7.504  | -3.786  | 0.028 | 0.041 | -0.043 | -0.590 |
| 208    | 200    | -7.504  | -3.367  | -7.511  | -3.378  | 0.007 | 0.011 | -0.042 | -0.154 |
| 200    | 209    | -22.704 | -10.827 | -22.866 | -11.124 | 0.161 | 0.295 | -0.128 | -1.245 |
| 209    | 100    | -22.866 | -10.815 | -22.879 | -10.840 | 0.014 | 0.025 | -0.127 | -0.105 |
| 200    | 207    | 15.192  | 7.889   | 15.173  | 7.854   | 0.019 | 0.035 | 0.087  | 0.220  |
| 207    | 12     | 11.675  | 6.196   | 11.666  | 6.179   | 0.009 | 0.017 | 0.067  | 0.142  |
| 12     | 206    | 8.289   | 4.419   | 8.255   | 4.357   | 0.034 | 0.062 | 0.048  | 0.718  |
| 206    | 11     | 8.255   | 4.807   | 8.250   | 4.800   | 0.005 | 0.007 | 0.049  | 0.092  |
| 11     | 205    | 0.807   | 1.041   | 0.806   | 1.040   | 0.001 | 0.001 | 0.007  | 0.153  |
| 205    | 9      | -2.451  | -0.625  | -2.453  | -0.627  | 0.002 | 0.002 | -0.013 | -0.094 |
| 9      | 8      | -8.424  | -4.657  | -8.458  | -4.707  | 0.034 | 0.050 | -0.049 | -0.641 |
| 8      | 204    | -12.190 | -6.737  | -12.229 | -6.824  | 0.039 | 0.087 | -0.071 | -0.630 |
| 204    | 7      | -12.229 | -6.499  | -12.240 | -6.515  | 0.011 | 0.015 | -0.070 | -0.138 |
| 7      | 203    | -17.835 | -10.488 | -17.859 | -10.522 | 0.024 | 0.034 | -0.105 | -0.210 |
| 203    | 300    | -17.859 | -10.184 | -17.947 | -10.379 | 0.088 | 0.194 | -0.104 | -0.963 |
| 2      | 1      | -3.777  | -3.149  | -3.779  | -3.153  | 0.002 | 0.004 | -0.025 | -0.085 |
| 1      | 100    | -11.142 | -6.703  | -11.262 | -6.969  | 0.119 | 0.265 | -0.066 | -2.098 |
| 4      | 30041  | 19.702  | 13.648  | 19.665  | 12.082  | 0.037 | 1.559 | 0.122  | 4.416  |
| 30041  | 20041  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30041  | 10041  | 19.665  | 12.082  | 19.628  | 11.113  | 0.037 | 0.965 | 0.122  | 2.788  |
| 4      | 30042  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30042  | 20042  | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000   | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30042  | 10042  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 202    | 4      | 32.027  | 20.741  | 31.789  | 20.214  | 0.237 | 0.525 | 0.192  | 1.461  |
| 3      | 30031  | 8.585   | 4.811   | 8.565   | 4.137   | 0.020 | 0.671 | 0.050  | 4.058  |
| 30031  | 20031  | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 30031  | 10031  | 8.565   | 4.137   | 8.545   | 4.137   | 0.020 | 0.000 | 0.050  | 0.203  |
| 3      | 30032  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30032  | 20032  | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000   | 0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000  |
| 30032  | 10032  | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000   | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 4      | 5      | 12.005  | 6.435   | 11.984  | 6.390   | 0.020 | 0.045 | 0.070  | 0.332  |
| 5      | 6      | 6.751   | 3.864   | 6.736   | 3.831   | 0.015 | 0.033 | 0.040  | 0.433  |
| 7      | 3007   | 5.575   | 3.948   | 5.556   | 3.436   | 0.019 | 0.510 | 0.035  | 5.240  |
| 3007   | 2007   | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 3007   | 1007   | 5.556   | 3.436   | 5.537   | 3.138   | 0.019 | 0.297 | 0.035  | 3.155  |
| 8      | 1008   | 3.721   | 2.539   | 3.698   | 2.189   | 0.023 | 0.349 | 0.023  | 5.515  |
| 9      | 30091  | 5.931   | 4.292   | 5.909   | 3.689   | 0.022 | 0.601 | 0.038  | 5.815  |
| 30091  | 20091  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30091  | 10091  | 5.909   | 3.689   | 5.886   | 3.338   | 0.022 | 0.349 | 0.038  | 3.496  |
| 9      | 30092  | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000   | 0.000 | 0.000 | -0.000 | 0.000  |
| 30092  | 20092  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30092  | 10092  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 205    | 10     | 3.257   | 2.338   | 3.257   | 2.338   | 0.000 | 0.000 | 0.021  | 0.011  |
| 10     | 10010  | 3.246   | 2.284   | 3.228   | 2.009   | 0.018 | 0.274 | 0.020  | 5.001  |
| 11     | 300111 | 7.416   | 4.094   | 7.401   | 3.578   | 0.015 | 0.514 | 0.043  | 3.578  |
| 300111 | 200111 | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300111 | 100111 | 7.401   | 3.578   | 7.385   | 3.578   | 0.015 | 0.000 | 0.043  | 0.177  |
| 12     | 100121 | 3.366   | 2.164   | 3.348   | 1.889   | 0.018 | 0.274 | 0.020  | 4.715  |
| 207    | 13     | 3.498   | 1.900   | 3.497   | 1.897   | 0.002 | 0.003 | 0.020  | 0.083  |
| 13     | 100131 | 3.486   | 1.942   | 3.468   | 1.669   | 0.018 | 0.272 | 0.020  | 4.297  |
| 14     | 300141 | 5.463   | 3.696   | 5.445   | 3.210   | 0.018 | 0.483 | 0.034  | 4.993  |
| 300141 | 200141 | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 300141 | 100141 | 5.445   | 3.210   | 5.427   | 2.928   | 0.018 | 0.281 | 0.034  | 3.009  |
| 14     | 300142 | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300142 | 200142 | 0.000   | 0.000   | 0.000   | 0.000   | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 300142 | 100142 | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |

|       |       |        |        |        |        |       |       |        |        |
|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|
| 2     | 30022 | 0.000  | 0.000  | 0.000  | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 30022 | 20022 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30022 | 10022 | -0.000 | 0.000  | -0.000 | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 2     | 30021 | 15.089 | 9.918  | 15.050 | 8.495  | 0.039 | 1.418 | 0.092  | 5.185  |
| 30021 | 10021 | 15.050 | 8.495  | 15.011 | 8.495  | 0.039 | 0.000 | 0.092  | 0.204  |
| 30021 | 20021 | 0.000  | 0.000  | 0.000  | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 6     | 1006  | 6.717  | 4.042  | 6.696  | 3.618  | 0.021 | 0.423 | 0.040  | 3.480  |
| 5     | 1005  | 5.218  | 2.910  | 5.197  | 2.518  | 0.022 | 0.390 | 0.031  | 4.038  |
| 1     | 30011 | 7.306  | 4.237  | 7.291  | 3.728  | 0.015 | 0.507 | 0.043  | 3.662  |
| 30011 | 20011 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 30011 | 10011 | 7.291  | 3.728  | 7.275  | 3.728  | 0.015 | 0.000 | 0.043  | 0.174  |
| 1     | 30012 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30012 | 10012 | 0.000  | -0.000 | 0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 30012 | 20012 | -0.000 | 0.000  | -0.000 | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |

---

## ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год  
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.436 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 129.990 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.044 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.044 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.502 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.899 МВт / 0.000 тис.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.401 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.446 МВт

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва | Р <sub>нав</sub> ,МВт | Q <sub>нав</sub> ,МВАр | U, кВ   | фаза, град |
|---------|-------|-----------------------|------------------------|---------|------------|
| 300     |       | -76.450               | -44.655                | 110.000 | 0.00       |
| 202     |       | 0.000                 | 0.000                  | 109.246 | -0.28      |
| 4       |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.703 | -0.80      |
| 5       |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.355 | -0.94      |
| 6       |       | 0.000                 | 0.000                  | 106.901 | -1.11      |
| 3       |       | 0.000                 | 0.000                  | 109.248 | -0.28      |
| 201     |       | 0.000                 | 0.000                  | 109.248 | -0.28      |
| 2       |       | 0.000                 | 0.000                  | 106.914 | -1.32      |
| 1       |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.070 | -1.25      |
| 100     |       | -42.924               | -22.425                | 110.000 | 0.00       |
| 203     |       | 0.000                 | 0.000                  | 108.919 | -0.42      |
| 7       |       | 0.000                 | 0.000                  | 108.684 | -0.48      |
| 204     |       | 0.000                 | 0.000                  | 108.525 | -0.52      |
| 8       |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.809 | -0.82      |
| 9       |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.053 | -1.04      |
| 205     |       | 0.000                 | 0.000                  | 106.905 | -1.11      |
| 10      |       | 0.000                 | 0.000                  | 106.893 | -1.11      |
| 11      |       | 0.000                 | 0.000                  | 106.953 | -1.18      |
| 206     |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.069 | -1.14      |
| 12      |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.963 | -0.67      |
| 207     |       | 0.000                 | 0.000                  | 108.133 | -0.59      |
| 13      |       | 0.000                 | 0.000                  | 108.167 | -0.44      |
| 200     |       | 0.000                 | 0.000                  | 108.314 | -0.58      |
| 209     |       | 0.000                 | 0.000                  | 109.868 | -0.05      |
| 208     |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.971 | -0.76      |
| 14      |       | 0.000                 | 0.000                  | 106.702 | -1.39      |
| 30011   |       | 0.000                 | 0.000                  | 103.413 | -4.63      |
| 20011   |       | 0.000                 | 0.000                  | 34.621  | -4.63      |
| 10011   |       | 7.280                 | 3.730                  | 9.873   | -4.58      |
| 30012   |       | 0.000                 | 0.000                  | 107.070 | -1.25      |
| 20012   |       | 0.000                 | 0.000                  | 35.845  | -1.25      |

|        |         |        |         |       |
|--------|---------|--------|---------|-------|
| 10012  | 0.000   | 0.000  | 10.241  | -1.25 |
| 30021  | 0.000   | 0.000  | 101.739 | -5.66 |
| 20021  | 0.000   | 0.000  | 34.061  | -5.66 |
| 10021  | 15.020  | 8.500  | 9.709   | -5.59 |
| 30022  | 0.000   | 0.000  | 106.914 | -1.32 |
| 20022  | 0.000   | 0.000  | 35.793  | -1.32 |
| 10022  | 0.000   | 0.000  | 10.226  | -1.32 |
| 30031  | 0.000   | 0.000  | 105.204 | -4.11 |
| 20031  | 0.000   | 0.000  | 35.221  | -4.11 |
| 10031  | 8.550   | 4.140  | 10.041  | -4.05 |
| 30032  | 0.000   | 0.000  | 109.248 | -0.28 |
| 20032  | 0.000   | 0.000  | 36.574  | -0.28 |
| 10032  | 0.000   | 0.000  | 10.449  | -0.28 |
| 30041  | 0.000   | 0.000  | 103.245 | -4.27 |
| 20041  | 0.000   | 0.000  | 34.565  | -4.27 |
| 10041  | 19.640  | 11.120 | 9.625   | -6.55 |
| 30042  | 0.000   | 0.000  | 107.703 | -0.80 |
| 20042  | 0.000   | 0.000  | 36.057  | -0.80 |
| 10042  | 0.000   | 0.000  | 10.302  | -0.80 |
| 1005   | 5.200   | 2.520  | 9.887   | -4.57 |
| 1006   | 6.700   | 3.620  | 9.894   | -4.04 |
| 3007   | 0.000   | 0.000  | 103.367 | -4.42 |
| 2007   | 0.000   | 0.000  | 34.605  | -4.42 |
| 1007   | 5.540   | 3.140  | 9.603   | -6.85 |
| 1008   | 3.700   | 2.190  | 9.784   | -4.89 |
| 30091  | 0.000   | 0.000  | 101.188 | -5.38 |
| 20091  | 0.000   | 0.000  | 33.876  | -5.38 |
| 10091  | 5.890   | 3.340  | 9.368   | -8.10 |
| 30092  | 0.000   | 0.000  | 107.053 | -1.04 |
| 20092  | 0.000   | 0.000  | 35.840  | -1.04 |
| 10092  | 0.000   | 0.000  | 10.239  | -1.04 |
| 10010  | 3.230   | 2.010  | 9.744   | -4.71 |
| 300111 | 0.000   | 0.000  | 103.418 | -4.62 |
| 200111 | 0.000   | 0.000  | 34.623  | -4.62 |
| 100111 | 7.390   | 3.580  | 9.873   | -4.57 |
| 100121 | 3.350   | 1.890  | 9.874   | -4.32 |
| 100131 | 3.470   | 1.670  | 9.938   | -4.21 |
| 300141 | 0.000   | 0.000  | 101.606 | -5.39 |
| 200141 | 0.000   | 0.000  | 34.016  | -5.39 |
| 100141 | 5.430   | 2.930  | 9.447   | -7.87 |
| 300142 | 0.000   | 0.000  | 106.702 | -1.39 |
| 200142 | 0.000   | 0.000  | 35.722  | -1.39 |
| 100142 | 0.000   | 0.000  | 10.206  | -1.39 |
| 502    | 0.000   | 0.000  | 106.172 | -1.70 |
| 503    | 0.000   | 0.000  | 108.405 | -0.17 |
| 501    | 0.000   | 0.000  | 106.697 | -1.45 |
| 504    | 0.000   | 0.000  | 106.658 | -1.45 |
| 100501 | 6.240   | 0.000  | 10.045  | -8.50 |
| 100502 | 17.560  | 0.000  | 9.988   | -9.60 |
| 100503 | -14.000 | 0.000  | 10.320  | 9.40  |
| 100504 | 5.800   | 0.000  | 10.058  | -7.99 |

---

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця | Рп, МВт | Qп, МВАр | Рк, МВт | Qк, МВАр | dP, МВт | dQ, МВАр | I, кА  | dU, кВ |
|-----------|---------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|--------|
| 300       | 202     | 28.610  | 16.882   | 28.496  | 16.628   | 0.114   | 0.253    | 0.174  | 0.755  |
| 202       | 3       | -3.565  | -4.266   | -3.565  | -4.266   | 0.000   | 0.000    | -0.029 | -0.001 |
| 3         | 201     | -12.205 | -9.477   | -12.205 | -9.477   | 0.000   | 0.000    | -0.082 | -0.001 |
| 201       | 300     | -28.221 | -16.448  | -28.335 | -16.699  | 0.113   | 0.250    | -0.172 | -0.753 |
| 201       | 2       | 16.017  | 7.856    | 15.812  | 7.401    | 0.204   | 0.453    | 0.094  | 2.362  |
| 2         | 14      | 3.288   | 1.601    | 3.284   | 1.594    | 0.005   | 0.007    | 0.020  | 0.214  |
| 14        | 208     | -19.991 | -4.320   | -20.180 | -4.593   | 0.188   | 0.272    | -0.110 | -1.291 |
| 208       | 200     | -20.180 | -4.214   | -20.231 | -4.288   | 0.051   | 0.074    | -0.110 | -0.346 |
| 200       | 209     | -25.910 | -13.555  | -26.151 | -13.996  | 0.240   | 0.439    | -0.156 | -1.559 |
| 209       | 100     | -26.151 | -13.713  | -26.172 | -13.751  | 0.020   | 0.037    | -0.155 | -0.132 |
| 200       | 207     | 5.679   | 9.666    | 5.670   | 9.649    | 0.009   | 0.016    | 0.060  | 0.181  |
| 207       | 12      | 15.966  | 5.716    | 15.949  | 5.685    | 0.017   | 0.031    | 0.090  | 0.171  |
| 12        | 206     | 12.571  | 3.857    | 12.497  | 3.723    | 0.073   | 0.133    | 0.070  | 0.908  |
| 206       | 11      | 12.497  | 4.131    | 12.487  | 4.116    | 0.010   | 0.015    | 0.071  | 0.118  |
| 11        | 205     | -0.676  | 0.945    | -0.677  | 0.944    | 0.001   | 0.001    | -0.006 | 0.045  |
| 205       | 9       | -3.935  | -0.811   | -3.940  | -0.818   | 0.004   | 0.006    | -0.022 | -0.151 |
| 9         | 8       | -9.913  | -4.992   | -9.963  | -5.065   | 0.050   | 0.073    | -0.060 | -0.762 |
| 8         | 204     | -13.696 | -7.180   | -13.750 | -7.299   | 0.053   | 0.118    | -0.083 | -0.723 |
| 204       | 7       | -13.750 | -7.003   | -13.765 | -7.024   | 0.015   | 0.021    | -0.082 | -0.160 |
| 7         | 203     | -19.362 | -11.088  | -19.393 | -11.132  | 0.030   | 0.044    | -0.118 | -0.236 |
| 203       | 300     | -19.393 | -10.824  | -19.505 | -11.073  | 0.112   | 0.248    | -0.118 | -1.083 |
| 11        | 504     | 5.719   | -0.335   | 5.702   | -0.360   | 0.017   | 0.025    | 0.031  | 0.306  |
| 504       | 501     | -0.148  | -0.447   | -0.148  | -0.447   | 0.000   | 0.000    | -0.003 | -0.039 |
| 501       | 2       | -6.446  | -0.813   | -6.457  | -0.829   | 0.011   | 0.016    | -0.035 | -0.222 |
| 2         | 1       | -9.118  | -4.387   | -9.126  | -4.405   | 0.008   | 0.018    | -0.055 | -0.160 |
| 1         | 100     | -16.487 | -8.086   | -16.752 | -8.675   | 0.265   | 0.587    | -0.099 | -2.955 |
| 4         | 30042   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30042     | 20042   | -0.000  | 0.000    | -0.000  | 0.000    | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30042     | 10042   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 202       | 4       | 32.060  | 21.230   | 31.796  | 20.643   | 0.264   | 0.585    | 0.203  | 1.553  |
| 3         | 30031   | 8.589   | 4.881    | 8.567   | 4.137    | 0.022   | 0.741    | 0.052  | 4.313  |
| 30031     | 20031   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30031     | 10031   | 8.567   | 4.137    | 8.545   | 4.137    | 0.022   | 0.000    | 0.052  | 0.213  |
| 3         | 30032   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30032     | 20032   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30032     | 10032   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 4         | 5       | 12.010  | 6.586    | 11.987  | 6.535    | 0.023   | 0.050    | 0.073  | 0.353  |
| 5         | 6       | 6.753   | 3.933    | 6.737   | 3.896    | 0.017   | 0.037    | 0.042  | 0.459  |
| 7         | 3007    | 5.579   | 4.042    | 5.558   | 3.470    | 0.021   | 0.569    | 0.037  | 5.621  |
| 3007      | 2007    | 0.000   | -0.000   | 0.000   | -0.000   | 0.000   | 0.000    | 0.000  | 0.000  |
| 3007      | 1007    | 5.558   | 3.470    | 5.537   | 3.138    | 0.021   | 0.331    | 0.037  | 3.381  |
| 8         | 1008    | 3.724   | 2.578    | 3.698   | 2.189    | 0.026   | 0.388    | 0.024  | 5.883  |
| 9         | 30091   | 5.937   | 4.412    | 5.912   | 3.733    | 0.025   | 0.676    | 0.040  | 6.294  |
| 30091     | 20091   | -0.000  | 0.000    | -0.000  | 0.000    | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30091     | 10091   | 5.912   | 3.733    | 5.886   | 3.338    | 0.025   | 0.393    | 0.040  | 3.780  |
| 9         | 30092   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30092     | 20092   | 0.000   | 0.000    | 0.000   | 0.000    | 0.000   | 0.000    | 0.000  | 0.000  |
| 30092     | 10092   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 205       | 10      | 3.258   | 2.365    | 3.258   | 2.365    | 0.000   | 0.000    | 0.022  | 0.012  |
| 10        | 10010   | 3.248   | 2.316    | 3.228   | 2.009    | 0.020   | 0.306    | 0.022  | 5.348  |
| 11        | 300111  | 7.420   | 4.153    | 7.403   | 3.578    | 0.017   | 0.573    | 0.046  | 3.848  |
| 300111    | 200111  | 0.000   | -0.000   | 0.000   | -0.000   | 0.000   | 0.000    | 0.000  | -0.000 |
| 300111    | 100111  | 7.403   | 3.578    | 7.385   | 3.578    | 0.017   | 0.000    | 0.046  | 0.186  |
| 6         | 1006    | 6.720   | 4.088    | 6.696   | 3.618    | 0.024   | 0.468    | 0.042  | 3.699  |



|        |        |         |        |         |        |       |       |        |        |
|--------|--------|---------|--------|---------|--------|-------|-------|--------|--------|
| 5      | 1005   | 5.221   | 2.952  | 5.197   | 2.518  | 0.024 | 0.432 | 0.032  | 4.301  |
| 4      | 30041  | 19.711  | 13.939 | 19.669  | 12.193 | 0.041 | 1.738 | 0.129  | 4.734  |
| 501    | 100501 | 6.288   | 0.778  | 6.236   | -0.000 | 0.052 | 0.775 | 0.034  | 2.798  |
| 504    | 100504 | 5.841   | 0.670  | 5.796   | -0.000 | 0.044 | 0.667 | 0.032  | 2.491  |
| 12     | 100121 | 3.368   | 2.195  | 3.348   | 1.889  | 0.020 | 0.305 | 0.021  | 5.017  |
| 207    | 13     | -10.296 | 4.153  | -10.310 | 4.127  | 0.014 | 0.026 | -0.059 | -0.037 |
| 13     | 100131 | 3.488   | 1.972  | 3.468   | 1.669  | 0.020 | 0.301 | 0.021  | 4.545  |
| 13     | 503    | -13.807 | 2.340  | -13.849 | 2.280  | 0.041 | 0.059 | -0.075 | -0.241 |
| 503    | 100503 | -13.862 | 2.337  | -13.991 | 0.000  | 0.129 | 2.327 | -0.075 | 1.961  |
| 14     | 300141 | 5.468   | 3.805  | 5.447   | 3.251  | 0.021 | 0.552 | 0.036  | 5.514  |
| 300141 | 200141 | -0.000  | 0.000  | -0.000  | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300141 | 100141 | 5.447   | 3.251  | 5.427   | 2.928  | 0.021 | 0.321 | 0.036  | 3.318  |
| 14     | 300142 | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300142 | 200142 | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300142 | 100142 | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 14     | 502    | 17.765  | 2.517  | 17.690  | 2.408  | 0.075 | 0.108 | 0.097  | 0.545  |
| 502    | 100502 | 17.673  | 2.453  | 17.549  | -0.000 | 0.124 | 2.443 | 0.097  | 3.161  |
| 2      | 30022  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30022  | 20022  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30022  | 10022  | -0.000  | 0.000  | -0.000  | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 2      | 30021  | 15.099  | 10.099 | 15.055  | 8.495  | 0.044 | 1.598 | 0.098  | 5.643  |
| 30021  | 20021  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30021  | 10021  | 15.055  | 8.495  | 15.011  | 8.495  | 0.044 | 0.000 | 0.098  | 0.213  |
| 30041  | 20041  | 0.000   | -0.000 | 0.000   | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 1      | 30012  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30012  | 20012  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30012  | 10012  | 0.000   | -0.000 | 0.000   | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 30041  | 10041  | 19.669  | 12.193 | 19.628  | 11.113 | 0.041 | 1.076 | 0.129  | 2.987  |
| 1      | 30011  | 7.309   | 4.298  | 7.292   | 3.728  | 0.017 | 0.568 | 0.046  | 3.970  |
| 30011  | 20011  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30011  | 10011  | 7.292   | 3.728  | 7.275   | 3.728  | 0.017 | 0.000 | 0.046  | 0.183  |

---

## ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО  
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год

Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 132.943 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 129.990 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.617 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.617 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.614 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.722 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.336 МВт / 0.000 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.953 МВт

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва | Р <sub>нав</sub> ,МВт | Q <sub>нав</sub> ,МВАр | U, кВ   | фаза, град |
|---------|-------|-----------------------|------------------------|---------|------------|
| 300     |       | -76.211               | -41.245                | 121.000 | 0.00       |
| 202     |       | 0.000                 | 0.000                  | 120.342 | -0.24      |
| 4       |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.980 | -0.67      |
| 5       |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.673 | -0.79      |
| 6       |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.271 | -0.93      |
| 3       |       | 0.000                 | 0.000                  | 120.343 | -0.23      |
| 201     |       | 0.000                 | 0.000                  | 120.343 | -0.23      |
| 2       |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.345 | -1.11      |
| 1       |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.478 | -1.05      |
| 100     |       | -42.669               | -19.536                | 121.000 | 0.00       |
| 203     |       | 0.000                 | 0.000                  | 120.076 | -0.35      |
| 7       |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.872 | -0.40      |
| 204     |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.736 | -0.44      |
| 8       |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.124 | -0.69      |
| 9       |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.474 | -0.88      |
| 205     |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.350 | -0.95      |
| 10      |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.340 | -0.95      |
| 11      |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.401 | -1.01      |
| 206     |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.504 | -0.97      |
| 12      |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.284 | -0.58      |
| 207     |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.431 | -0.51      |
| 13      |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.474 | -0.39      |
| 200     |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.580 | -0.50      |
| 209     |       | 0.000                 | 0.000                  | 120.889 | -0.04      |
| 208     |       | 0.000                 | 0.000                  | 119.282 | -0.65      |
| 14      |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.169 | -1.17      |
| 30011   |       | 0.000                 | 0.000                  | 115.228 | -3.80      |
| 20011   |       | 0.000                 | 0.000                  | 38.576  | -3.80      |
| 10011   |       | 7.280                 | 3.730                  | 11.005  | -3.75      |
| 30012   |       | 0.000                 | 0.000                  | 118.478 | -1.05      |
| 20012   |       | 0.000                 | 0.000                  | 39.665  | -1.05      |

|        |         |        |         |       |
|--------|---------|--------|---------|-------|
| 10012  | 0.000   | 0.000  | 11.332  | -1.05 |
| 30021  | 0.000   | 0.000  | 113.770 | -4.62 |
| 20021  | 0.000   | 0.000  | 38.088  | -4.62 |
| 10021  | 15.020  | 8.500  | 10.862  | -4.56 |
| 30022  | 0.000   | 0.000  | 118.345 | -1.11 |
| 20022  | 0.000   | 0.000  | 39.620  | -1.11 |
| 10022  | 0.000   | 0.000  | 11.319  | -1.11 |
| 30031  | 0.000   | 0.000  | 116.740 | -3.37 |
| 20031  | 0.000   | 0.000  | 39.083  | -3.37 |
| 10031  | 8.550   | 4.140  | 11.147  | -3.32 |
| 30032  | 0.000   | 0.000  | 120.343 | -0.23 |
| 20032  | 0.000   | 0.000  | 40.289  | -0.23 |
| 10032  | 0.000   | 0.000  | 11.511  | -0.23 |
| 30041  | 0.000   | 0.000  | 115.080 | -3.49 |
| 20041  | 0.000   | 0.000  | 38.527  | -3.49 |
| 10041  | 19.640  | 11.120 | 10.785  | -5.31 |
| 30042  | 0.000   | 0.000  | 118.980 | -0.67 |
| 20042  | 0.000   | 0.000  | 39.833  | -0.67 |
| 10042  | 0.000   | 0.000  | 11.380  | -0.67 |
| 1005   | 5.200   | 2.520  | 11.012  | -3.73 |
| 1006   | 6.700   | 3.620  | 11.017  | -3.31 |
| 3007   | 0.000   | 0.000  | 115.229 | -3.61 |
| 2007   | 0.000   | 0.000  | 38.577  | -3.61 |
| 1007   | 5.540   | 3.140  | 10.770  | -5.56 |
| 1008   | 3.700   | 2.190  | 10.925  | -3.99 |
| 30091  | 0.000   | 0.000  | 113.401 | -4.39 |
| 20091  | 0.000   | 0.000  | 37.965  | -4.39 |
| 10091  | 5.890   | 3.340  | 10.573  | -6.53 |
| 30092  | 0.000   | 0.000  | 118.474 | -0.88 |
| 20092  | 0.000   | 0.000  | 39.663  | -0.88 |
| 10092  | 0.000   | 0.000  | 11.332  | -0.88 |
| 10010  | 3.230   | 2.010  | 10.893  | -3.85 |
| 300111 | 0.000   | 0.000  | 115.263 | -3.79 |
| 200111 | 0.000   | 0.000  | 38.588  | -3.79 |
| 100111 | 7.390   | 3.580  | 11.008  | -3.75 |
| 100121 | 3.350   | 1.890  | 11.007  | -3.55 |
| 100131 | 3.470   | 1.670  | 11.065  | -3.46 |
| 300141 | 0.000   | 0.000  | 113.748 | -4.40 |
| 200141 | 0.000   | 0.000  | 38.081  | -4.40 |
| 100141 | 5.430   | 2.930  | 10.640  | -6.36 |
| 300142 | 0.000   | 0.000  | 118.169 | -1.17 |
| 200142 | 0.000   | 0.000  | 39.561  | -1.17 |
| 100142 | 0.000   | 0.000  | 11.303  | -1.17 |
| 502    | 0.000   | 0.000  | 117.707 | -1.43 |
| 503    | 0.000   | 0.000  | 119.703 | -0.17 |
| 501    | 0.000   | 0.000  | 118.165 | -1.22 |
| 504    | 0.000   | 0.000  | 118.141 | -1.22 |
| 100501 | 6.240   | 0.000  | 11.171  | -6.94 |
| 100502 | 17.560  | 0.000  | 11.125  | -7.82 |
| 100503 | -14.000 | 0.000  | 11.429  | 7.64  |
| 100504 | 5.800   | 0.000  | 11.182  | -6.53 |

---

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

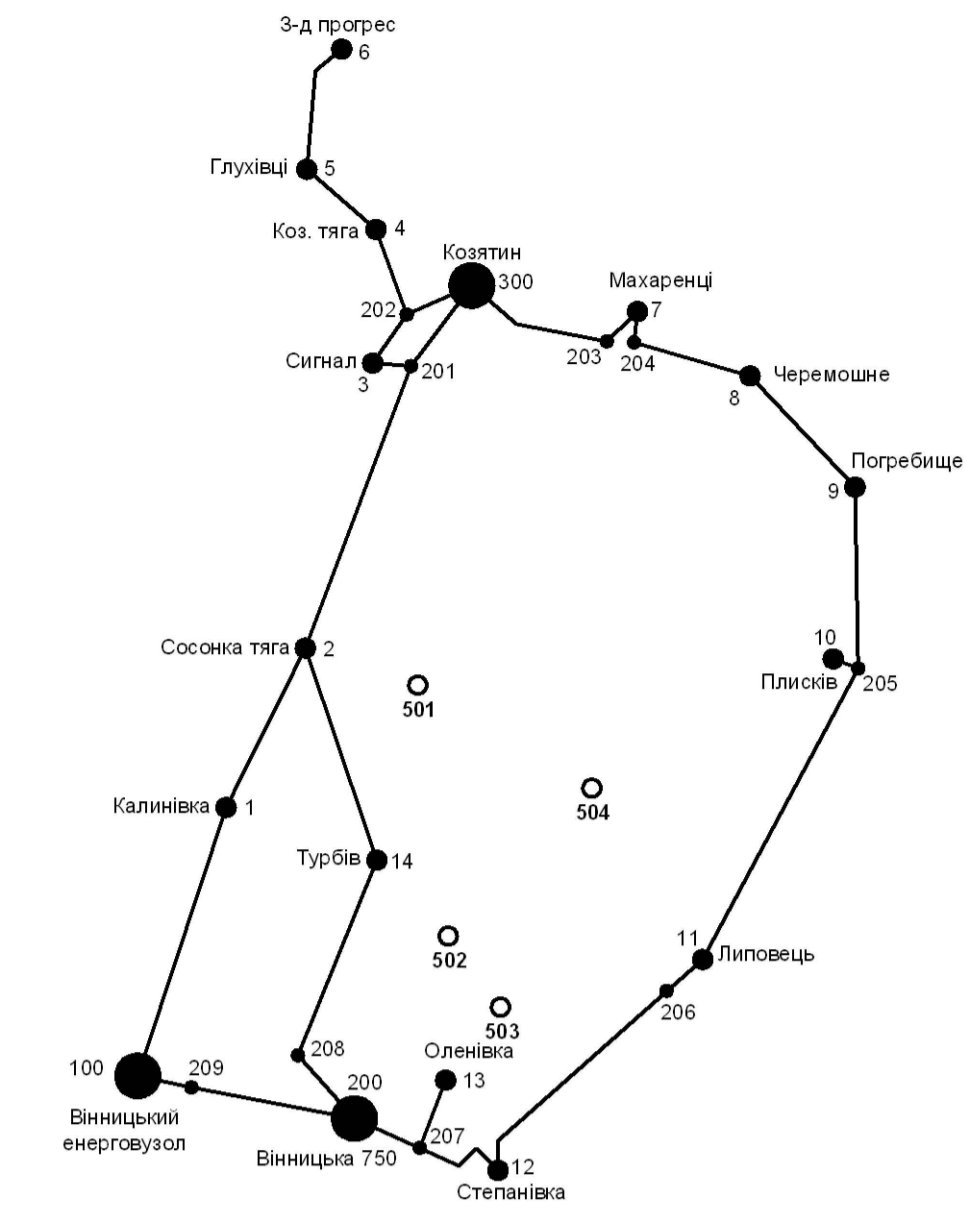
| N початку | N кінця | Рп, МВТ | Qп, МВАр | Рк, МВТ | Qк, МВАр | dP, МВТ | dQ, МВАр | I, кА  | dU, кВ |
|-----------|---------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|--------|
| 300       | 202     | 28.535  | 15.747   | 28.443  | 15.545   | 0.091   | 0.201    | 0.155  | 0.659  |
| 202       | 3       | -3.553  | -4.297   | -3.553  | -4.297   | 0.000   | 0.000    | -0.027 | -0.001 |
| 3         | 201     | -12.196 | -9.439   | -12.196 | -9.439   | 0.000   | 0.000    | -0.074 | -0.000 |
| 201       | 300     | -28.170 | -15.373  | -28.260 | -15.572  | 0.090   | 0.199    | -0.154 | -0.658 |
| 201       | 2       | 15.974  | 7.008    | 15.812  | 6.650    | 0.161   | 0.357    | 0.084  | 2.020  |
| 2         | 14      | 3.298   | 1.291    | 3.294   | 1.286    | 0.004   | 0.005    | 0.017  | 0.178  |
| 14        | 208     | -19.947 | -3.843   | -20.098 | -4.063   | 0.151   | 0.219    | -0.099 | -1.130 |
| 208       | 200     | -20.098 | -3.600   | -20.139 | -3.660   | 0.041   | 0.059    | -0.099 | -0.302 |
| 200       | 209     | -25.771 | -11.686  | -25.956 | -12.025  | 0.185   | 0.337    | -0.136 | -1.313 |
| 209       | 100     | -25.956 | -11.683  | -25.972 | -11.712  | 0.016   | 0.029    | -0.136 | -0.111 |
| 200       | 207     | 5.631   | 8.513    | 5.625   | 8.502    | 0.006   | 0.011    | 0.049  | 0.149  |
| 207       | 12      | 15.954  | 5.176    | 15.940  | 5.151    | 0.014   | 0.025    | 0.081  | 0.149  |
| 12        | 206     | 12.564  | 3.464    | 12.505  | 3.356    | 0.059   | 0.107    | 0.063  | 0.790  |
| 206       | 11      | 12.505  | 3.855    | 12.497  | 3.843    | 0.008   | 0.012    | 0.064  | 0.104  |
| 11        | 205     | -0.659  | 1.017    | -0.660  | 1.016    | 0.001   | 0.001    | -0.006 | 0.049  |
| 205       | 9       | -3.916  | -0.551   | -3.919  | -0.556   | 0.003   | 0.005    | -0.019 | -0.126 |
| 9         | 8       | -9.889  | -4.446   | -9.929  | -4.503   | 0.039   | 0.057    | -0.053 | -0.656 |
| 8         | 204     | -13.659 | -6.439   | -13.701 | -6.532   | 0.042   | 0.092    | -0.073 | -0.617 |
| 204       | 7       | -13.701 | -6.171   | -13.712 | -6.187   | 0.011   | 0.016    | -0.072 | -0.137 |
| 7         | 203     | -19.305 | -10.072  | -19.329 | -10.106  | 0.024   | 0.034    | -0.105 | -0.205 |
| 203       | 300     | -19.329 | -9.731   | -19.417 | -9.926   | 0.087   | 0.194    | -0.104 | -0.926 |
| 11        | 504     | 5.713   | -0.421   | 5.699   | -0.442   | 0.014   | 0.020    | 0.028  | 0.269  |
| 504       | 501     | -0.145  | -0.269   | -0.145  | -0.269   | 0.000   | 0.000    | -0.001 | -0.024 |
| 501       | 2       | -6.435  | -0.392   | -6.444  | -0.405   | 0.009   | 0.013    | -0.031 | -0.184 |
| 2         | 1       | -9.115  | -3.915   | -9.121  | -3.928   | 0.006   | 0.014    | -0.048 | -0.136 |
| 1         | 100     | -16.487 | -7.360   | -16.697 | -7.825   | 0.209   | 0.463    | -0.088 | -2.542 |
| 4         | 30042   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30042     | 20042   | 0.000   | -0.000   | 0.000   | -0.000   | 0.000   | 0.000    | 0.000  | 0.000  |
| 30042     | 10042   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 202       | 4       | 31.996  | 20.250   | 31.785  | 19.781   | 0.211   | 0.467    | 0.181  | 1.369  |
| 3         | 30031   | 8.581   | 4.741    | 8.563   | 4.137    | 0.018   | 0.601    | 0.047  | 3.804  |
| 30031     | 20031   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | 0.000  | -0.000 |
| 30031     | 10031   | 8.563   | 4.137    | 8.545   | 4.137    | 0.018   | 0.000    | 0.047  | 0.193  |
| 3         | 30032   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30032     | 20032   | 0.000   | -0.000   | 0.000   | -0.000   | 0.000   | 0.000    | 0.000  | -0.000 |
| 30032     | 10032   | 0.000   | 0.000    | 0.000   | 0.000    | 0.000   | 0.000    | 0.000  | 0.000  |
| 4         | 5       | 12.000  | 6.273    | 11.981  | 6.232    | 0.018   | 0.040    | 0.066  | 0.310  |
| 5         | 6       | 6.749   | 3.791    | 6.736   | 3.762    | 0.013   | 0.030    | 0.038  | 0.406  |
| 7         | 3007    | 5.570   | 3.857    | 5.553   | 3.402    | 0.017   | 0.453    | 0.033  | 4.868  |
| 3007      | 2007    | -0.000  | 0.000    | -0.000  | 0.000    | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 3007      | 1007    | 5.553   | 3.402    | 5.537   | 3.138    | 0.017   | 0.263    | 0.033  | 2.933  |
| 8         | 1008    | 3.718   | 2.501    | 3.698   | 2.189    | 0.021   | 0.311    | 0.022  | 5.167  |
| 9         | 30091   | 5.926   | 4.181    | 5.906   | 3.648    | 0.020   | 0.531    | 0.035  | 5.391  |
| 30091     | 20091   | -0.000  | 0.000    | -0.000  | 0.000    | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30091     | 10091   | 5.906   | 3.648    | 5.886   | 3.338    | 0.020   | 0.309    | 0.035  | 3.244  |
| 9         | 30092   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30092     | 20092   | -0.000  | 0.000    | -0.000  | 0.000    | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 30092     | 10092   | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | -0.000 | -0.000 |
| 205       | 10      | 3.256   | 2.315    | 3.256   | 2.314    | 0.000   | 0.000    | 0.019  | 0.011  |
| 10        | 10010   | 3.244   | 2.255    | 3.228   | 2.009    | 0.016   | 0.245    | 0.019  | 4.699  |
| 11        | 300111  | 7.413   | 4.040    | 7.399   | 3.578    | 0.014   | 0.461    | 0.041  | 3.372  |
| 300111    | 200111  | -0.000  | -0.000   | -0.000  | -0.000   | 0.000   | 0.000    | 0.000  | -0.000 |
| 300111    | 100111  | 7.399   | 3.578    | 7.385   | 3.578    | 0.014   | 0.000    | 0.041  | 0.168  |
| 6         | 1006    | 6.715   | 3.997    | 6.696   | 3.618    | 0.019   | 0.378    | 0.038  | 3.261  |

|        |        |         |        |         |        |       |       |        |        |
|--------|--------|---------|--------|---------|--------|-------|-------|--------|--------|
| 5      | 1005   | 5.216   | 2.868  | 5.197   | 2.518  | 0.019 | 0.348 | 0.029  | 3.776  |
| 4      | 30041  | 19.694  | 13.363 | 19.661  | 11.973 | 0.033 | 1.384 | 0.115  | 4.104  |
| 501    | 100501 | 6.278   | 0.629  | 6.236   | 0.000  | 0.042 | 0.626 | 0.031  | 2.201  |
| 504    | 100504 | 5.832   | 0.542  | 5.796   | 0.000  | 0.036 | 0.540 | 0.029  | 1.967  |
| 12     | 100121 | 3.364   | 2.135  | 3.348   | 1.889  | 0.016 | 0.245 | 0.019  | 4.421  |
| 207    | 13     | -10.329 | 3.593  | -10.340 | 3.573  | 0.011 | 0.021 | -0.053 | -0.045 |
| 13     | 100131 | 3.484   | 1.913  | 3.468   | 1.669  | 0.016 | 0.243 | 0.019  | 4.001  |
| 13     | 503    | -13.836 | 1.885  | -13.869 | 1.836  | 0.033 | 0.048 | -0.067 | -0.232 |
| 503    | 100503 | -13.886 | 1.905  | -13.991 | -0.000 | 0.105 | 1.897 | -0.067 | 1.272  |
| 14     | 300141 | 5.459   | 3.619  | 5.443   | 3.182  | 0.016 | 0.435 | 0.032  | 4.732  |
| 300141 | 200141 | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300141 | 100141 | 5.443   | 3.182  | 5.427   | 2.928  | 0.016 | 0.253 | 0.032  | 2.852  |
| 14     | 300142 | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300142 | 200142 | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 300142 | 100142 | -0.000  | 0.000  | -0.000  | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 14     | 502    | 17.730  | 2.010  | 17.670  | 1.923  | 0.060 | 0.087 | 0.087  | 0.473  |
| 502    | 100502 | 17.649  | 1.977  | 17.549  | 0.000  | 0.100 | 1.969 | 0.087  | 2.440  |
| 2      | 30022  | 0.000   | -0.000 | 0.000   | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 30022  | 20022  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30022  | 10022  | 0.000   | -0.000 | 0.000   | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 2      | 30021  | 15.081  | 9.777  | 15.046  | 8.495  | 0.035 | 1.277 | 0.088  | 4.921  |
| 30021  | 20021  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 30021  | 10021  | 15.046  | 8.495  | 15.011  | 8.495  | 0.035 | 0.000 | 0.088  | 0.193  |
| 30041  | 20041  | 0.000   | -0.000 | 0.000   | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 1      | 30012  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30012  | 20012  | -0.000  | -0.000 | -0.000  | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 30012  | 10012  | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 30041  | 10041  | 19.661  | 11.973 | 19.628  | 11.113 | 0.033 | 0.857 | 0.115  | 2.592  |
| 1      | 30011  | 7.303   | 4.187  | 7.289   | 3.728  | 0.014 | 0.457 | 0.041  | 3.483  |
| 30011  | 20011  | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 30011  | 10011  | 7.289   | 3.728  | 7.275   | 3.728  | 0.014 | 0.000 | 0.041  | 0.166  |

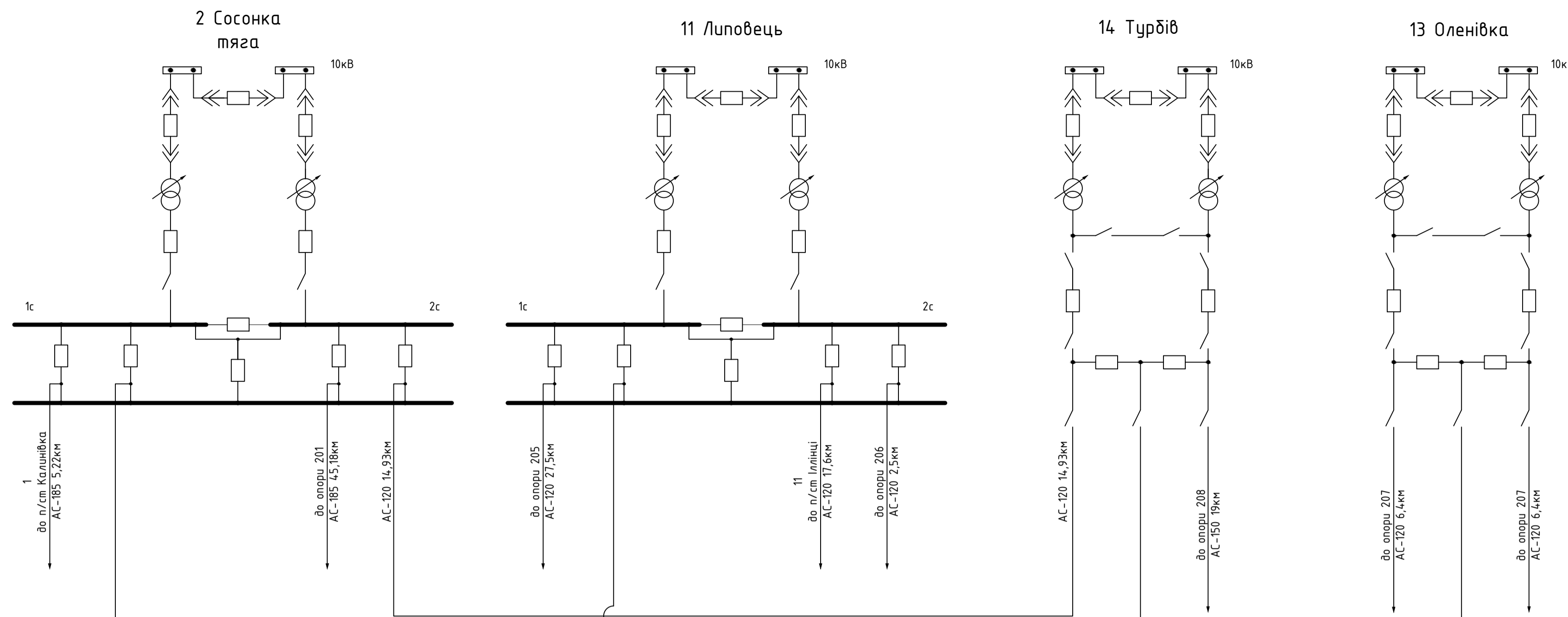
---

**ДОДАТОК Е**  
**ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ**

Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення



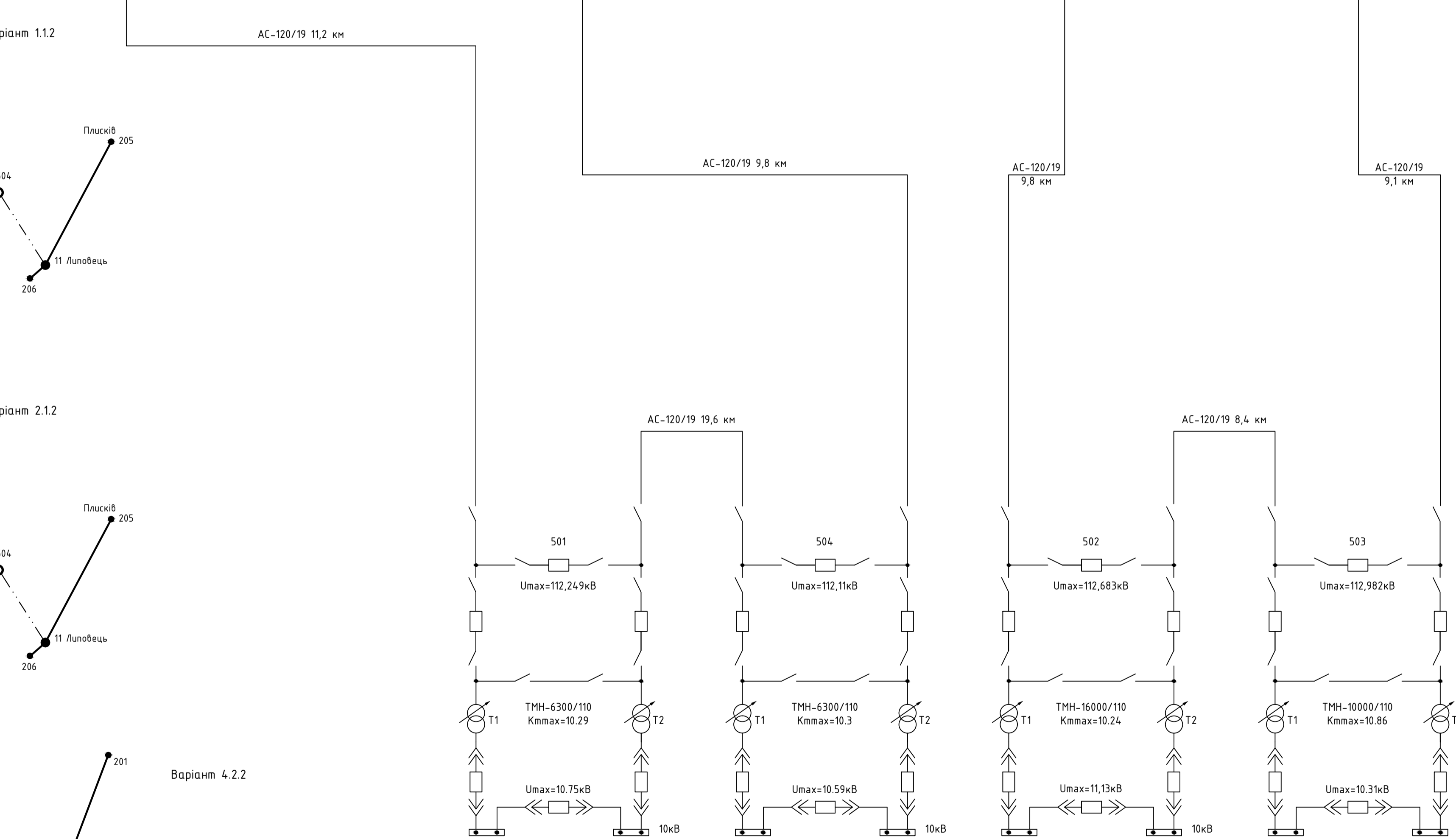
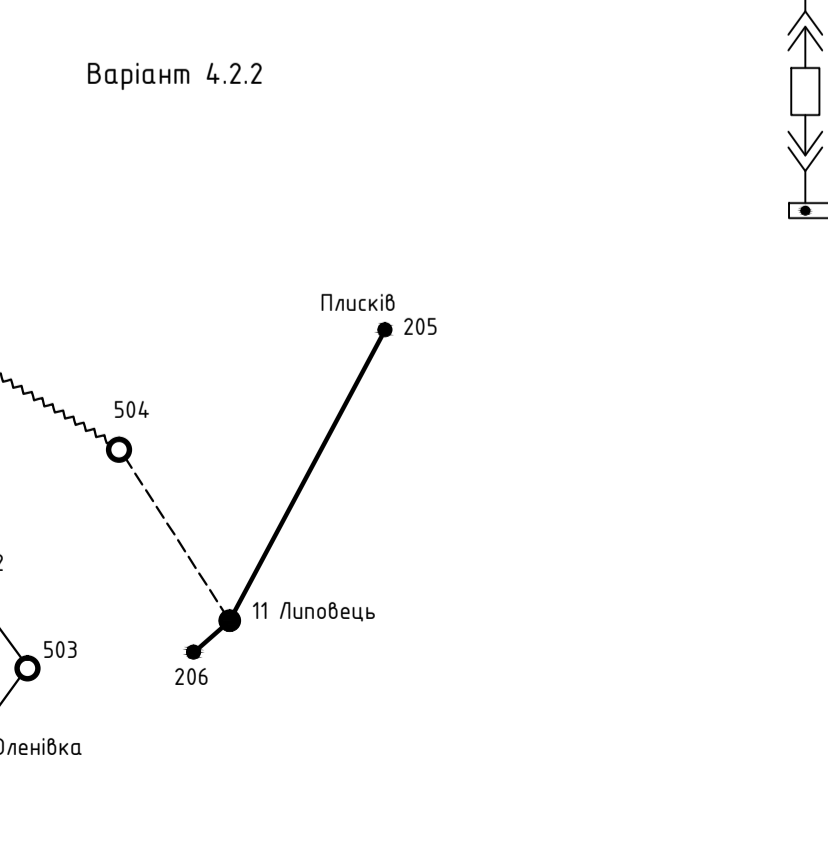
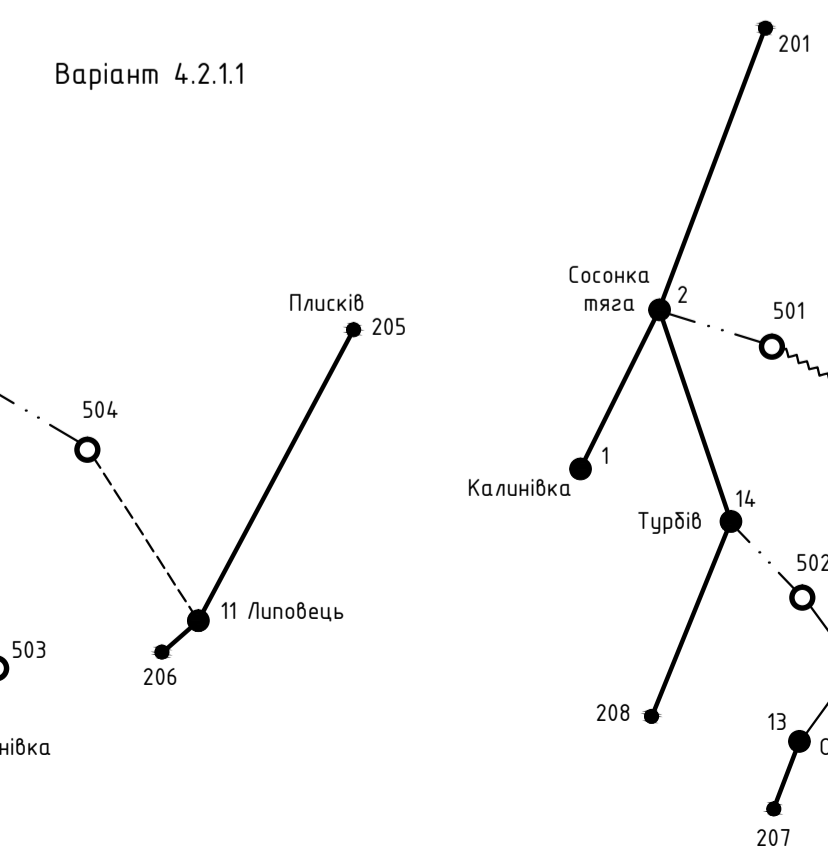
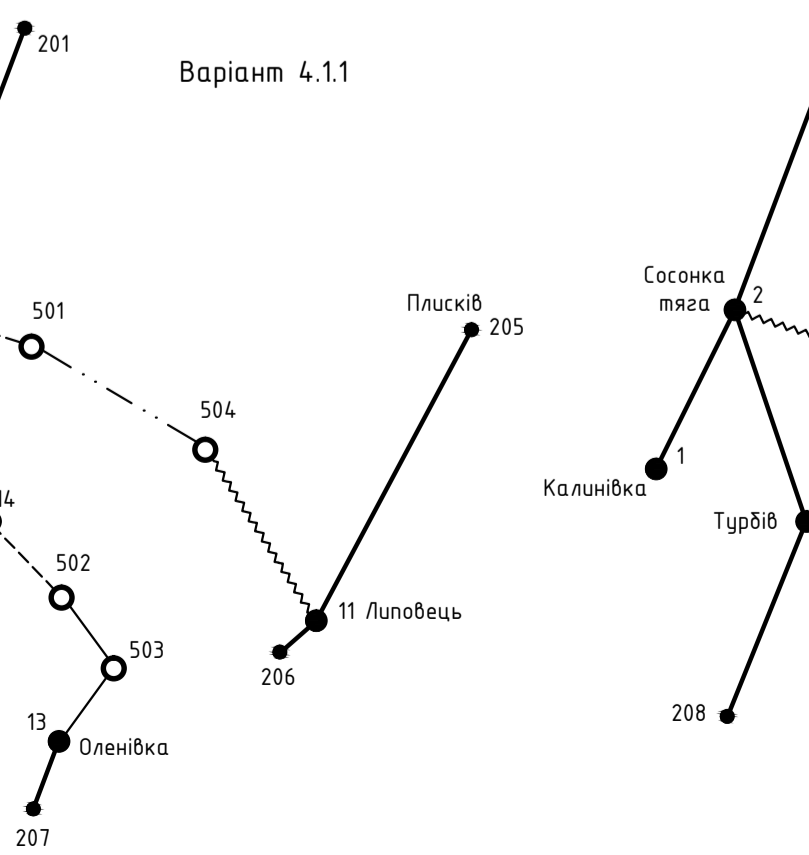
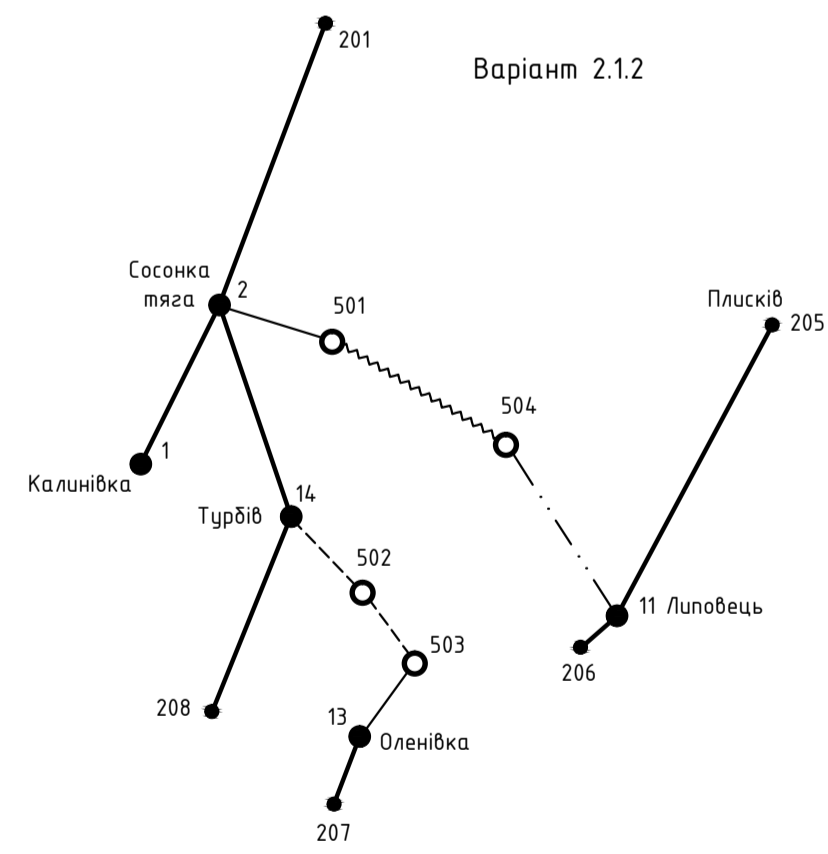
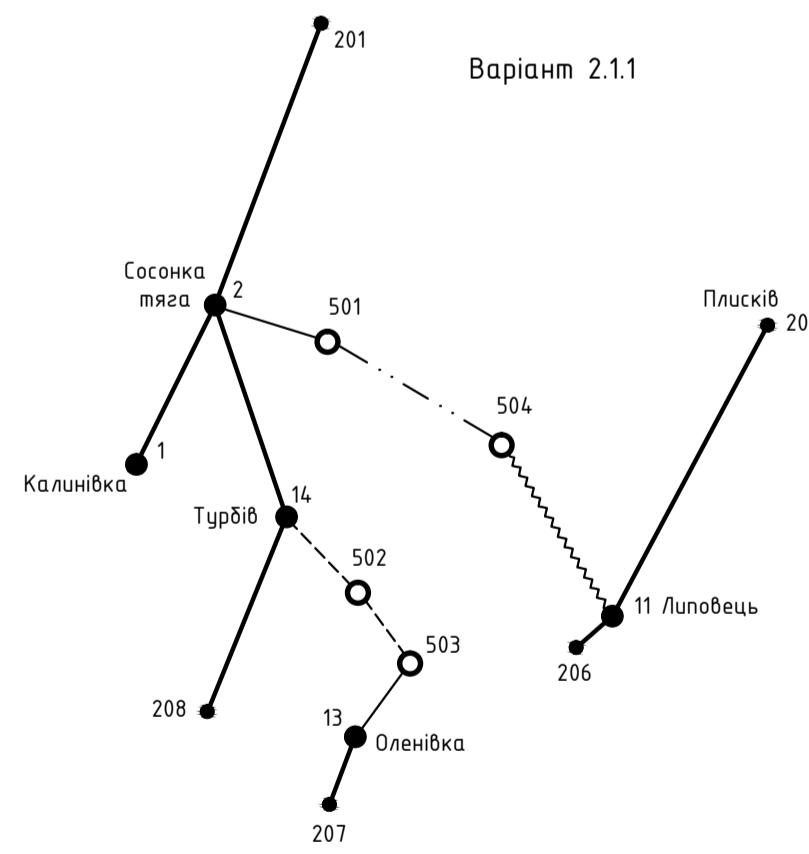
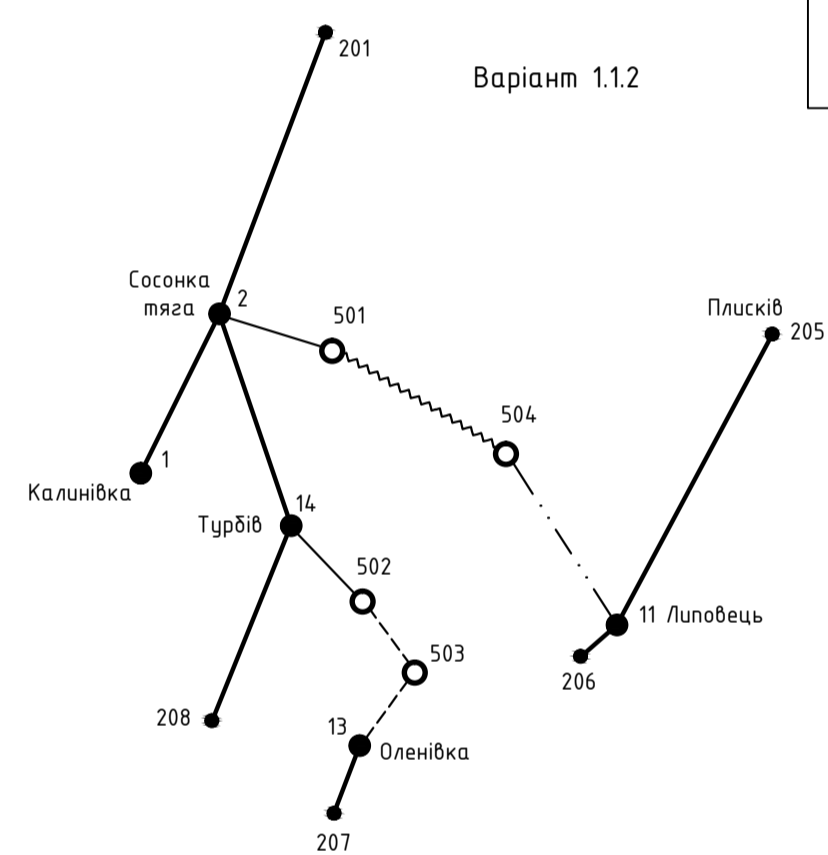
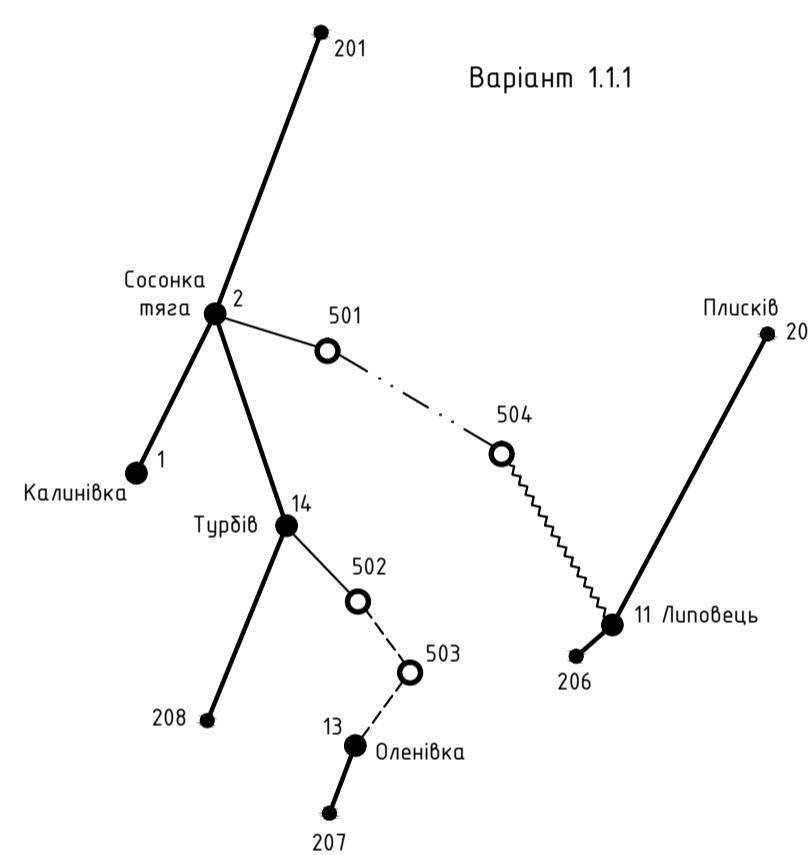
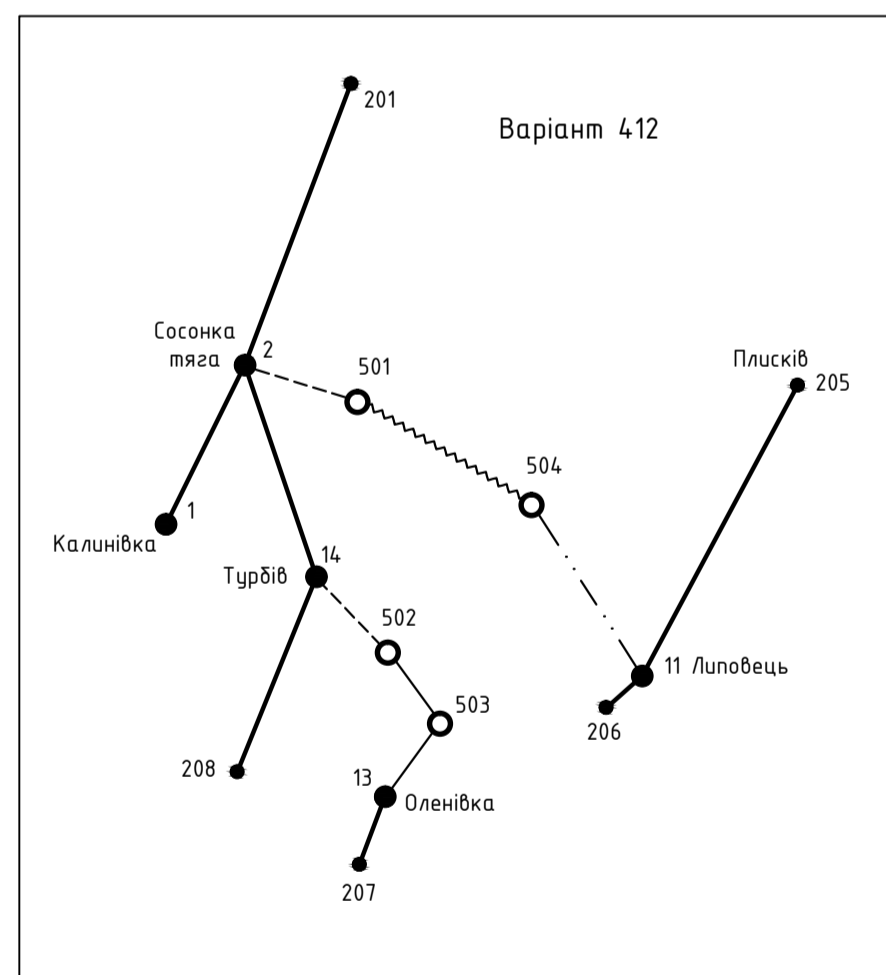
| Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ                                       |         |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------|------------|
| Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі                                | MВт     | 29.59      |
| Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів                   | год     | 5700       |
| Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям                                     | MВт*год | 185490.77  |
| Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі                               | тис.грн | 231810.708 |
| Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі                         | років   | 4.4        |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | MВт     | 2.928      |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | %       | 2.4        |
| Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі              | MВт*год | 8095       |
| Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку | MВт*год | 28395      |



Варіанти розвитку існуючої мережі

- Умовні позначення
- ЛЕП, яка будується на першому році;
  - - - ЛЕП, яка будується на другому році;
  - ~ ЛЕП, яка будується на третьому році;
  - · - ЛЕП, яка будується на четвертому році.

Найекономічніший варіант



Создано:  
 Подпись и дата:  
 Инв. № ориг.:

|           |        |      |           |        |      |                                                                          |                |      |         |
|-----------|--------|------|-----------|--------|------|--------------------------------------------------------------------------|----------------|------|---------|
| Зм.       | Кільк. | Арк. | № док.    | Підпис | Дата | Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж | Лім            | Маса | Масштаб |
| Розроб.   |        |      | Ковальчук |        | 2023 |                                                                          | У              |      |         |
| Перевірів |        |      | Кулик     |        | 2023 |                                                                          | Аркуш          | 1    | Аркушів |
|           |        |      |           |        |      |                                                                          | 2ЕСМ-22м, ВНТУ |      |         |

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем

на тему:

**Розвиток розподільчих мереж 110 кВ Калинівського району з оптимізацією рівнів  
напруги на шинах підстанцій**

Виконав: ст.гр. 2ЕСМ-22м,  
Ковальчук Д.Е.

Науковий керівник: д.т.н. доц.,  
Кулик В.В.



## Актуальність теми

Під час проектування нових та розвитку існуючих електричних мереж необхідно враховувати низку факторів: від надійного та якісного постачання до використання інноваційних принципів побудови мереж. Задача передбачає застосування комплексного підходу та контролю різних аспектів, які забезпечать техніко-економічну доцільність спорудження електромережі, відповідний рівень експлуатації та керування, за яких забезпечуються найменші витрати. Разом з тим, особливості побудови мережі завжди мають відповідати її призначенню, що встановлює певні додаткові обмеження. Електрична мережа, що споруджується, має бути максимально простою, але разом з тим, забезпечувати можливість резервного живлення споживачів у післяаварійних режимах засобами автоматичного керування, або вручну. Техніко-економічне проектування передбачає аналіз значної кількості варіантів технічних рішень.

Важливим фактором є питання якості електроенергії в мережах. Одним з основних питань, пов'язаних з підвищенням якості електроенергії в мережах, розв'язуваних як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації систем, є питання регулювання напруги.

Гострота проблеми постійного підтримання бажаного значення напруги на сучасному етапі викликана низкою обставин та основна проблема полягає в тому, що відновлювані джерела енергії можуть мати змінну і непередбачувану потужність в залежності від погодних умов, що може призводити до змін напруги в мережі.

## Розвиток розподільчих мереж 110 кВ Калинівського району з оптимізацією рівнів напруги на шинах підстанцій

**Мета і завдання дослідження.** Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є формування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110-35 кВ з забезпеченням якості напруги. Відповідно до вказаної мети в роботі було вирішено наступні основні завдання:

- визначено оптимальну схему розвитку розподільних мереж 110-35 кВ Калинівського району;
- розраховано параметри основного обладнання ліній та підстанцій;
- досліджено проблему регулювання напруги у розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії;
- за результатами обчислювальних експериментів визначено оптимальні параметри наявних засобів регулювання напруги з урахуванням їх взаємовпливу;
- підтверджено ефективність прийнятих рішень на основі техніко-економічних розрахунків;
- досліджено питання охорони праці під час спорудження однієї з трансформаторних підстанцій 110/10 кВ.

**Об'єктом дослідження** режими роботи розподільних електричних мереж, а **предметом дослідження** – методи та засоби регулювання напруги у розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії.

**Наукова новизна отриманих результатів.** За результатами обчислювальних експериментів показано можливість забезпечення допустимих рівнів напруги на підстанціях розподільних мереж з відновлюваними джерелами енергії шляхом комплексного використання трансформаторів з РПН та засобів компенсації реактивної потужності.

**Практичне значення отриманих результатів.** За результатами аналізу методів регулювання напруги у розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії розроблено алгоритм оптимізації рівнів напруги в розподільних мережах з використанням трансформаторів з РПН та засобів компенсації реактивної потужності.

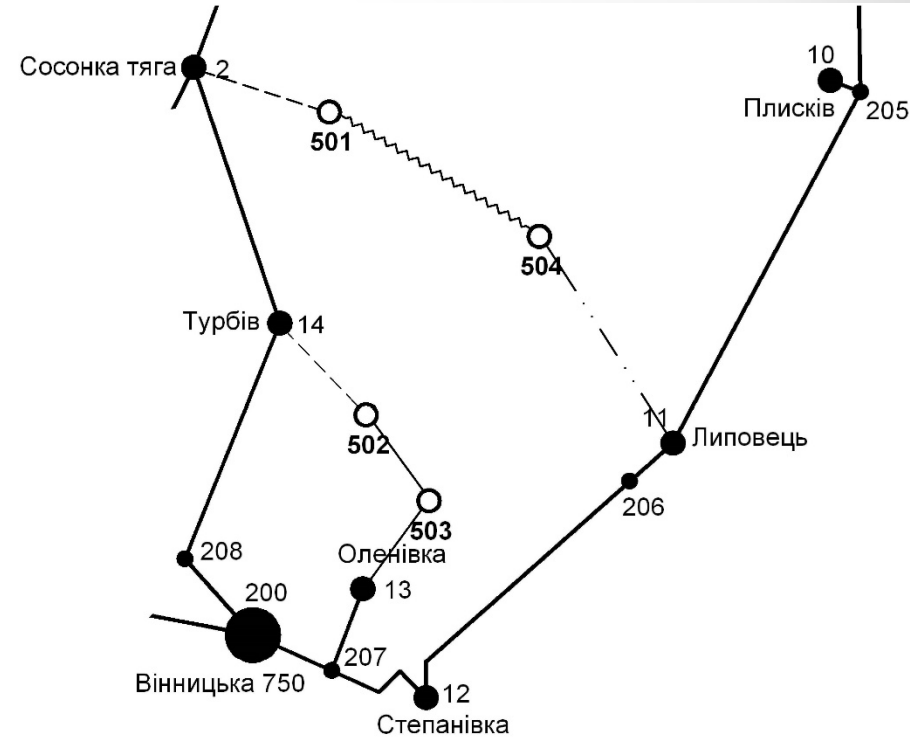


# Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ мережі із забезпеченням споживачів I категорії надійності

Було проаналізовано сучасний стан електричних мереж та на основі цих даних виконано прогнозування перспектив їх розвитку. До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли № 501, 502, 503, 504).

Дана схема обиралася за допомогою методу динамічного програмування та Симплекс-методу. До пунктів 501, 502, 504 під'єднані споживачі I категорії надійності електропостачання, а отже для достатньої надійності пункти було заживлено одноколовими ЛЕП з двох різних джерел. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово. Прорахувавши різні варіанти було визначено оптимальну почерговість будівництва.

Також на кожній споживаючій підстанції для забезпечення надійності було передбачено встановлення двох трансформаторів.



**На першому році:**

————— будівництво ліній електропередач: 13-503, 503-502;

**На другому році:**

- - - - - будівництво ліній електропередач: 2-501, 14-502;

**На третьому році:**

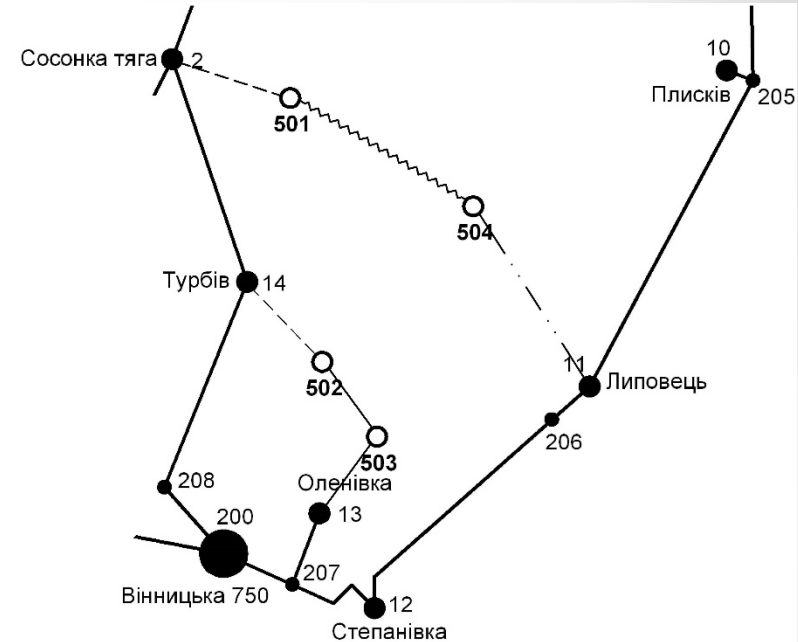
~~~~~ будівництво ліній електропередач: 501-504;

На четвертому році:

..... будівництво ліній електропередач: 11-504.

$$\sum_{i=1}^k Q_{КПi} = 15,16 + 1,52 - 9,241 - 2,889 = 4,55(\text{МВАр}).$$

В вузлах 501-504 склавши сумарну потужність споживачів 15,16 МВАр з потужністю, яка надходить від джерел електропостачання 9,241 МВАр, з чого можна зробити висновок про встановлення КП є доцільними УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 4,5 МВАр у вузлі з найменшою напругою в вузлі 502.



РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

В ході аналізу наявної літератури щодо систем та методів регулювання напруги було встановлено, що існують дві основних системи регулювання напруги:

- *Розподілене* (локальне) керування здійснюється на самих генераторах. Він дешевший у будівництві та не потребує складної вимірювальної інфраструктури. Відмінною рисою децентралізованих схем управління є те, що керуючі дії здійснюються індивідуально кожним підрозділом джерела генерування (ДГ) на основі лише локальних вимірювань. Автори таких підходів використовують здатність реактивної потужності блоків ДГ, щоб повністю компенсувати підвищення напруги, спричинене введенням активної потужності. Тим не менш, може спостерігатися невиправдано високе споживання реактивної потужності. Для локальної системи регулювання застосовують груповий та індивідуальний метод регулювання. Групове регулювання здійснюється для групи споживачів, а індивідуальне – для окремого електроприймача.

- *Централізоване*, мета якого полягає в оптимальному контролі більшої частини мережі, що вимагає знання про стан системи. Це означає, що ми повинні встановити більше вимірювальних пристроїв або потрібен алгоритм оцінки стану системи розподілу. У схемі централізованого керування центральний контролер контролює мережу та визначає контрольні значення для всіх блоків ДГ у кожен момент часу.

До методів централізованої системи можна віднести:

- стабілізацію напруги;
- двоступінчасте регулювання напруги;
- зустрічне регулювання напруги.

Стабілізація напруги застосовується для споживачів з практично незмінним навантаженням, наприклад для трьох-змінних підприємств, де рівень напруги необхідно підтримувати незмінним. Добовий графік таких споживачів наведено на рис. 5.3а. Для споживачів з яскраво вираженою двоступінчастістю графіка навантаження (рис. 5.3б), наприклад для однозмінних підприємств, застосовують двоступінчасте регулювання напруги. При цьому підтримуються два рівні напруги протягом доби відповідно до графіка навантаження. У разі змінного протягом доби навантаження (рис. 5.3в) здійснюється так зване зустрічне регулювання. Кожне значення навантаження матиме своє значення та втрати напруги, отже, і сама напруга буде змінюватися із зміною навантаження. Щоб відхилення напруги не виходило за рамки допустимих значень треба регулювати напругу в залежності від струму навантаження.

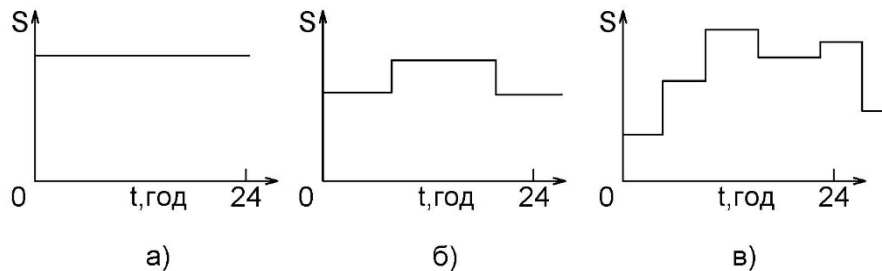
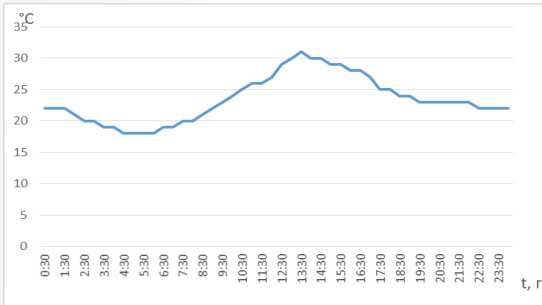


Рисунок – Графіки навантажень

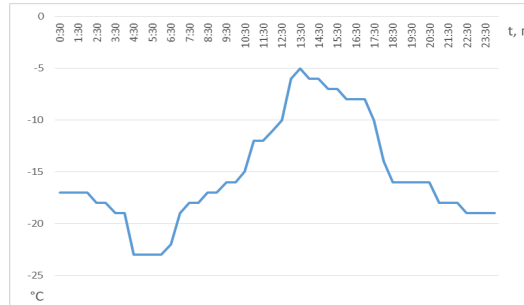
Оптимізація рівнів напруги на шинах 10 кВ споживальних підстанцій

Для оптимізації рівнів напруги на шинах 10 кВ нових підстанцій (501-504) використано спосіб регулювання напруги за допомогою РПН силових трансформаторів. Крім того, проаналізовано вплив на рівні напруги компенсуючої установки (БСК), що встановлена на одній з підстанцій для обмеження перетікань реактивної потужності електромережами та зменшення втрат електроенергії. Для розрахунків використано програмний комплекс Втрати «RVM – Hign». Він дає змогу, на основі заданих даних про обладнання та типових графіків (графіки температури, споживання, генерування) розраховувати зміни рівнів напруги на шинах підстанції протягом доби в різні пори року.

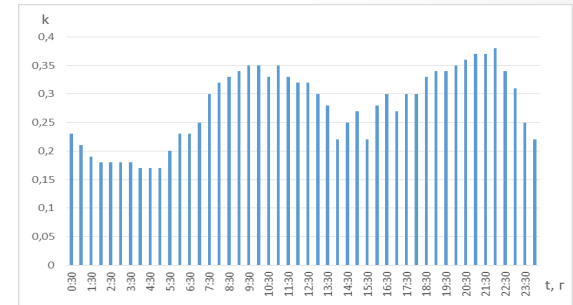
Розрахунок рівнів напруги проводився для шин 10 кВ нових підстанцій в літнього та зимового характерних днів, окремо для кожного вузла. Для розрахунку було прийнято типові графіки температури, споживання та генерування (для літньої та зимової пори року):



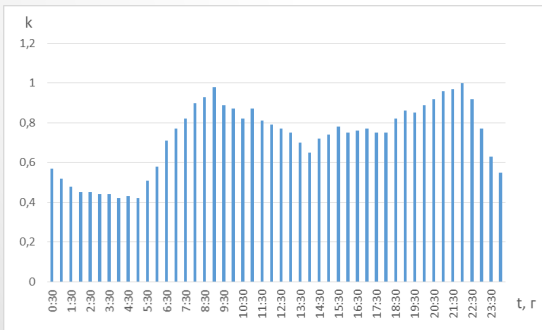
Типовий графік температури для літнього періоду



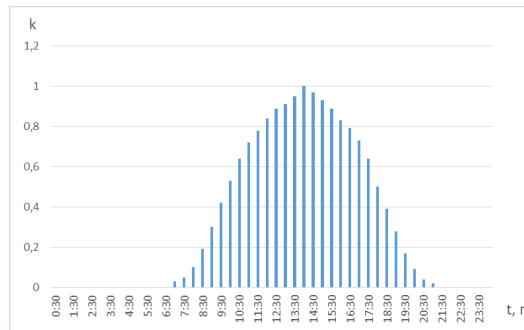
Типовий графік температури для зимового періоду



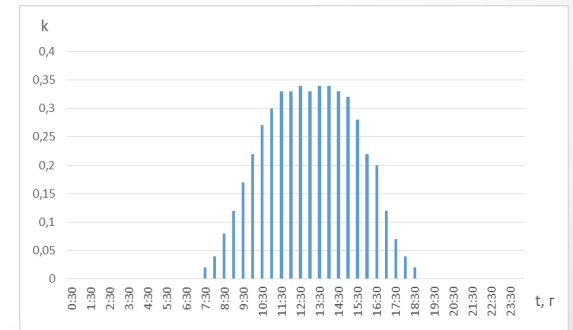
Типовий графік споживання для літнього періоду



Типовий графік споживання для зимового періоду



Типовий графік генерування СЕС для літнього періоду



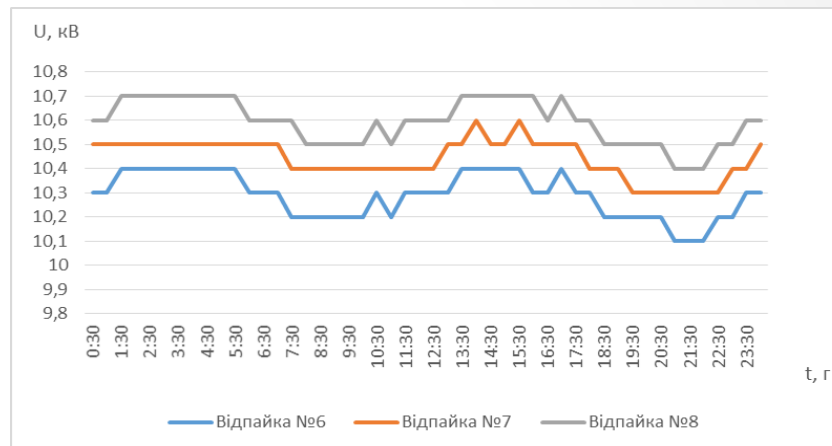
Типовий графік генерування СЕС для зимового періоду

Оптимізація рівнів напруги на шинах 10кВ підстанції 501

Після аналізу рівнів напруги на шинах 10 кВ нової підстанції без впровадження будь-яких заходів з регулювання напруги, було виконано вибір відпайки РПН силового трансформатора, за яких протягом доби фіксуються найменші відхилення напруги від бажаного значення. Для наочності результату було приведено результати розрахунків для кількох варіантів відпайок РПН:

Вибір відпайки РПН підстанції 501 (літній період)

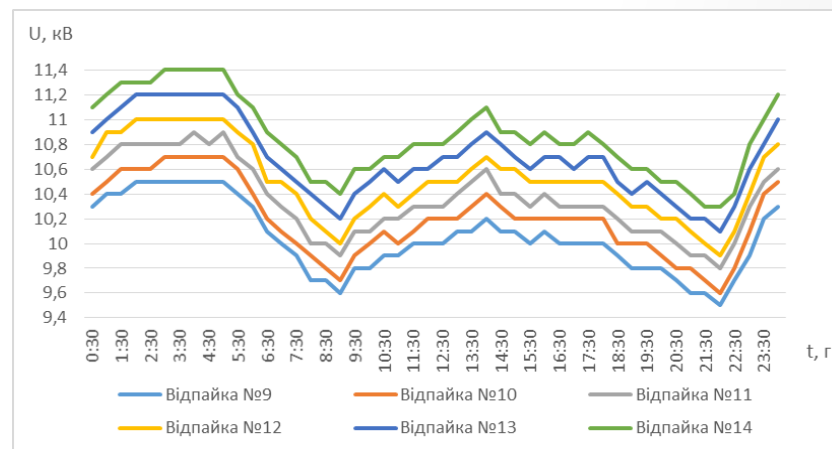
| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 6 | 10,925 |
| 7 | 10,768 |
| 8 | 10,611 |



Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 з використанням відпайок РПН №6, №7, №8 (літній період)

Вибір відпайки РПН підстанції 501 (зимній період)

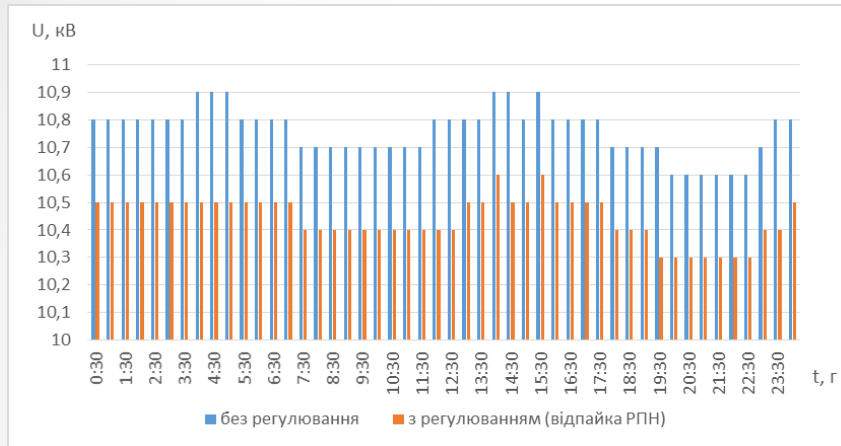
| Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації |
|----------------|----------------------------------|
| 9 | 10,455 |
| 10 | 10,298 |
| 11 | 10,141 |
| 12 | 9,984 |
| 13 | 9,827 |
| 14 | 9,670 |



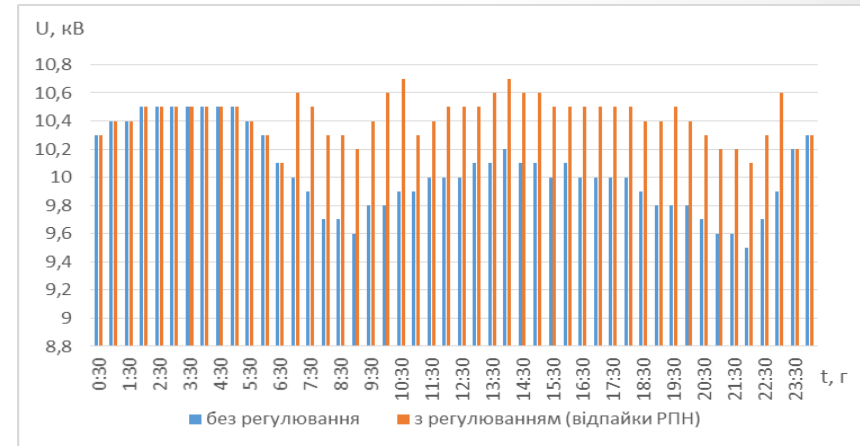
Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 з використанням відпайок РПН №9-№14 (зимній період)

Оптимізація рівнів напруги на шинах 10кВ підстанції 501 (результати)

Згідно отриманих даних можемо зробити висновок, що вибрані відпайки РПН силових трансформаторів та графік їх перемикавання для зимового періоду, мають достатній вплив на рівні напруги як в літню так і в зимову пору року, а рівень напруги на шинах 10 кВ відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.



Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (літній період)



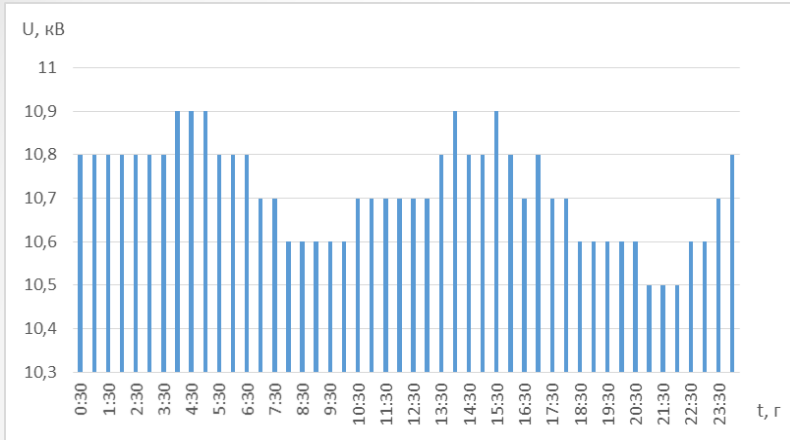
Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 501 без регулювання та з регулюванням напруги за допомогою відпайки РПН (зимній період)

Результати вибору відпайки РПН для підстанції 501

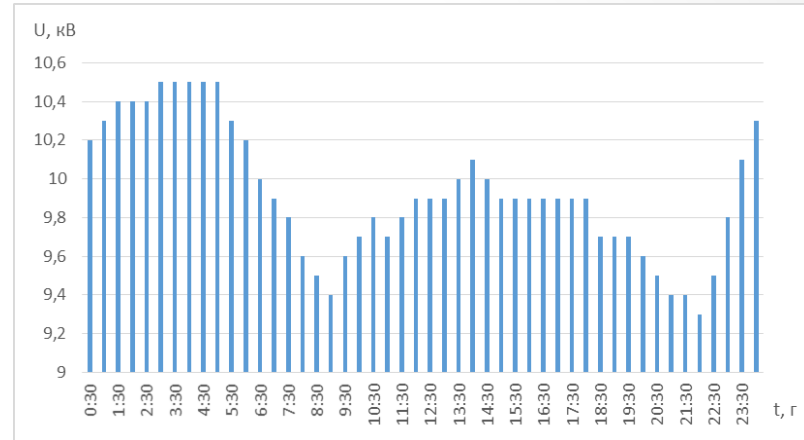
| Номер підстанції на схемі | Години роботи відпайки | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Діапазон рівнів напруги, кВ |
|---------------------------|------------------------|----------------|----------------------------------|-----------------------------|
| Літо | | | | |
| 501 | 0:00 – 24:00 | 7 | 10,768 | 10,3-10,6 |
| Зима | | | | |
| 501 | 23:00 – 6:30 | 9 | 10,455 | 10,1-10,7 |
| 501 | 6:30 – 10:30 | 13 | 9,827 | |
| 501 | 10:30 – 18:30 | 12 | 9,984 | |
| 501 | 18:30 – 23:00 | 13 | 9,827 | |

Аналіз впливу на рівні напруги компенсувальної установки (БСК)

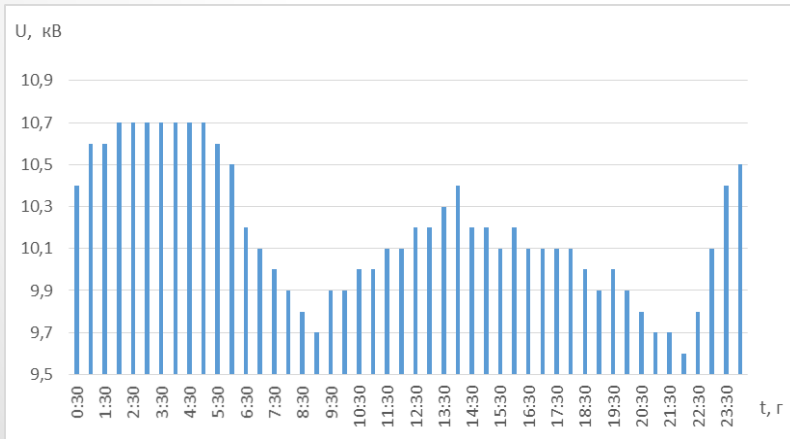
Так як, на ПС 502 встановлено компенсуючий пристрій типу УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 4500 кВАр, розглянуто також можливість регулювання напруги за допомогою даного пристрою.



Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 502 при відсутності генерування КУ (літній період)



Рівні напруги СШ-10 кВ підстанції 502 при відсутності генерування КУ (зимній період)



Рівні напруги на СШ-10 кВ підстанції 502 за максимального генерування БСК (зимній період)

Враховуючи отримані результати літнього періоду бачимо, що навіть за відсутності генерування КУ рівні напруги на шинах ПС далекі від необхідного рівня 10,5 кВ. Отже, можемо зробити висновок, що регулювання напруги даним методом не є доцільним в літню пору року, оскільки генерування БСК буде тільки збільшувати рівень напруги.

В випадку з зимнім періодом бачимо рівні напруги при нульовому генеруванні більш оптимальні але зміни рівнів напруги на шинах ПС, при нульовому та максимальному генеруванні КУ не значні. Отже, можемо зробити висновок, що регулювання напруги даним методом не є доцільним в нашому випадку.

Рентабельність проекту розвитку:

$$E'_a = \frac{58218,47 / (1 + 0,2) + 4510,33 / (1 + 0,2)^2}{144307,34 / (1 + 0,2) + 89978,39 / (1 + 0,2)^2} + \frac{2739,51 / (1 + 0,2)^3 + 581,24 / (1 + 0,2)^4}{77982,82 / (1 + 0,2)^3 + 17662,35 / (1 + 0,2)^4} = 0,23.$$

Термін окупності цього проекту:

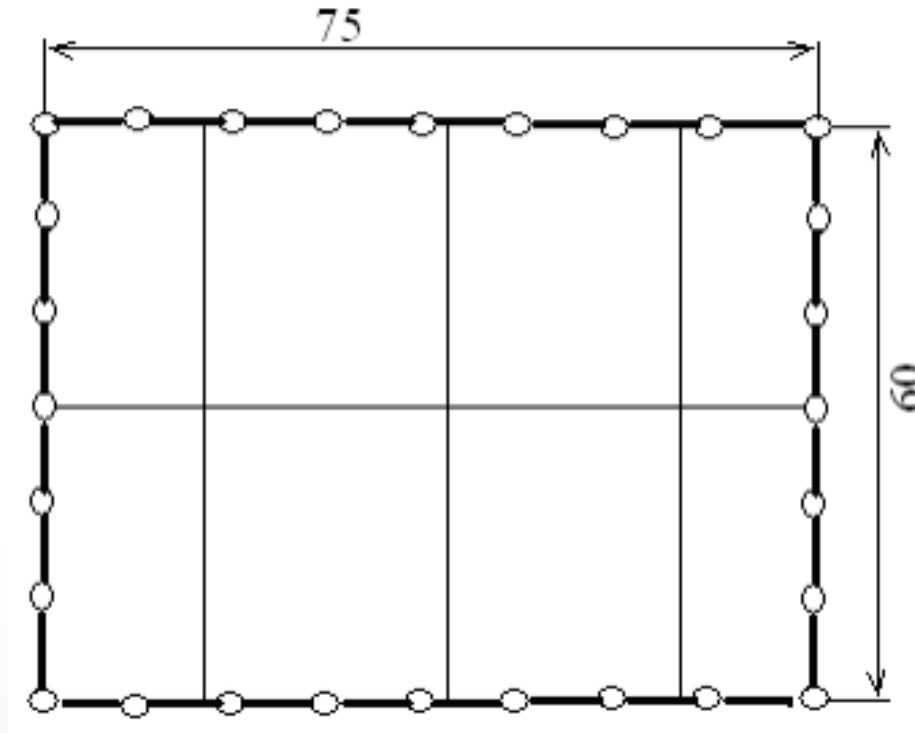
$$T_{ок} = \frac{1}{E'_a} = \frac{1}{0,23} = 4,4 \text{ років.}$$

Таким чином, на даному слайді показано аналіз економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому. Показано, що запропоновані технічні рішення є достатньо ефективними для поставленого проектного завдання. Це підтверджується достатньо високою рентабельністю капіталовкладень і відносно невеликим терміном їх окупності, який складає близько чотирьох з половиною років.

Охорона праці

У розділі з охорони праці було розглянуто актуальні проблеми, щодо будівництва та експлуатації однієї з нових підстанцій (підстанція 501) з точки зору пожежної безпеки та охорони праці. Були зазначені нормативні документи та необхідний перелік заходів. Також було проведено розрахунок та наведено основні вимоги для пристрою заземлення підстанції 110/10 кВ.

План пристрою заземлення підстанції



Висновки

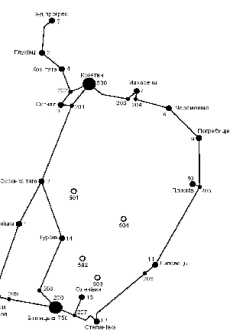
Було проведено прогнозування перспектив розвитку ЕМ Калинівського району, після аналізу їх сучасного стану. До існуючої схеми було підключено нові споживачі (вузли №: 501, 502, 503 та 504). Було задано, що до пунктів 501, 602, 603 та 604 під'єднані споживачі першої категорії надійності, тому електропостачання зазначених пунктів виконується одноколовими ЛЕП від двох джерел або двоколовими від одного джерела та на споживаючих підстанціях було встановлено по два трансформатора. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою динамічного програмування і Симплекс метода.

Було проведено аналіз методів регулювання напруги в мережах ЕМ Калинівського району. За результатами отриманими в ході розрахунку оптимізації рівнів напруги на шинах нових підстанцій 501-504, можемо зробити висновки, що використання методу регулювання за допомогою РПН силових трансформаторів є достатньо ефективним. Також аналіз регулювання напруги з застосуванням зміни графіка генерування БСК показав, що в нашій ситуації використання такого методу не є доцільним.

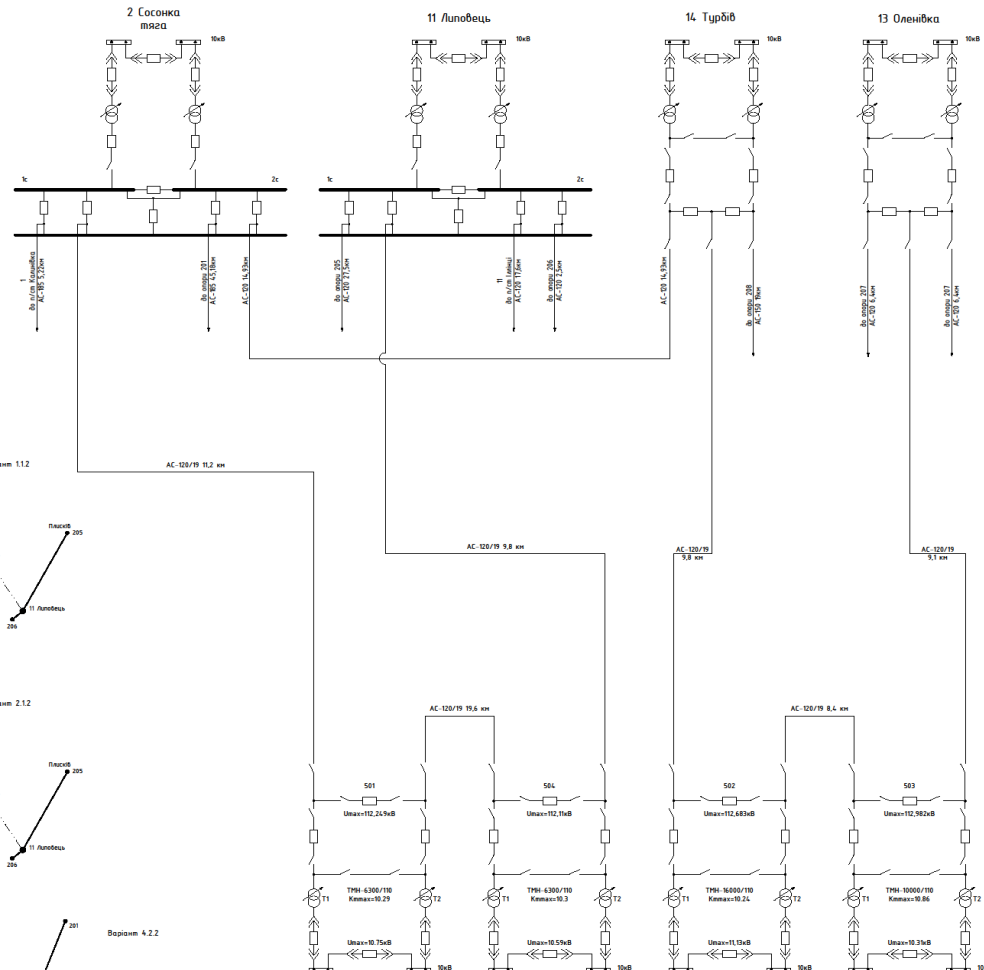
Спроектowana мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,928 МВт при сумарній активній потужності генерації 185,49 МВт. Загальні витрати на мережу складають 231810,708 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність, та швидкий термін окупності 4,4 років.

Для кращої наглядності виконаної роботи більша частина прийнятих рішень була сформована на загальному кресленні:

Схема існуючої мережі та розташування нових пунктів живлення

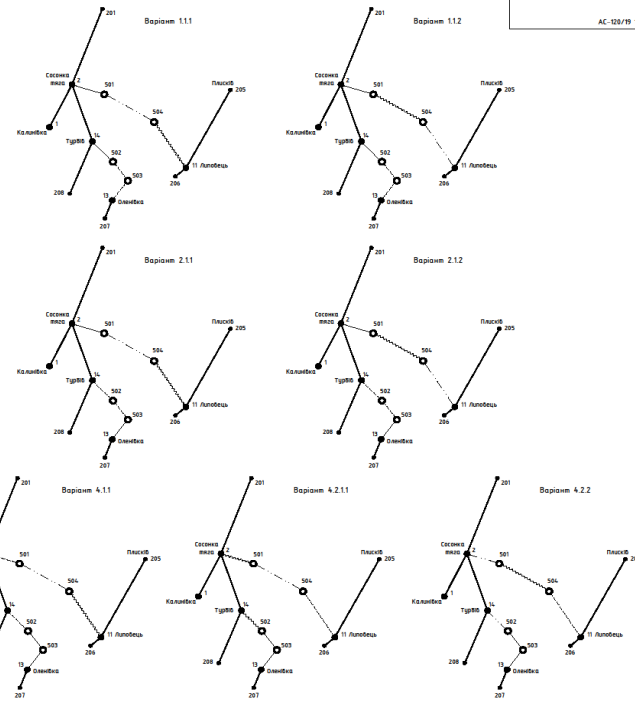
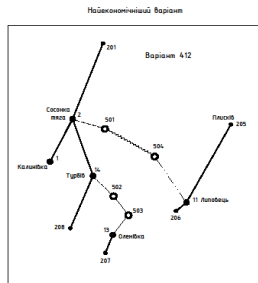


| Основні техніко-економічні показники оптимізованої ЕМ | |
|--|-------------------|
| Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі | МВт 29,59 |
| Трибуальність використання найбільшого навантаження для нових споживачів | год 5700 |
| Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям | МВт*год 185490,77 |
| Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі | тис.грн 23810,708 |
| Термін окупності капіталообкладень у розвитку електричної мережі | років 4,4 |
| Очікувані бар'єри активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку | МВт 2,928 |
| Очікувані бар'єри реактивної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку | % 2,4 |
| Зміна бар'єр реактивної електроенергії за розрахунок розвитку електричної мережі | МВт*год 8095 |
| Очікувані бар'єри активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку | МВт*год 28395 |



Варіанти розвитку існуючої мережі

- Знакові позначення
- ЛЕП, яка будуватиметься на першому році;
 - - - - - ЛЕП, яка будуватиметься на другому році;
 - ~~~~~ ЛЕП, яка будуватиметься на третьому році;
 - · · · · ЛЕП, яка будуватиметься на четвертому році.



| № | Клас | Арх | №Арх | Різдво | Дата |
|---|------|-----|------|--------|------|
| 1 | Клас | Арх | №Арх | Різдво | Дата |
| 2 | Клас | Арх | №Арх | Різдво | Дата |
| 3 | Клас | Арх | №Арх | Різдво | Дата |
| 4 | Клас | Арх | №Арх | Різдво | Дата |

| | | | | | |
|--|------|------|-------------------|-------|--------|
| Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільчих електричних мереж | | | Лист | Місце | Різдво |
| | | | 4 | | 2023 |
| | | | Архив: 1 Архив: 1 | | |
| Проектант | Клас | №Арх | Різдво | Дата | |
| Неконтр | | | 2023 | 2023 | |

Складено: _____
 Шлях: МБ № _____
 Дата: _____
 № _____