

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

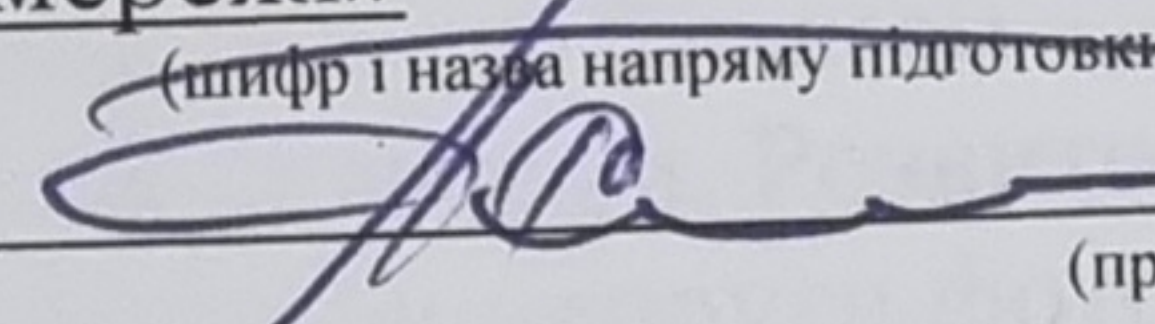
## КОМПЛЕКСНА МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

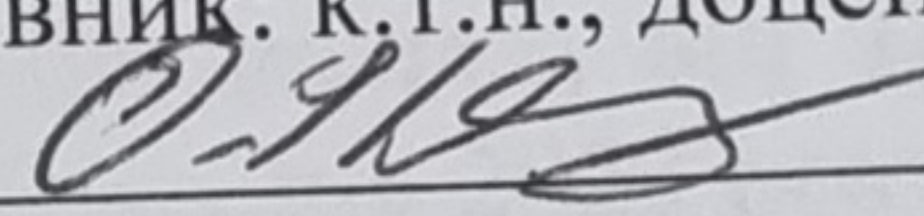
«Розвиток електричної системи. Розвиток електричних мереж з аналізом впливу на спотворення синусоїди напруги фотоелектричних станцій»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22м спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

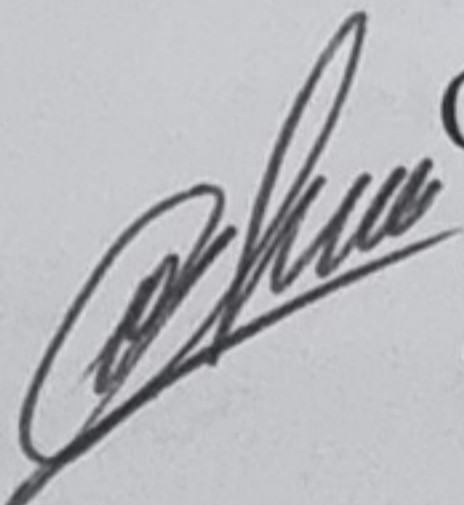
Полярush Ю. В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Казьмірук О. І.  
(прізвище та ініціали)

«03» грудень 2023 р.

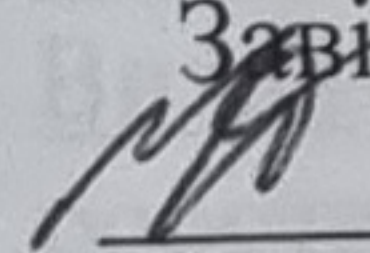
Опонент:

доц. каф. ЕСС ЕШ, Ph.D. Кобака В. В.  
(прізвище та ініціали)

«12» грудень 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

«04» грудень 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

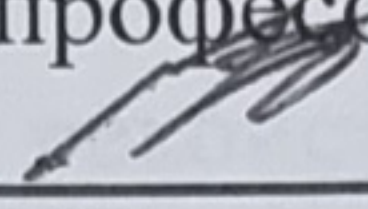


Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем  
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)  
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» 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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**

д.т.н., професор Комар В. О.

  
18 вересня 2023 року

## **ЗАВДАННЯ**

### **НА КОМПЛЕКСНУ МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

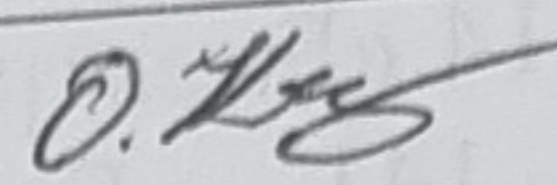
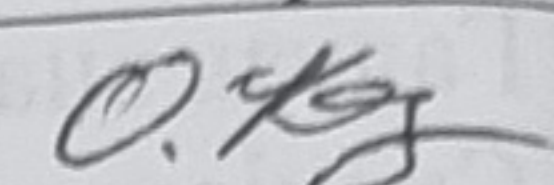
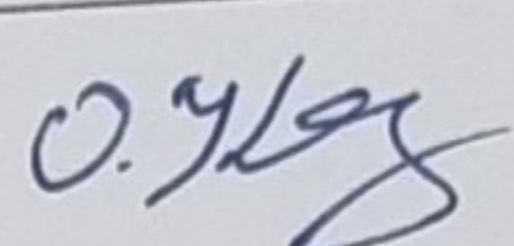
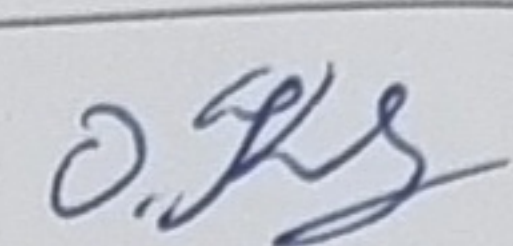
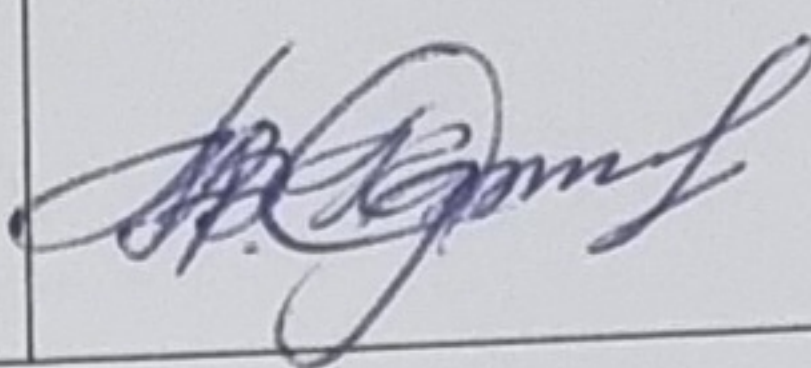
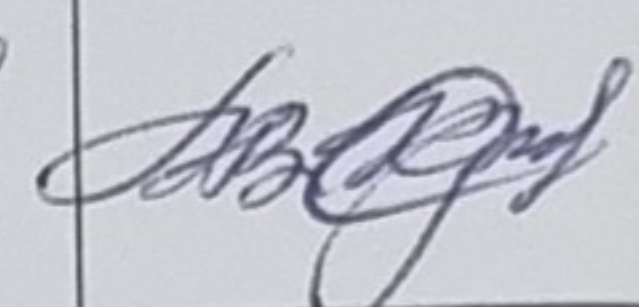
Полярушу Олександрю Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток електричної системи. Розвиток електричних мереж з аналізом впливу на спотворення синусоїди напруги фотоелектричних станцій»  
керівник роботи к.т.н., доцент каф. ЕСС Казьмірук О. І.  
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. 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 5200 годин на рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу ЛЕП. 5. Вибір схем розподільних підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 9. Особливості роботи розподільних електромереж в умовах зростання розосередженого генерування 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми РЕМ. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку РЕМ. 4. Техніко-економічні показники 5. Впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії.



## 6. Консультанти розділів роботи

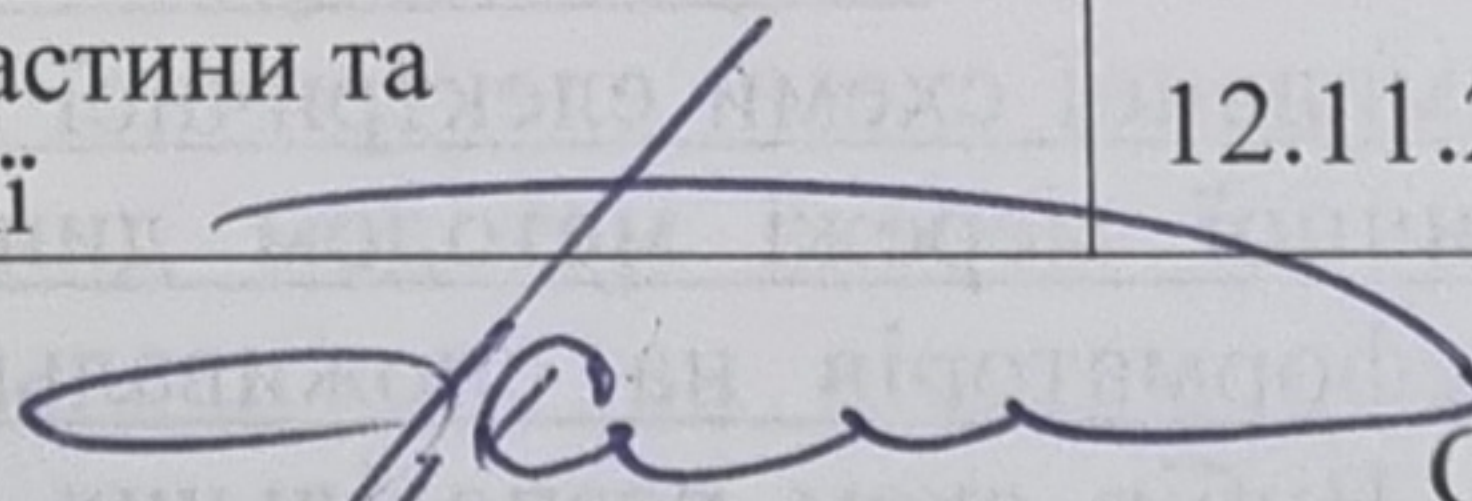
| Розділ  | Прізвище, ініціали та посада консультанта   | Підпис, дата   |  |
|---|---|--|--|
|   |   | завдання видав   | виконання прийняв  |
| Спеціальна частина                                | Керівник роботи<br>Казьмірук О. І.,<br>к.т.н., доцент кафедри<br>ЕСС                |   |   |
| Охорона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

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

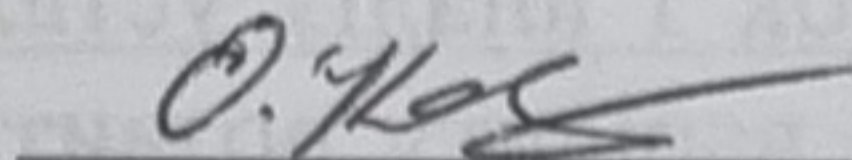
| № з/п | Назва етапів<br>магістерської кваліфікаційної роботи                       | Строк виконання<br>етапів роботи |          | Прі<br>міт |
|-------|--|----------------------------------|----------|------------|
|       |  | початок                          | кінець   |            |
| 1     | Розроблення технічного завдання  | 18.09.23                         | 28.09.23 | <i>вс</i>  |
| 2     | Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії   | 29.09.23                         | 07.10.23 | <i>вс</i>  |
| 3     | Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності | 08.10.23                         | 24.10.23 | <i>вс</i>  |
| 4     | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях                          | 25.10.23                         | 01.11.23 | <i>вс</i>  |
| 5     | Техніко-економічна частина   | 02.11.23                         | 07.12.23 | <i>вс</i>  |
| 6     | Оформлення пояснювальної записки   | 08.11.23                         | 12.11.23 | <i>вс</i>  |
| 7     | Виконання графічної частини та оформлення презентації                      | 12.11.23                         | 28.11.23 | <i>вс</i>  |

Студент

  
 (підпис)

С. В. Поляруш

Керівник роботи

  
 (підпис)

О. І. Казьмірук



## АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

В цій комплексній магістерській роботі розраховано і спроектовано живлення нових підстанцій шляхом розвитку існуючої електричної мережі. Для електричної мережі було проведено розрахунок і аналіз характеристик режимів, та надано рекомендації щодо забезпечення якості електричної енергії. За результатами проектування надано рекомендації з реконструкцій та розвитку електричної мережі, а також ведення її режимів.

Дослідження проводилися з використанням програми розрахунку й оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж „Втрати – 110”. У процесі дослідження була підготовлена розрахункова модель мережі, і отримані результати проаналізовані.

В роботі було проаналізовано вплив відновлюваних джерел енергії на якість електричної енергії.

Новизною цієї роботи стало дослідження впливу відновлювальних джерел енергії на якість електричної енергії.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/10 кВ.

Ключові слова: електрична енергія, генерування, споживання, потужність, якість електричної енергії, спотворення кривої напруги.

Бібліогр.: 26 назв; рис.: 29; табл. 15.

## ABSTRACT

In this comprehensive master's thesis, the power supply of new substations by developing the existing electrical network is calculated and designed. For the electric network, the calculation and analysis of the characteristics of the modes was carried out, and recommendations were provided to ensure the quality of electric energy. Based on the results of the design, recommendations were provided for the reconstruction and development of the electrical network, as well as its management.

The research was conducted using the "Loss - 110" program for calculating and optimizing normal modes of operation of electrical networks. In the course of the research, a calculation model of the network was prepared, and the obtained results were analyzed.

The work analyzed the influence of renewable energy sources on the quality of electric energy.

The novelty of this work was the study of the impact of renewable energy sources on the quality of electrical energy.

The section on labor protection has developed a set of measures to reduce the impact of dangerous and harmful factors on the personnel of 110/10 kV substations.

Key words: electric energy, generation, consumption, power, quality of electric energy, voltage curve distortion.

## ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| ВСТУП.....  | 8  |
| 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....  | 10 |
| 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....   | 15 |
| 2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми .....  | 15 |
| 2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ....                          | 15 |
| 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ<br>МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....    | 23 |
| 3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва<br>спроектованої мережі.....     | 23 |
| 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....                          | 26 |
| 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ<br>ПІДСТАНЦЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ ЛЕП..... | 28 |
| 4.1 Вибір трансформаторів.....  | 28 |
| 4.2 Перевірка відповідності попередніх перерізів ЛЕП.....   | 30 |
| 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ .....  | 32 |
| 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....   | 33 |
| 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції .....   | 33 |
| 5.3 Оцінювання надійності схеми розподільного пристрою сонячної<br>електрстанції.....               | 35 |
| 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....   | 39 |
| 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ<br>.....                                 | 42 |
| 7.1 Виконання розрахунків усталених режимів.....  | 42 |
| 7.2 Аналіз результатів розрахунків .....  | 43 |
| 7.3 Регулювання напруги на шинах споживальних підстанцій .....                                      | 43 |
| 8 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ<br>МЕРЕЖІ .....                             | 48 |

|  |     |
|--|-----|
| 9. ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ В УМОВАХ ЗРОСТАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ .....   | 54  |
| 9.1. Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на режим роботи розподільних електричних мереж .....  | 54  |
| 9.2. Моделювання вплив ВДЕ на якість електричної енергії .....   | 60  |
| 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....   | 65  |
| 10.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ.....   | 65  |
| 10.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу Немирівських електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле ..... | 65  |
| 10.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії.....   | 72  |
| ВИСНОВКИ.....  | 80  |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....  | 82  |
| ДОДАТОК А Показники звіту подібності UNICHECK.....   | 85  |
| ДОДАТОК Б Технічне завдання.....   | 86  |
| ДОДАТОК В Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році .....  | 93  |
| ДОДАТОК Д Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році.....   | 104 |
| ДОДАТОК Ж Графічна частина.....  | 109 |

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Основною задачею проектування електричних систем (ЕС) треба вважати розробку із врахуванням найновіших досягнень науки і техніки, і техніко-економічного обґрунтування рішень, які в подальшому і визначають формування енергетичних об'єднань, розвиток різних елементів енергетики: електричних станцій, електричних мереж. Також треба враховувати засоби їх експлуатації та управління, які повинні забезпечувати оптимальну надійність постачання споживачів електричною та тепловою енергією в необхідних розмірах, та з відповідною якістю цієї енергії.

З огляду на функції електричних мереж вони повинні:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів;
- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;
- урахувати поетапний розвиток ЕМ, динаміку зміни навантаження мережі тощо.

Дотримуватися принципу поетапного розвитку ЕМ треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема ЕМ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1].

В процесі проектування ЕС використовувався симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів, та метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. У процесі подальшого



розрахунку вибирається номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації. При розробці проекту установлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

**Мета і задачі дослідження.** Метою комплексної магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних електричних мереж АТ «Вінницяобленерго».

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;
- вибір відповідного методу розрахунку усталених режимів ЕМ і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;
- вибір оптимального варіанта розвитку електромереж АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електричних мереж.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

**Новизна дослідження.** Виконано систематизацію заходів реконструкції електричних мереж для підвищення їх ефективності.

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.



## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод 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.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

де  $P_{\max,i}$  – максимальна потужність в  $i$ -тому році, що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:



$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$ :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 926, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1865522. \end{cases}$$

звідки  $a' = 1,4424$ ,  $b' = -2812,6$  тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,9818 \cdot T - 1883,3.$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну функцію та її коефіцієнти (рис 1.1).



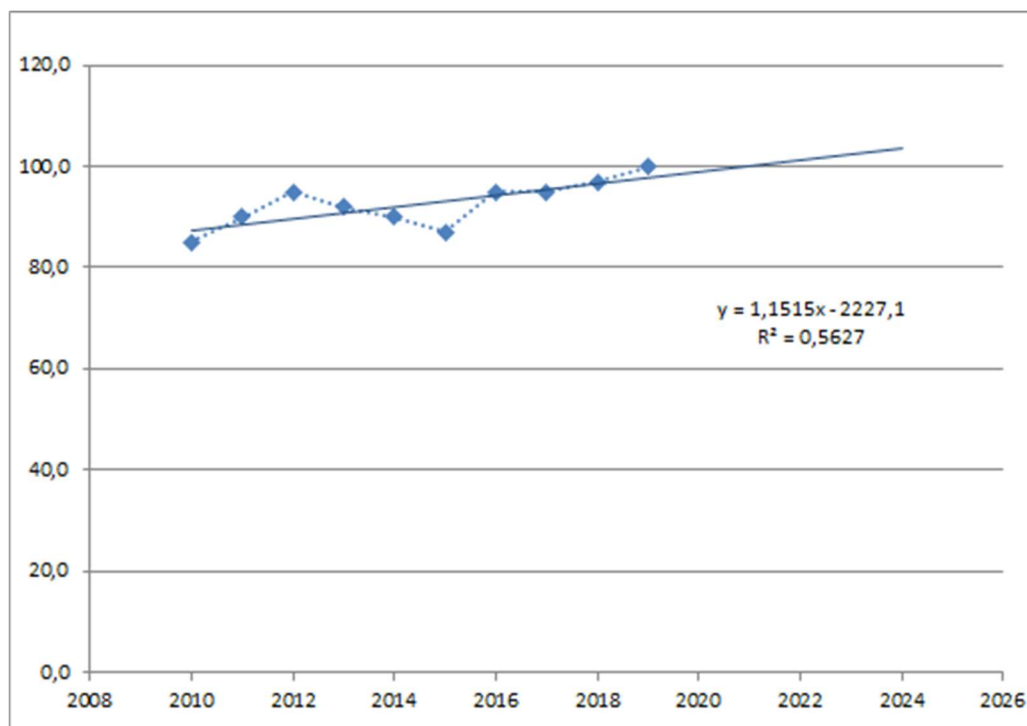


Рисунок 1.1 – Графіки таблицно-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 103,9 %, що на 3,5 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

За результатами розрахунків була проведена перевірка 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.



У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

|                     |        |        |        |        |        |        |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Вітки               | 10-11  | 11-12  | 12-13  | 13-14  | 14-15  | 15-409 |
| Марка проводу       | АС-120 | АС-120 | АС-150 | АС-150 | АС-150 | АС-150 |
| Допустимий струм, А | 390    | 390    | 450    | 450    | 450    | 450    |
| Розрах.струм, А     | 129    | 13     | 126    | 153    | 169    | 211    |

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

|                  |        |        |        |        |
|------------------|--------|--------|--------|--------|
| Вузли            | 11     | 12     | 13     | 14     |
| Напруга вузла,кВ | 107,77 | 107,72 | 107,93 | 109,67 |

Аналізуючи отримані дані - зроблено висновок, що всі вузли задовільняють вимогам, а вибір ЛЕП буде здійснюватися за найменшими витратами.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.



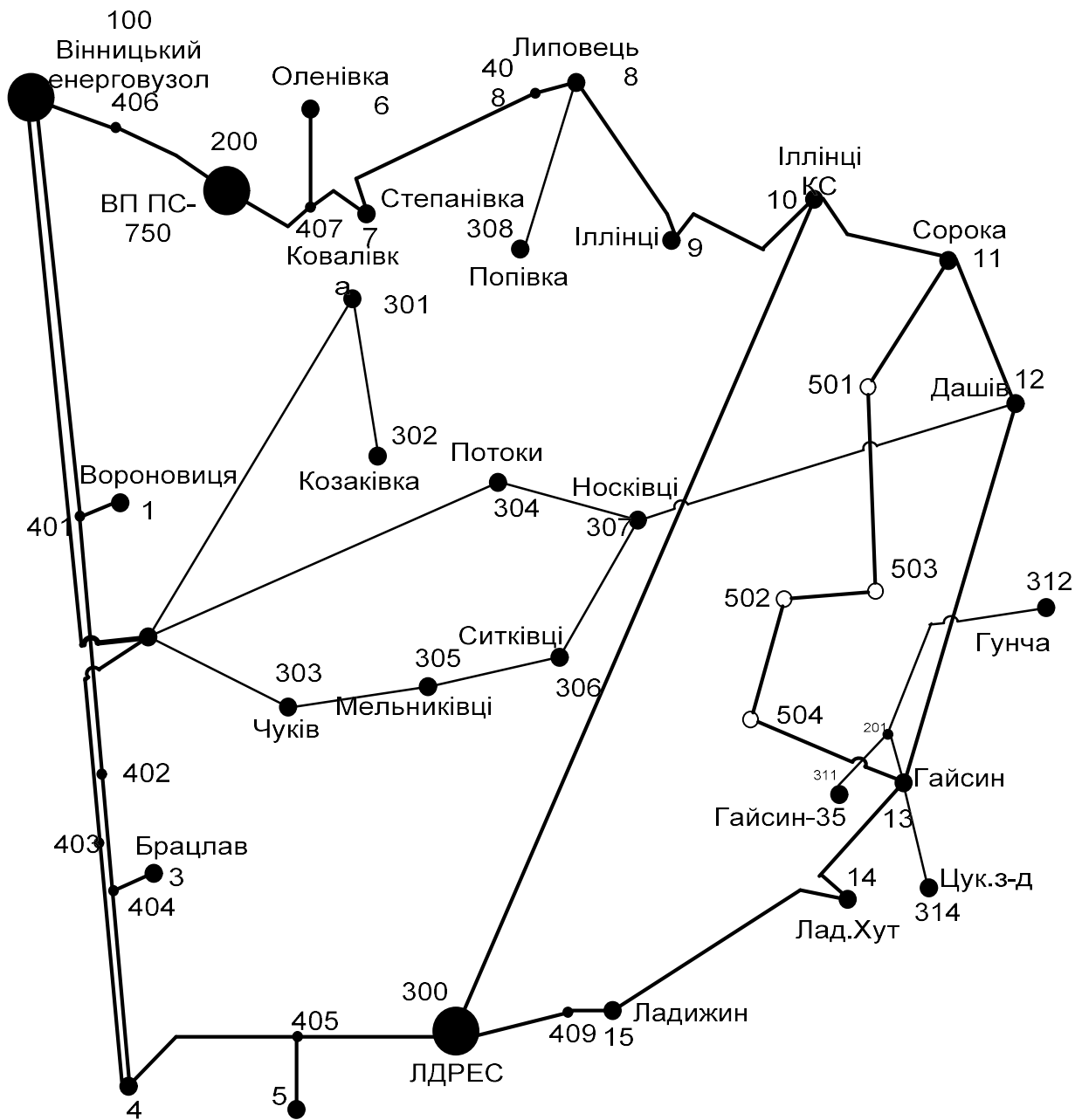


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми



## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

### 2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

### 2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.







кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Тому потужності в лініях, які відносяться до хорд максимального графу, мають бути замінені двома змінними, одна з яких обов'язково набуде нульового значення.

В якості критерію оптимальності для задачі визначення схеми розвитку ЕМ згідно нормативного документу [2] було обрано мінімум дисконтованих витрат. Для формування цільової функції було використано укрупнені вартісні показники будівництва з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2016 [3]. Залежність дисконтованих витрат від потужностей ЛЕП може бути подана у вигляді квадратичної залежності, коефіцієнти якої для окремих ЛЕП подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат  $V_d = a + b \cdot P^2$

| Вітки   | Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт | Коефіцієнт a, тис.грн | Коефіцієнт b, грн/МВт <sup>2</sup> | Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн |
|---------|---|-----------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| 11-501  | 18  | 4582,6                | 0,775                              | 4660,1                                |
| 12-501  | 18  | 5287,6                | 0,894                              | 5477,0                                |
| 13-504  | 18  | 4935,1                | 0,835                              | 5018,5                                |
| 14-504  | 18  | 7050,1                | 1,192                              | 7169,3                                |
| 501-502 | 18  | 7402,6                | 1,252                              | 7527,8                                |
| 501-503 | 18  | 4582,6                | 0,775                              | 4660,1                                |
| 503-502 | 18  | 2467,5                | 0,417                              | 3509,3                                |
| 502-504 | 18  | 4582,6                | 0,775                              | 4660,1                                |

Оскільки для розв'язання задачі оптимізації планується використання методу лінійної оптимізації, то цільова функція має бути лінеаризована. Для цього було використано метод січних. Результати подано у табл. 2.2.

Недоліком такого представлення є наявність постійної складової, що має визначальне значення і при цьому не може бути врахована у постановці задачі (2.1). Для врахування капіталовкладень, пов'язаних з будівництвом ЛЕП було запропоновано перерахувати постійну складову з врахуванням перетікань по ЛЕП. Значення отриманих вартісних коефіцієнтів для окремих ЛЕП подано у табл. 2.3.



Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат  $V_D = a_1 + b_1 \cdot P$

| Вітки   | Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис. грн | Коефіцієнт $a_1$ , тис. грн | Коефіцієнт $b_1$ , грн/МВт | Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис. грн |
|---------|---|-----------------------------|----------------------------|---|
| 11-501  | 4833,7  | 4582,6                      | 13,952                     | 4833,7  |
| 12-501  | 5577,3  | 5287,6                      | 16,099                     | 5577,3  |
| 13-504  | 5205,5  | 4935,1                      | 15,025                     | 5105,5  |
| 14-504  | 7436,5  | 7050,1                      | 21,465                     | 7436,5  |
| 501-502 | 7808,3  | 7402,6                      | 22,538                     | 7808,3  |
| 501-503 | 4833,7  | 4582,6                      | 13,952                     | 4833,7  |
| 503-502 | 2602,8  | 2467,5                      | 7,513                      | 2602,8  |
| 502-504 | 4833,7  | 4582,6                      | 13,952                     | 4833,7  |

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат  $V_D = c \cdot P$

| Вітки   | Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис. грн | Коефіцієнт $c$ , тис. грн/МВт | Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис. грн |
|---------|---|-------------------------------|---|
| 11-501  | 4833,7  | 268,5                         | 4833,7  |
| 12-501  | 5577,3  | 309,9                         | 5577,3  |
| 13-504  | 5205,5  | 289,2                         | 5205,5  |
| 14-504  | 7436,5  | 413,1                         | 7436,5  |
| 501-502 | 7808,3  | 433,8                         | 7808,3  |
| 501-503 | 4833,7  | 268,5                         | 4833,7  |
| 503-502 | 2602,8  | 144,6                         | 2602,8  |
| 502-504 | 4833,7  | 268,5                         | 4833,7  |

Вартісні коефіцієнти, що подані у табл. 2.3 було використано для формування постановки задачі та відповідної їй симплекс-таблиці. Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.2.

|                              | Номери вузлів | Перелік ЛЕП                    |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |       |
|------------------------------|---------------|--------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|-------------------|---------------------|-------|
|                              |               | 11-501                         | 12-501  | 13-504  | 14-504  | 501-502 | 502-501 | 501-503 | 503-501 | 503-502 | 502-503 | 502-504 | 504-502 | 0-0   | 0-0   |                   |                     |       |
|                              | 501           | 1                              | 1       | 0       | 0       | -1      | 1       | -1      | 1       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0     | 0     | 0                 | 18,80               | 18,80 |
|                              | 502           | 0                              | 0       | 0       | 0       | 1       | -1      | 0       | 0       | 1       | -1      | -1      | 1       | 0     | 0     | 0                 | 12,67               | 12,67 |
|                              | 503           | 0                              | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 1       | -1      | -1      | 1       | 0       | 0       | 0     | 0     | 0                 | 3,32                | 3,32  |
|                              | 504           | 0                              | 0       | 1       | 1       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 1       | -1      | 0     | 0     | 0                 | -2,60               | -2,60 |
| Коефіцієнти цільової функції |               | 575,543                        | 664,089 | 619,816 | 885,451 | 929,724 | 929,724 | 575,543 | 575,543 | 309,908 | 309,908 | 575,543 | 575,543 | 0,000 | 0,000 |                   |                     | 0,000 |
| Потужності ЛЕП               |               |                                |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |       |       |                   |                     |       |
| 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 |
|                              |               | Дисконтовані витрати, тис. грн |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |       |       |                   | 0,000               |       |

Рисунок 2.2 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)



Скориставшись у Microsoft office Excel надстройкою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.3:

|  | Номери вузлів                  | Перелік ЛЕП |         |          |         |         |         |          |         |         |         |         |          |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |           |
|--|--------------------------------|-------------|---------|----------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|----------|-------|-------|-------------------|---------------------|-----------|
|  |                                | 11-501      | 12-501  | 13-504   | 14-504  | 501-502 | 502-501 | 501-503  | 503-501 | 503-502 | 502-503 | 502-504 | 504-502  | 0-0   | 0-0   |                   |                     |           |
|  | 501                            | 1           | 1       | 0        | 0       | -1      | 1       | -1       | 1       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0     | 0     | 0                 | 18,80               | 0,00      |
|  | 502                            | 0           | 0       | 0        | 0       | 1       | -1      | 0        | 0       | 1       | -1      | -1      | 1        | 0     | 0     | 12,67             | 0,00                |           |
|  | 503                            | 0           | 0       | 0        | 0       | 0       | 0       | 1        | -1      | -1      | 1       | 0       | 0        | 0     | 0     | 3,32              | 0,00                |           |
|  | 504                            | 0           | 0       | 1        | 1       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       | 0       | 1       | -1       | 0     | 0     | -2,60             | 0,00                |           |
|  | Коефіцієнти цільової функції   | 575,543     | 664,089 | 619,816  | 885,451 | 929,724 | 929,724 | 575,543  | 575,543 | 309,908 | 309,908 | 575,543 | 575,543  | 0,000 | 0,000 |                   | 28182,927           |           |
|  | Потужності ЛЕП                 | 22,12286    | 0       | 10,07473 | 0       | 0       | 0       | 3,323622 | 0       | 0       | 0       | 0       | 12,67131 | 0     | 0     |                   |                     |           |
|  | Постійні складові витрат       | 4582,557    | 0,000   | 4935,061 | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 4582,557 | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 4582,557 | 0,000 | 0,000 |                   | 18682,731           |           |
|  | Змінні складові витрат         | 379,358     | 0,000   | 84,726   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 8,562    | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 124,454  | 0,000 | 0,000 |                   | 597,101             |           |
|  | Дисконтовані витрати, тис. грн |             |         |          |         |         |         |          |         |         |         |         |          |       |       |                   |                     | 19279,831 |

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel .

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків по лініях, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок :

|  | Номери вузлів                  | Перелік ЛЕП |          |           |           |          |         |         |         |           |         |       |       |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |           |
|--|--------------------------------|-------------|----------|-----------|-----------|----------|---------|---------|---------|-----------|---------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|-----------|
|  |                                | 10-301      | 14-303   | 8-304     | 12-302    | 301-303  | 303-301 | 304-302 | 302-304 | 303-304   | 304-303 | 0-0   | 0-0   | 0-0   | 0-0   |                   |                     |           |
|  | 301                            | 1           | 0        | 0         | 0         | -1       | 1       | 0       | 0       | 0         | 0       | 0     | 0     | 0     | 0     | -6,20             | 0,00                |           |
|  | 302                            | 0           | 0        | 0         | 1         | 0        | 0       | 1       | -1      | 0         | 0       | 0     | 0     | 0     | 0     | 12,84             | 0,00                |           |
|  | 303                            | 0           | 1        | 0         | 0         | 1        | -1      | 0       | 0       | -1        | 1       | 0     | 0     | 0     | 0     | 5,90              | 0,00                |           |
|  | 304                            | 0           | 0        | 1         | 0         | 0        | 0       | -1      | 1       | 1         | -1      | 0     | 0     | 0     | 0     | 12,63             | 0,00                |           |
|  | Коефіцієнти цільової функції   | 742,432     | 1004,467 | 471,696   | 389,381   | 785,929  | 524,070 | 786,105 | 786,105 | 17548,464 | 567,742 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 20926,518           |           |
|  | Потужності ЛЕП                 | 0           | 0        | 12,332944 | 12,838464 | 6,2      | 0       | 0       | 0       | 0,298448  | 0       | 0     | 0     | 0     | 0     |                   |                     |           |
|  | Постійні складові витрат       | 0,000       | 0,000    | 5640,070  | 4834,345  | 4834,345 | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 5237,208  | 0,000   | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 20545,968           |           |
|  | Змінні складові витрат         | 0,000       | 0,000    | 177,328   | 164,712   | 38,413   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,096     | 0,000   | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 380,550             |           |
|  | Дисконтовані витрати, тис. грн |             |          |           |           |          |         |         |         |           |         |       |       |       |       |                   |                     | 20926,518 |

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях.

Використовуючи уточнені вартісні коефіцієнти було отримано перелік ЛЕП, що забезпечує живлення нових споживачів з найменшим значенням дисконтованих витрат рис. 2.5.



| Номери вузлів                  | Перелік ЛЕП |         |          |         |         |         |          |         |         |         |         |          |       |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |
|--------------------------------|-------------|---------|----------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|----------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|
|                                | 11-501      | 12-501  | 13-504   | 14-504  | 501-502 | 502-501 | 501-503  | 503-501 | 503-502 | 502-503 | 502-504 | 504-502  | 0-0   | 0-0   |       |                   |                     |
| 501                            | 1           | 1       | 0        | 0       | -1      | 1       | -1       | 1       | 0       | 0       | 0       | 0        | 0     | 0     | 0     | 18,80             | 0,00                |
| 502                            | 0           | 0       | 0        | 0       | 1       | -1      | 0        | 0       | 1       | -1      | -1      | 1        | 0     | 0     | 12,67 | 0,00              |                     |
| 503                            | 0           | 0       | 0        | 0       | 0       | 0       | 1        | -1      | -1      | 1       | 0       | 0        | 0     | 0     | 3,32  | 0,00              |                     |
| 504                            | 0           | 0       | 1        | 1       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       | 0       | 1       | -1       | 0     | 0     | -2,60 | 0,00              |                     |
| Коефіцієнти цільової функції   | 258,334     | 664,089 | 379,518  | 885,451 | 929,724 | 929,724 | 575,543  | 575,543 | 309,908 | 743,809 | 575,543 | 298,898  | 0,000 | 0,000 |       | 15238,959         |                     |
| Потужності ЛЕП                 | 22,12286    | 0       | 10,07473 | 0       | 0       | 0       | 3,323622 | 0       | 0       | 0       | 0       | 12,67131 | 0     | 0     |       |                   |                     |
| Постійні складові витрат       | 4582,557    | 0,000   | 4935,061 | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 4582,557 | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 4582,557 | 0,000 | 0,000 |       | 18682,731         |                     |
| Змінні складові витрат         | 379,358     | 0,000   | 84,726   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 8,562    | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 124,454  | 0,000 | 0,000 |       | 597,101           |                     |
| Дисконтовані витрати, тис. грн |             |         |          |         |         |         |          |         |         |         |         |          |       |       |       |                   | 19279,831           |

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення.

Графічна інтерпретація результатів обчислень подана на рис. 2.6.

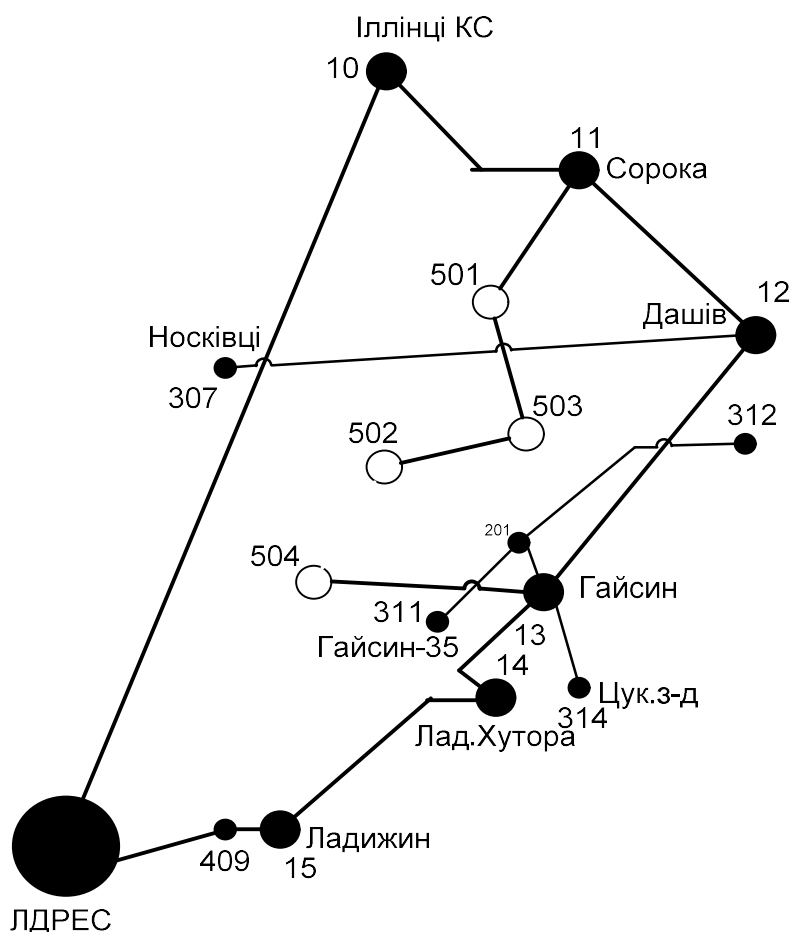


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку симплекс-методом



Отримана схема приєднання нових підстанцій відповідає мінімальним дисконтованим витратам, однак не забезпечує належного рівня надійності електропостачання згідно до ПУЕ [1]. Для підвищення надійності електропостачання необхідно будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати дволанцюгову лінію на відрізку 12-302, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 301-10, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел. Вартість додаткових ЛЕП була обчислена за допомогою електронної таблиці (рис 2.8). Розрахункова вартість схеми зросла на 9485,79 тис.грн. у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку симплекс-методом.

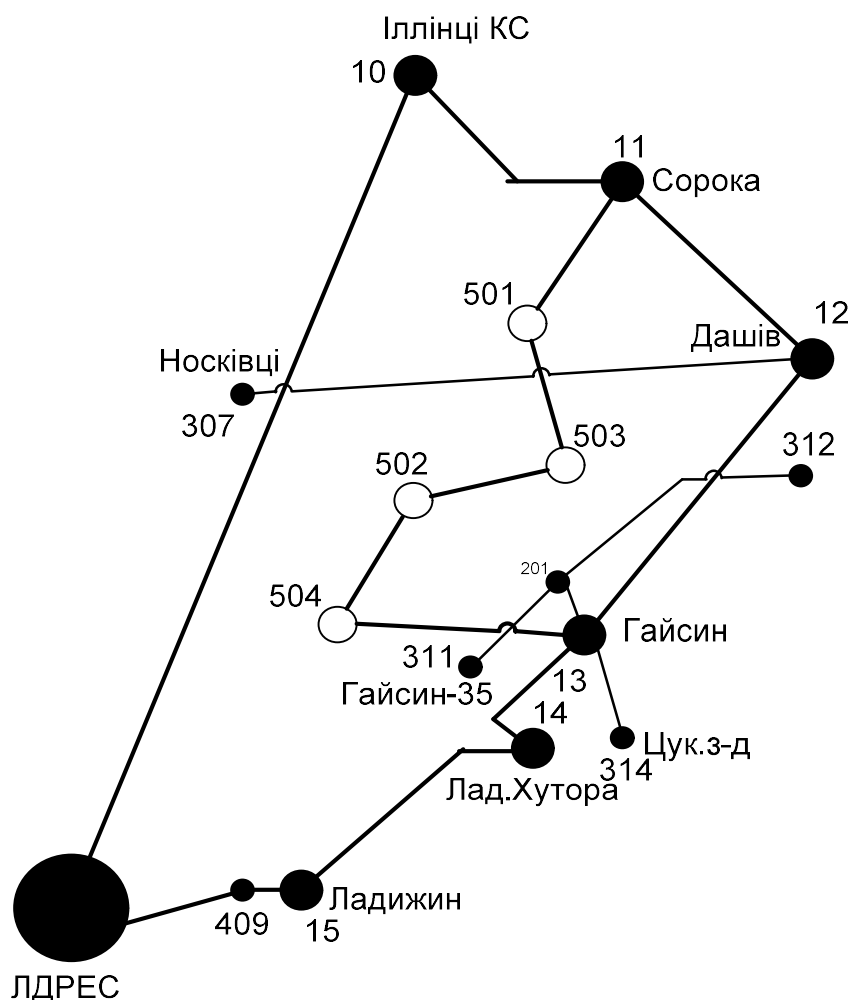


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності.

|                               | Номери вузлів | Перелік ЛЕП |         |          |         |         |         |          |         |         |          |         |          |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |           |
|-------------------------------|---------------|-------------|---------|----------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|----------|---------|----------|-------|-------|-------------------|---------------------|-----------|
|                               |               | 11-501      | 12-501  | 13-504   | 14-504  | 501-502 | 502-501 | 501-503  | 503-501 | 503-502 | 502-503  | 502-504 | 504-502  | 0-0   | 0-0   |                   |                     |           |
|                               | 501           | 1           | 1       | 0        | 0       | -1      | 1       | -1       | 1       | 0       | 0        | 0       | 0        | 0     | 0     | 0                 | 18,80               | 0,00      |
|                               | 502           | 0           | 0       | 0        | 0       | 1       | -1      | 0        | 0       | 1       | -1       | -1      | 1        | 0     | 0     | 0                 | 12,67               | 0,00      |
|                               | 503           | 0           | 0       | 0        | 0       | 0       | 0       | 1        | -1      | -1      | 1        | 0       | 0        | 0     | 0     | 0                 | 3,32                | 0,00      |
|                               | 504           | 0           | 0       | 1        | 1       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       | 0        | 1       | -1       | 0     | 0     | 0                 | -2,60               | 0,00      |
| Коефіцієнти цільової функції  |               | 224,289     | 664,089 | 498,255  | 885,451 | 929,724 | 929,724 | 1381,360 | 575,543 | 309,908 | 309,908  | 575,543 | 371,470  | 0,000 | 0,000 |                   |                     | 17863,916 |
| Потужності ЛЕП                |               | 18,79924    | 0       | 13,39835 | 0       | 0       | 0       | 0        | 0       | 0       | 3,323622 | 0       | 15,99493 | 0     | 0     |                   |                     |           |
| Постійні складові витрат      |               | 4582,557    | 0,000   | 4935,061 | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 2467,530 | 0,000   | 4582,557 | 0,000 | 0,000 |                   |                     | 16567,705 |
| Змінні складові витрат        |               | 273,935     | 0,000   | 149,849  | 0,000   | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 4,610    | 0,000   | 198,304  | 0,000 | 0,000 |                   |                     | 626,698   |
| Дисконтвані витрати, тис. грн |               |             |         |          |         |         |         |          |         |         |          |         |          |       |       |                   |                     | 17194,403 |

Рисунок 2.8 – Розрахунок додаткових втрат на забезпечення надійності електропостачання споживачів



### 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації послідовності спорудження енергетичних об'єктів будівництво яких триває більше одного року поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Цей метод дає змогу оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

#### 3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 12, 10 та 8 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (3.1)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_{Д} + E, \quad (3.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на  $i$ -му та  $(i+1)$  році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), при чому функція витрат  $B_t$  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:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (3.4)$$



Коефіцієнти  $a_i$  та  $v_i$  беруться з табл. 2.1. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року:  $L_{\max} \leq 35$  км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За два роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 35 км ліній, то очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох або 3 споживачів, а під час другого року – до інших трьох або двох, і завершити будівництво.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію від вузла 1 до вузла 501, далі 501 і 503. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 18,2 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній, яке рівне 35 км. За формулою (3.4) розраховуються  $V_i$ , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Кожний наступний крок формується з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. І так само для кожного варіанту враховується обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – можемо добудувати одноланцюгову лінію 503-502, 502-504 та 13-504. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

| Варіант | ЛЕП     | $L_i$ , км | $L_{\Sigma}$ , км | $P_i$ , мВт | $V_i$ , тис.грн | $V_{\Sigma}$ , тис.грн | $V_i$ , тис.грн |
|---------|---------|------------|-------------------|-------------|-----------------|------------------------|-----------------|
| 1       | 11-501  | 9,1        | 18,2              | 22,12       | 4951,76         | 9552,86                | 11081,3         |
|         | 501-503 | 9,1        |                   | 3,32        | 4591,1          |                        |                 |
| 2       | 13-504  | 9,8        | 18,9              | 2,5         | 4940,28         | 9796,75                | 12182,5         |
|         | 11-501  | 9,1        |                   | 18,8        | 4856,47         |                        |                 |
| 3       | 13-504  | 9,8        | 18,9              | 15,17       | 5127,22         | 9834,19                | 13232,9         |
|         | 502-504 | 9,1        |                   | 12,67       | 4706,97         |                        |                 |
| 4       | 11-501  | 9,1        | 23,1              | 34,79       | 5520,57         | 12835,8                | 17271,8         |

|  |         |     |  |       |         |  |  |
|--|---------|-----|--|-------|---------|--|--|
|  | 501-503 | 9,1 |  | 15,99 | 4780,71 |  |  |
|  | 503-502 | 4,9 |  | 12,67 | 2534,37 |  |  |

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

| Варіант | ЛЕП     | $L_i$ , км | $L_{\Sigma}$ , км | $P_i$ , мВт | $V_i$ , тис.грн | $V_{\Sigma i}$ , тис.грн | $V_i$ , тис.грн |
|---------|---------|------------|-------------------|-------------|-----------------|--------------------------|-----------------|
| 1,1     | 13-504  | 9,8        | 23,8              | 18,49       | 5220,53         | 12473,4                  | 12473,4         |
|         | 502-504 | 9,1        |                   | 15,99       | 4780,71         |                          |                 |
|         | 503-502 | 4,9        |                   | 3,32        | 2472,13         |                          |                 |
| 1,2     | 501-503 | 9,1        | 23,1              | 18,49       | 4847,51         | 11998,4                  | 16145,1         |
|         | 503-502 | 4,9        |                   | 15,17       | 2563,49         |                          |                 |
|         | 502-504 | 9,1        |                   | 2,5         | 4587,4          |                          |                 |
| 1,3     | 11-501  | 9,1        | 23,1              | 34,79       | 5520,57         | 12834                    | 17269,5         |
|         | 501-503 | 9,1        |                   | 15,92       | 4778,98         |                          |                 |
|         | 503-502 | 4,9        |                   | 12,67       | 2534,47         |                          |                 |
| 1,4     | 13-504  | 9,8        | 18,9              | 15,17       | 5127,22         | 9834,19                  | 13232,9         |
|         | 502-504 | 9,1        |                   | 12,67       | 4706,97         |                          |                 |

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі, визначають умовно оптимальний варіант розв'язку. Цей процес здійснюється шляхом уточнення перетоків по ЛЕП. Процес уточнення перетоків називається зворотнім ходом динамічного програмування.

Оскільки для всіх варіантів, приєднання підстанцій призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл. 3.3. Значення перетоків потужності були розраховані програмним комплексом «Втрати 110».

Після уточнення, витрати зменшилися до сумарних витрат 23197,1 тис.грн, отже він і залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 3.1.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та



другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

Таблиця 3.3 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

| Варіант | ЛЕП     | $L_i$ , км | $L_{\Sigma}$ , км | $P_i$ , мВт | $V_{ізх}$ , тис.грн | $V_{\Sigmaзх}$ , тис.грн | $V_{зх}$ , тис.грн |
|---------|---------|------------|-------------------|-------------|---------------------|--------------------------|--------------------|
| 1       | 11-501  | 9,1        | 18,2              | 18,35       | 4843,52             | 9426,53                  | 10934,8            |
|         | 501-503 | 9,1        |                   | 0,77        | 4583,02             |                          |                    |
| 1,2     | 13-504  | 9,8        | 23,8              | 14,58       | 5112,56             | 12262,3                  | 12262,3            |
|         | 502-504 | 9,1        |                   | 10,93       | 46,75,14            |                          |                    |
|         | 503-502 | 4,9        |                   | 4,13        | 2474,64             |                          |                    |
|         |         |            |                   |             |                     | $V_{зх\Sigma}$           | 23197,1            |

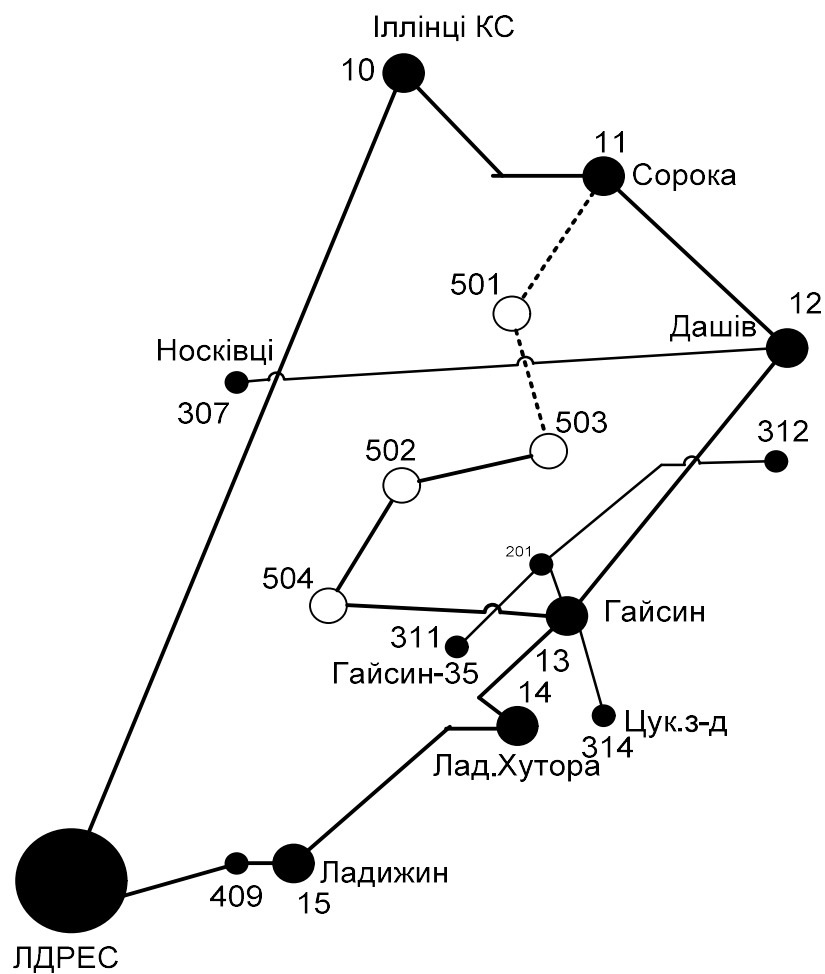


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

## 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ ТА ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДУ ЛЕП

### 4.1 Вибір трансформаторів

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (4.1)$$

де  $n_m$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;  
 $k_1$  - коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:



$$S_r \geq \frac{21,36}{2 \cdot 0,7} = 15,25 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Також при виборі трансформаторів необхідно перевірити їх коефіцієнт запасу.

Коефіцієнт запасу розраховується за формулою:

$$k_{зпа} = \frac{S_{нав}}{S_{ТН} \cdot (n_m - 1)} \leq 1,4 \quad (4.2)$$

$S_{ТН}$  – номінальна потужність трансформатора;

Для вузла 501 цей коефіцієнт буде рівний:

$$k_{зпа} = \frac{21,36}{16 \cdot (2 - 1)} = 1,33 \leq 1,4$$

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

| Номер вузла | Тип               | S <sub>ном</sub><br>МВА | Границі регулювання | U <sub>ном</sub><br>обмоток,<br>кВ |    | u <sub>k</sub><br>% | ΔP <sub>k</sub><br>кВт | ΔP <sub>x</sub><br>кВт | I <sub>x</sub><br>% | R<br>Ом | X<br>Ом | ΔQ <sub>x</sub><br>кВАр |
|-------------|-------------------|-------------------------|---------------------|------------------------------------|----|---------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------|---------|-------------------------|
|             |                   |                         |                     | ВН                                 | НН |                     |                        |                        |                     |         |         |                         |
| 501         | ТДН-<br>16000/110 | 16                      | ±9×1,78%            | 115                                | 11 | 10.5                | 85                     | 19                     | 0.7                 | 4.38    | 86.7    | 112                     |
| 502         | ТДН-<br>10000/110 | 10                      | ±9×1,78%            | 115                                | 11 | 10.5                | 60                     | 14                     | 0.7                 | 7.95    | 139     | 70                      |
| 503         | ТМН-<br>2500/110  | 2,5                     | ±10×1,5%            | 110                                | 11 | 10.5                | 22                     | 5,5                    | 1,5                 | 42,6    | 508,2   | 37,5                    |
| 504         | ТМН-<br>2500/110  | 2,5                     | ±10×1,5%            | 110                                | 11 | 10.5                | 22                     | 5,5                    | 1,5                 | 42,6    | 508,2   | 37,5                    |

#### 4.2 Перевірка відповідності попередніх перерізів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (4.2) :

$$I_{розр} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L}; \quad (4.2)$$

$$I_{розр11-501} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{11-501}}{n_L} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{116}{1} = 121,8 \text{ (A)};$$

$$I_{розр501-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{11}{1} = 11,5 \text{ (A)};$$

$$I_{розр503-502} = 1.05 \cdot 11 \cdot \frac{22}{1} = 23,1 \text{ (A)};$$

$$I_{розр502-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{96}{1} = 100,8 \text{ (A)};$$

$$I_{розр13-504} = 1.05 \cdot 11 \cdot \frac{83}{1} = 87,1 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень  $T_{нб} = 5400$  (год). Отже  $\alpha_T = 1$ , оскільки  $4000 < T_{нб} < 6000$  годин.

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

| ЛЕП     | P, МВт | $I_{розр}$ , А | $I_E$ , А | Марка проводу |
|---------|--------|----------------|-----------|---------------|
| 11-501  | 18,21  | 121,8          | 400       | АС-240/39     |
| 501-503 | 0,71   | 11,5           | 400       | АС-240/39     |
| 503-502 | 4,1    | 23,1           | 400       | АС-240/39     |
| 502-504 | 16,90  | 108,8          | 400       | АС-240/39     |



|        |       |      |     |           |
|--------|-------|------|-----|-----------|
| 13-504 | 14,45 | 87,1 | 400 | АС-240/39 |
|--------|-------|------|-----|-----------|

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39,. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» післяаварійного режиму, з можливими виходом з ладу однієї з ліній 11-501, а також пошкодження найбільш завантажених віток 502-504 та 13-504, а також живлячої лінії 14-504. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС 240/39.

Таблиця 4.3 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

| ЛЕП / Аварії на ЛЕП | 11-501 | 503-502 | 502-504 | 13-504 | $I_{па,мах}, A$ | $I_{доп}, A$ | Марка проводу |
|---------------------|--------|---------|---------|--------|-----------------|--------------|---------------|
| Струми              | A      | A       | A       | A      | A               | A            |               |
| 11-501              | 0      | 139     | 217     | 205    | 205             | 605          | АС-240/39     |
| 13-504              | 201    | 65      | 14      | 0      | 201             | 605          | АС-240/39     |
| 504-502             | 214    | 78      | 0       | 13     | 214             | 605          | АС-240/39     |

Після порівняння отриманих значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимими, було прийняте рішення використати провід АС-240/39 для контуру 11-501-503-502-504-12 тому, що максимальний і післяаварійний струм задовольняє вимогам нормативних документів.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Значну частину у вартості підстанції складає



вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

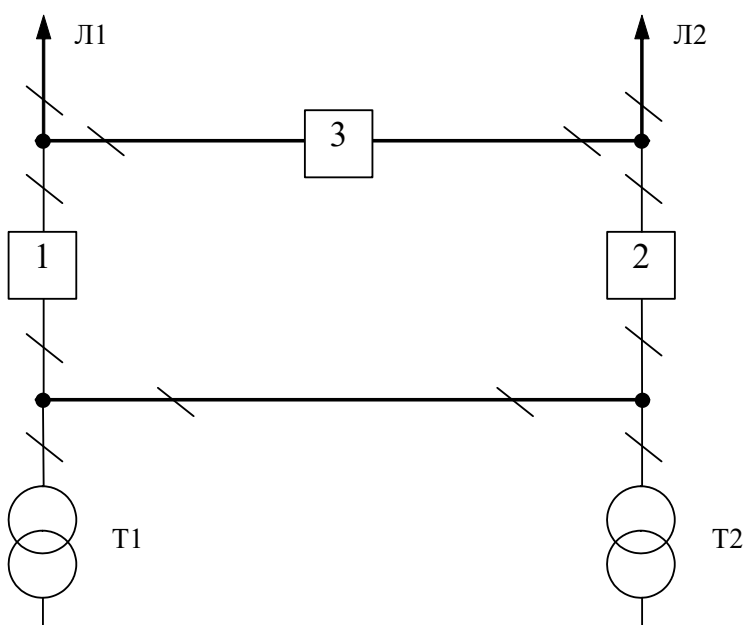


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504.

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Сорока (вузол 11) пропонується здійснити реконструкцію теперішньої схеми: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження,

варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформатора і ремонтною перемичкою з боку трансформатора (рис 5.2).

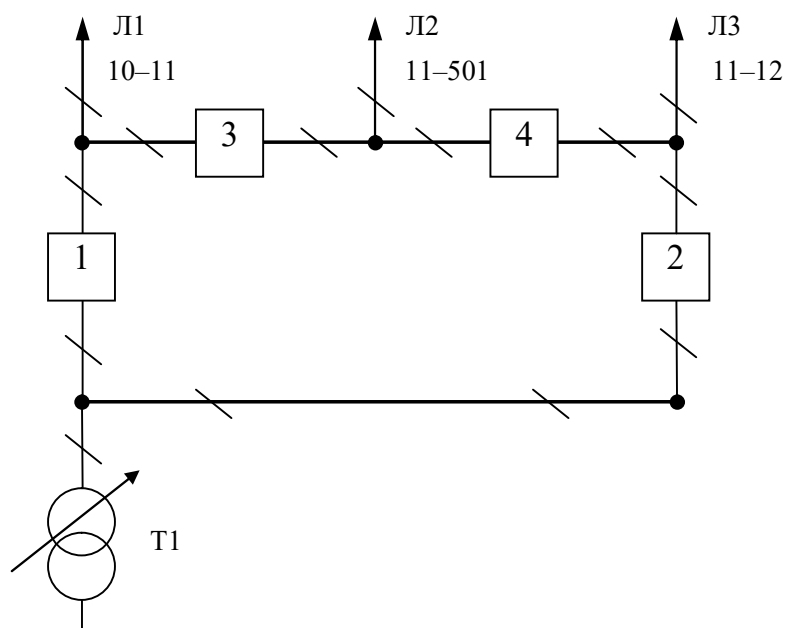


Рисунок 5.2– Схема вузлової підстанції (вузол 11) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

Для високовольтного розподільчого пристрою на підстанції Гайсин (вузол 13) потрібно провести розширення дійсної схеми на розширений місток з вимикачами в колах трансформатора і ремонтною перемичкою з боку трансформатора

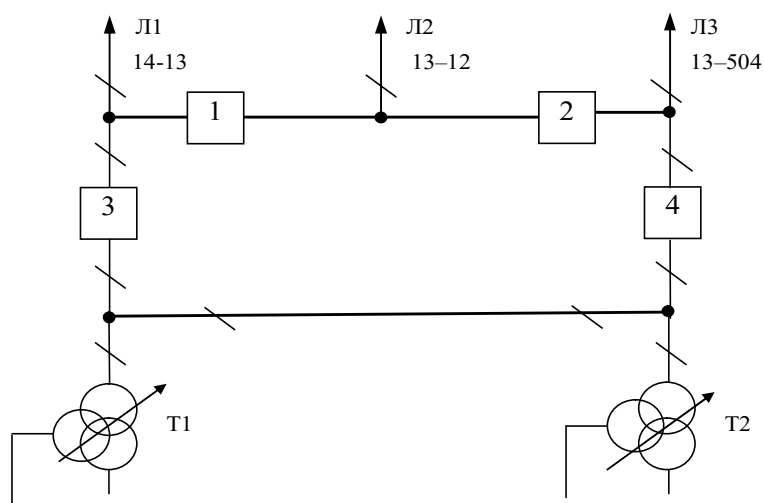


Рисунок 5.3 – Схема вузлової підстанції (вузол 13)

### 5.3 Оцінювання надійності схеми розподільного пристрою сонячної електростанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП,  $\omega_i$  (1/рік), час поновлення вимикачів  $T_B$  (год.), періодичність  $m$  (1/рік), та тривалість планових ремонтів  $T_{\Pi}$  (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_P$  (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для схеми вузлової підстанції (пункт 12) (рис.5.4).

Розрахунок ведеться по формі таблиці рис. 5.4, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП –  $K_j$ , які в даному випадку знаходяться як  $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$  (відн.од.).

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (5.1)$$

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.



У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0 = 1 - 8 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.863.$$

Для кожного сполучення  $i, j$  оцінюється наслідки відмов  $i$ -го елемента у  $j$ -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ . Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0.024 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/рік.}$$

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

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{П1}), \quad (5.2)$$

де  $T_{П1} = 500$  год;

$$\text{Тоді } T_{B2П1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$M(y) = y_0 \times P_i \times T_i \times \sum_j^n \omega_i \sum_j K_j \quad (5.3)$$

де  $y_0$  – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам ( $y_0 = 165$  грн./кВт·год.);  $T_{н.б.}$  – час максимальних навантажень ( $T_{н.б.} = 6100$  год).

Відповідно до (5.5) збитки від перерви електропостачання для схеми вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$\begin{aligned} Z_6 = & 2,5 \cdot 100 \cdot (1 \cdot 0,9486 \cdot 0,025 \cdot 1 + 1 \cdot 0,0171 \cdot 0,025 \cdot 4 + \\ & + 187,5 \cdot 0,0171 \cdot 0,025 \cdot 2) = 46,5 \text{ (тис. грн.)} \end{aligned}$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є незначним.



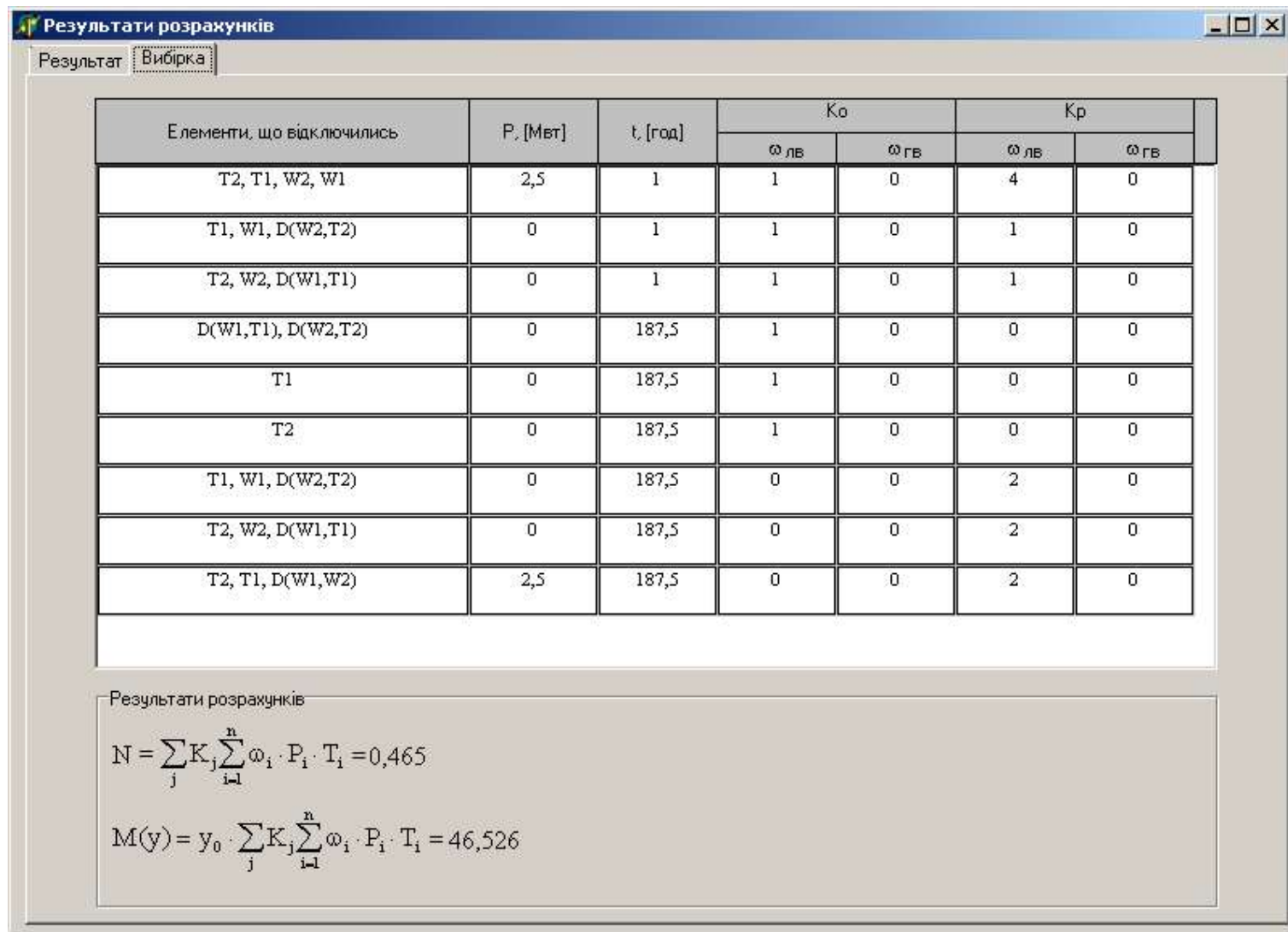


Рисунок 5.5 – Результати оцінювання надійності РП 110 кВ підстанції 504



## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 501,502,503,504 записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (6.1)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 34,79 + 0,05 \cdot 34,79 = 33,05 \text{ (МВт)},$$

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 лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від  $\sum P_{\text{ні}}$ ;

$K = 0.9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

де  $\cos \varphi_{\Gamma} = 0,95$  – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячої підстанції виходячи з економічності експлуатації.

$$S_{\Gamma} = \frac{33,05}{0,95} = 34,79 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_r = \sqrt{34,79^2 - 33,05^2} = 10,865 \text{ (МВАр)}.$$

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i}; \quad (6.4)$$

$$Q_{\text{СП}} = 17,594 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}}; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 17,594 = 1,75 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{\text{ЛЕП}}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 8–304.

$$Q_{\text{ЛЕП1-501}} = 106,4^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 9,1) = 0,294 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,294 + 0,294 + 0,158 + 0,294 + 0,316 = 1,356 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} - Q_{\Gamma} - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 17,594 + 1,75 - 10,865 - 1,356 = 7,119 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 17,594 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,865 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-7200-450 УЗ на 7,2 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 503.



## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

### 7.1 Виконання розрахунків усталених режимів

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку “Аналіз схеми” головного вікна програми. При цьому на екран виводиться вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

## 7.2 Аналіз результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку В.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9% від потужності генерації.

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках В та Г.

## 7.3 Регулювання напруги на шинах споживальних підстанцій

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 7.1):

Таблиця 7.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

| Номер вузла<br>за схемою | Напруга вузла навантаження, кВ |                      |                         |
|--------------------------|--------------------------------|----------------------|-------------------------|
|                          | Максимальний<br>режим          | Мінімальний<br>режим | Післяаварійний<br>режим |
| 501                      | 107,24                         | 103,87               | 110,66                  |
| 502                      | 107,3                          | 103,82               | 111,23                  |
| 503                      | 107,27                         | 103,84               | 111,48                  |
| 504                      | 107,6                          | 104,3                | 112,31                  |

Таблиця 7.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ.

| Номер вузла<br>за схемою | Напруга вузла навантаження, кВ |                      |                         |
|--------------------------|--------------------------------|----------------------|-------------------------|
|                          | Максимальний<br>режим          | Мінімальний<br>режим | Післяаварійний<br>режим |
| 501                      | 9,78                           | 9,44                 | 10,12                   |
| 502                      | 9,76                           | 9,41                 | 10,19                   |
| 503                      | 11,79                          | 9,79                 | 12,15                   |
| 504                      | 10,79                          | 10,46                | 11,26                   |

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень.



Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (7.1)$$

де  $\Delta U'_{\text{T}}$  – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

де  $U_{\text{ВН}}$  – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі;  $P_{\text{Н}}$ ,  $Q_{\text{Н}}$  – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги  $U_{\text{ННб}}$  (приймаємо  $U_{\text{ННб}}$  рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (7.3)$$

Далі визначається дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 11 кВ, і межі регулювання  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{\text{Tд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{тд}$  за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 301.

$$\Delta U_{T501} = \frac{(18,89 \cdot 4,38 + 6,01 \cdot 86,7)}{107,23} = 5,63 \text{ кВ.}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T501} = \frac{107,24 - 5,63}{10,5} = 9,67$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T501д} = 9.67$ , що відповідає восьмій відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (7.1).

$$U_{НН501д} = \frac{107,24 - 5,63}{9,67} = 10,507 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

|           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |       |       |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| №<br>ВІДП | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10     | 11     | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    |
| $K_{T6}$  | 11,709 | 11,552 | 11,395 | 11,239 | 11,082 | 10,925 | 10,768 | 10,611 | 10,455 | 10,298 | 10,141 | 9,984 | 9,827 | 9,670 | 9,514 | 9,357 | 9,200 |

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

| Номер підстанції на схемі | Втрати напруги в трансформаторах, кВ | Бажаний коефіцієнт трансформації | Дійсна напруга на шинах НН, кВ | Номер відпайки | Дійсний коефіцієнт трансформації | Обернений коефіцієнт трансформації |
|---------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------------------------|------------------------------------|
| 501                       | 5,63                                 | 9,67                             | 10,55                          | 14             | 10,50                            | 0,094                              |
| 502                       | 6,02                                 | 9,67                             | 10,51                          | 14             | 10,47                            | 0,097                              |
| 503                       | 9,5                                  | 11,239                           | 10,55                          | 4              | 10,39                            | 0,097                              |
| 504                       | 0,49                                 | 10,298                           | 10,67                          | 10             | 10,49                            | 0,097                              |

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504. Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.



## 8 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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2}, \quad (8.1)$$

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;  $E = E_{ан} = 0.16$  – 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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (8.2)$$

де  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 1,65$  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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (8.3)$$

де  $K_t$  – капітальні вкладення, тис.грн.;  $c$  – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;  $\Delta W_t$  – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left( \frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (8.4)$$

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 (6100 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (8.5)$$

де  $K_{П/СТ}$  – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;  $K_{ЛЕП}$  – 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: 8-304, 304-303, 12-302;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 302, 303, 304;
- розвиток відгалужувальної підстанції пунктів 8 та 12.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 10-301 та 301-303;
- спорудження підстанції 110/10 кВ у пункті 301.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 1.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 242926,711 тис. грн. розрахунок показаний у табл. В.1– В.5 (Додаток В).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 98052,093 тис. грн. Розрахунок показаний у табл. Д.1– Д.2 (Додаток Д).

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (8.6)$$

де  $C_{\text{T}}$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 21,6 + 2072,336 \cdot 9,6 = 51107,916 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1415,069 \cdot 23,2 = 33525,601 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 191818,795 + 51107,916 = 242926,711 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 70625,658 + 33525,601 = 104151,259 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{п}} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

де  $B_{\text{л}}$  – 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:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{лп}} + \Delta W_{\text{тп}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{л}}\%)/100; \quad (8.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:



$$V_{\Pi} = (K_{\Pi/CT} \cdot P_{\Pi\%})/100; \quad (8.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$V_{\Pi 1} = (51107,916 \cdot 0,3)/100 = 153,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (33525,601 \cdot 0,3)/100 = 100,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 1} = (191818,795 \cdot 3)/100 = 5754,6 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (64526,492 \cdot 3)/100 = 2118,8 \text{ (тис.грн.)}.$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

| Рік будівництва | Побудовані та реконструйовані об'єкти                 | Втрати в ЛЕП, кВт | Втрати в трансформаторах, кВт | Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год |
|-----------------|---|-------------------|-------------------------------|--|
| 1               | ЛЕП:8–304,304-303,12-302<br>П/ст:8, 304, 303, 12, 302 | 104               | 108                           | 2108                                       |
| 2               | ЛЕП:10–301,301–303<br>П/ст:10, 301                    | 125               | 127                           | 2494                                       |

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$V_1 = 153,3 + 2277,7 + 2108 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5911,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 100,6 + 2118,8 + 2494,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2223,5 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (12,84 + 5,9 + 12,63) \cdot 6100 = 191357 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{2(\text{СЕС})} = 6,2 \cdot 1100 = 6820 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 191357 - 5911,4 = 31997,3 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 5,2 \cdot 0,12 \cdot 6820,0 - 2223,5 = 2032,2 \text{ тис.грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = \frac{31977,3 / (1 + 0.16) + 2032,2 / (1 + 0.16)^2}{242926,711 / (1 + 0.16) + 104151,259 / (1 + 0.16)^2} = 0,097$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат (оскільки  $E_a$  більша за банківський відсоток по довгостроковим вкладам).

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,097 = 10,2 \text{ роки}.$$

## 9. ОСОБЛИВОСТІ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ В УМОВАХ ЗРОСТАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ

### 9.1. Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на режим роботи розподільних електричних мереж

Розосередженими джерелами електроенергії (РДЕ) є ті об'єкти, які знаходяться поблизу кінцевого споживача, незалежно від того хто є їх власником (див. рис. 9.1). РДЕ не є новим для України і країн світу. На початку виникнення електроенергетики практично всі джерела енергії для освітлення, приводу розташовувались поблизу центрів споживання. Але, в подальшому, розвиток технології традиційних паротурбінних агрегатів теплових і атомних електростанцій зумовив появу електричних станцій потужністю в сотні і тисячі мегаватт, в основному розташовуваних поблизу первинних енергоносіїв і як, правило, на великій відстані від промислових центрів та населених пунктів.

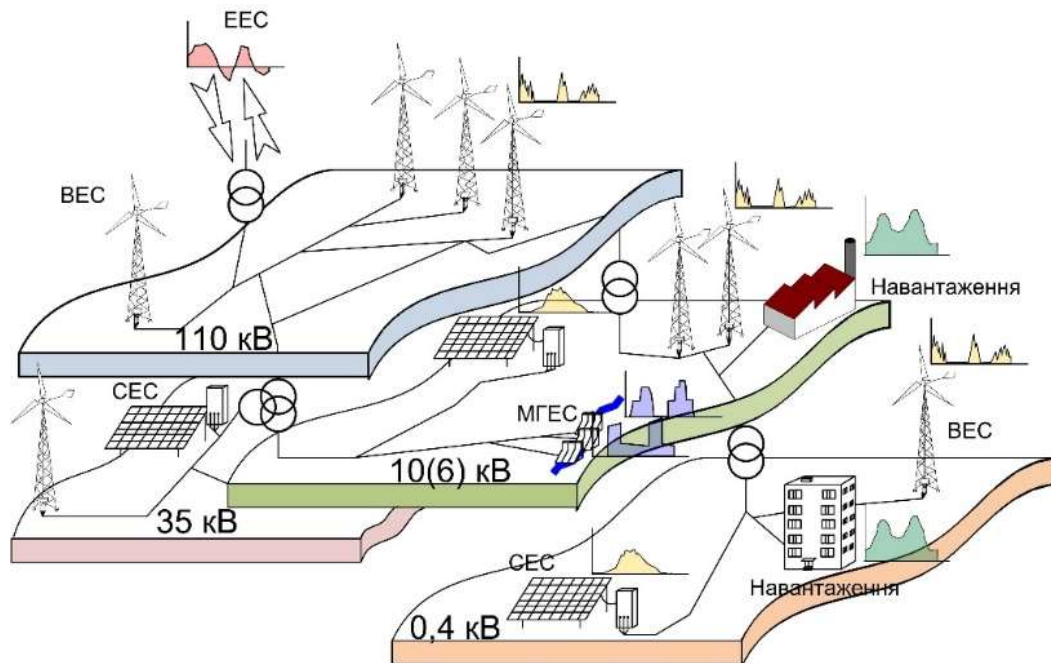


Рисунок 9.1 – Схематичне зображення сучасних розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням

На даний час основною складовою РДЕ є відновлювані джерела електричної енергії. Останнім часом впровадження РДЕ в енергосистеми є

основним напрямком розвитку електроенергетики як України так і інших країн світу [5 – 9, 11, 20]. Причинами цього є зниження негативного впливу на оточуюче середовище, покращення показників якості електричної енергії та мінімізація її втрат.

Особливістю відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), найбільш розповсюджених РДЕ, є їх нестабільність зумовлена залежністю від природних умов. Так вітрові електричні станції (ВЕС) та сонячні електростанції (СЕС) не завжди можуть забезпечити задовільну підтримку системи електропостачання. На рис. 9.2 показано характерний добовий графік навантаження та характерний графік генерації СЕС, ВЕС та МГЕС. З графіків видно, що забезпечення споживачів електричною енергією відновлюваними джерелами енергії без достатнього рівня резерву традиційними джерелами електричної енергії не можливе.

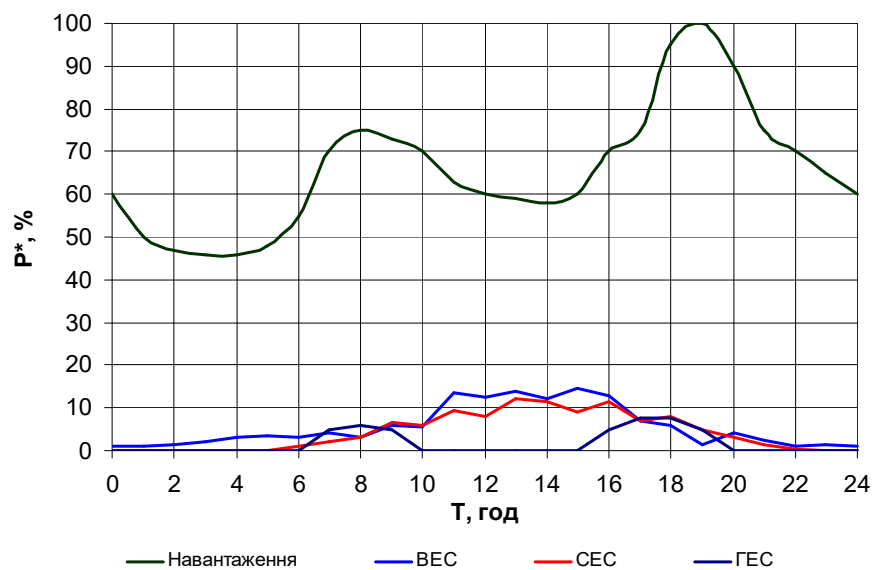


Рисунок 9.2 – Графік роботи ВДЕ в розподільній електричній мережі



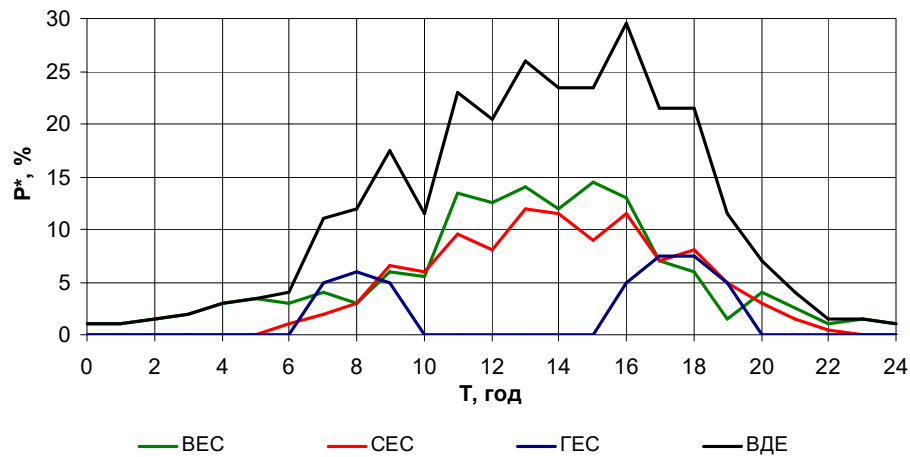


Рисунок 9.3 – Сумарний добовий графік роботи ВДЕ

Розподільні електричні мережі (РЕМ), є системами магістрально-радіального типу, які застосовуються в сільських і приміських районах. Вони призначені для роботи без будь-яких джерел генерації у розподільній системі чи безпосередньо біля навантаження. Впровадження джерел генерації в РЕМ може істотно вплинути на потік потужності (потокорозподіл) і рівень напруги у споживачів та на електрообладнання. Цей вплив може проявлятися позитивно або негативно залежно від характеристик керування розподільною системою і характеристик РДЕ. Позитивний вплив зазвичай називають "перевагою підтримки системи", він включає в себе:

- підтримку напруги та поліпшення якості електроенергії;
- зниження втрат;
- передачу та розподіл відпущеної потужності;
- відстрочку побудови нових або модернізованих інфраструктур для передачі і розподілу відпущеної потужності;
- покращення надійності системи.

Досягнути перерахованого вище на практиці набагато складніше. РДЕ повинні бути надійними, диспетчеризованими (керованими), відповідної потужності і встановленими в потрібних місцях. Оскільки основна частина РДЕ є нестабільними джерелами енергії, такі як сонячні і вітрові, то немає ніякої гарантії, що ці умови будуть задоволені, і що перераховані переваги будуть реалізовані.

Виконаємо аналіз впливу РДЕ на якість електричної енергії та втрати активної потужності.

#### *Відхилення напруги.*

Радіальні системи розподілу, як правило, регулюються за допомогою трансформаторів з РПН на підстанціях, додаткових лінійних регуляторів на фідерах та підключення конденсаційних установок [21]. Завдяки застосуванню перерахованих засобів, як правило, відхилення напруги підтримується в межах відповідних діапазонів, зазначених в стандарті [22]. Практика регулювання напруги заснована на радіальних потоках потужності від підстанції до споживачів дещо втрачає ефективність під час впровадження РДЕ, які вводять "додаткові" потоки потужності, які впливають на ефективність стандартної практики регулювання напруги.

Наприклад, якщо джерело РДЕ підключається безпосередньо за регулятором напруги або трансформатором, який використовується для компенсації втрат в лінії, то пристрої регулювання, особливо коли вони підтримують зустрічний закон регулювання напруги, не зможуть врахувати потреби фідера. При цьому напруга на фідері знижується особливо у хвості фідера. В цьому випадку напруга зменшується, тому що РДЕ знижує навантаження на лінійному регуляторі.

РДЕ можуть призводити як до підвищення напруги у деяких споживачах електроенергії так і до зниження. Наприклад, невелике, за встановленою потужністю, джерело розосередженого генерування, що підключене до спільного трансформатора з декількома іншими споживачами може підняти напругу на вторинній стороні трансформатора, що призведе до підвищення напруги цих споживачів (див. рис. 9.4). Це може статися, якщо розподільний трансформатор, що живить цих клієнтів знаходиться в точці на фідері, де первинна напруга є в межах або вища верхньої межі нормативу. Зумовлена ця ситуація потоками потужності направлені на зустріч основному потоку.

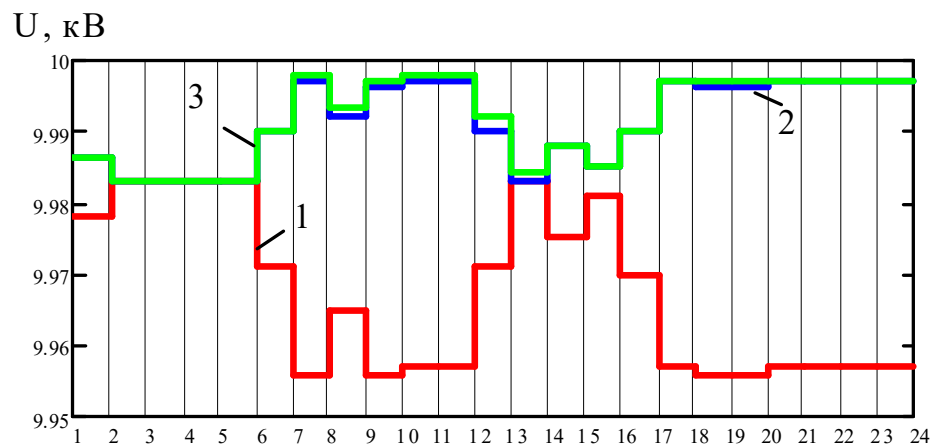


Рисунок 9.4 – Зміни рівнів напруги у вузлі навантаження

1 – відхилення напруги у вузлі навантаження без РДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для максимального навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для мінімального навантаження

Розглянуті приклади показують, що випадки високої і низької напруги зумовлені відсутністю розрахунків впливу РДЕ на потоки потужності в електричній мережі. Тому має проводитись аналіз впливу джерел розподіленого генерування в кожному випадку приєднання їх до електричної мережі, для запобігання погіршення якості напруги в електричній мережі.

Провести необхідний аналіз під'єднання РДЕ до електричної мережі можливо лише при наявності відповідного програмного забезпечення, яке здатне аналізувати кілька джерел у розподільній електричній системі і роботу регуляторів напруги. Для аналізу впливу на відхилення напруги повинні бути враховані такі фактори як потужність джерела та точка його під'єднання.

Практично у всіх випадках вплив на відхилення напруги фідера буде незначним для будь-якого окремого джерела розосередженого генерування потужністю  $<10$ кВт. Однак, коли сумарна потужність декількох невеликих джерел є значним, або коли потужність одного джерела достатньо велика, то дослідження регулювання напруги є необхідним, щоб переконатися, що напруга фідера буде підтримуватися у відповідних межах.

#### *Рівні вищих гармонік напруги.*

В більшості своїй джерела розподіленого генерування є джерелами вищих гармонік в розподільну електричну мережу. Зумовлено це або конструктивними особливостями, або використанням систем керування на

основі тиристорних перетворювачів. Гармонійний склад і величина спотворень залежить від технології силового перетворювача та схеми взаємозв'язків [23]. Останні розробки в цій області, наскільки технічно можливо, дозволяють констатувати мінімальний внесок вищих гармонік в електричну мережу. Ці нові перетворювачі, здатні генерувати майже ідеальну синусоїду, яка, як правило, задовольняє вимоги стандарту IEEE 519-1992.

Оберткові генератори, такі як синхронні генератори є також джерелами вищих гармонік. В залежності від конструкції обмотки генератора (крок витків), не лінійності осердя, заземлення та інших факторів, існує можливість виникнення значного рівня гармонік. Гармоніки кратні трьом є найбільш поширеними. Синхронні генератори часто проектується з кроком обмотки  $2/3$ , так як це зменшує рівень гармонік кратних трьом, ніж з іншим кроком. Однак машини з кроком  $2/3$  мають менший опір на третій гармоніці, що призводить до протікання більших гармонійних струмів від інших джерел, що працюють паралельно з ним.

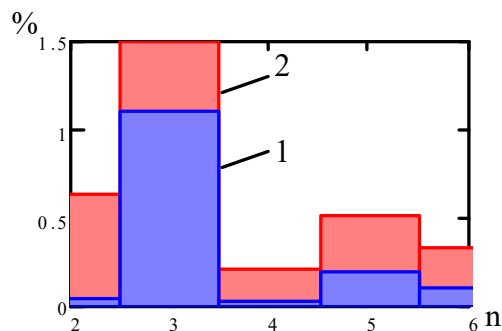


Рисунок 9.5 – Зміна рівня гармонік напруги в мережі

1 – до впровадження сонячної електростанції; 2 – після впровадження сонячної електростанції;

В більшості випадків, через не ідеальність синусоїди напруги і струму в існуючій мережі, навіть незначна ін'єкція вищих гармонік в мережу може призводити до негативних наслідків. Так відповідно до рис. 6.5 гармонійний склад напруги знаходиться в межах стандарту, хоча відомі випадки перевищення вимог стандарту, резонанси з конденсаторними батареями тощо.

*Втрати активної потужності.*



Розподілена генерація також буде впливати на втрати активної потужності у фідері. РДЕ можуть бути розміщені в оптимальних місцях, де вони забезпечують максимальне зниження втрат електричної енергії у фідері. Розміщення джерел РГ для мінімізації втрат подібне до розташування статичних конденсаторів для зниження втрат. Різниця лише в тому, що РДЕ впливатимуть як на активні так і реактивні потоки потужності. В основному джерела розподіленої генерації працює з коефіцієнтом потужності в межах від 0,85 до 1,0.

Як зазначалось, для аналізу потоків потужності в електричній мережі з РДЕ необхідне відповідне програмне забезпечення, яке дозволило б моделювати вплив на втрати активної потужності в системі. Оскільки, як показує практика впровадження РДЕ, навіть потужністю порядку 10-20% від попиту фідера може мати значний вплив на зниження втрат в мережі. Хоча, більшість джерел розташовані без визначення оптимального місця приєднання, але подальший розвиток РДЕ просто не можливий без врахування зазначених факторів.

## 9.2 Моделювання вплив ВДЕ на якість електричної енергії

Як зазначалось вплив ВДЕ на якість електричної енергії неоднозначний. Дослідження, за якими можна було б однозначно визначити рівень впливу, не проводились. Фірми, які спеціалізуються на експлуатації, наприклад, сонячні електричні станції (СЕС), запевняють, що вплив, якщо він має місце, мінімальний оскільки все обладнання сертифіковане. Тому, використовуючи засоби Matlab 7.1.1, було проведено моделювання автономної та паралельної роботи інвертра, яким комплектуються сонячні батареї з модулями MSW12060-12 максимальною потужністю модуля 120Вт і габаритними розмірами 1,411×0,691 м та вплив вітрових електричних станцій (ВЕС) з асинхронними генераторами на напругу в мережі під час пуску.

Використовуючи засоби SimPowerSystems було побудовано відповідні

моделі СЕС та ВЕС (вигляд моделей подано в додатку). За мету ставилось проаналізувати сигнал на виході інвертора без його фільтрації при автономній роботі на активне та активно індуктивне навантаження.

Картину зміни вихідного сигналу показано на рисунку 9.6 для активного навантаження та на рисунку 9.7 для активно-індуктивного (зміна струму фази А). Аналіз гармонічного складу отриманих вихідних сигналів, показаний на рисунках 9.8 та 9.9, свідчить про суттєве відхилення від норм якості електричної енергії. Тобто робота інвертора без спеціальної системи фільтрації не допустима навіть в автономному режимі.

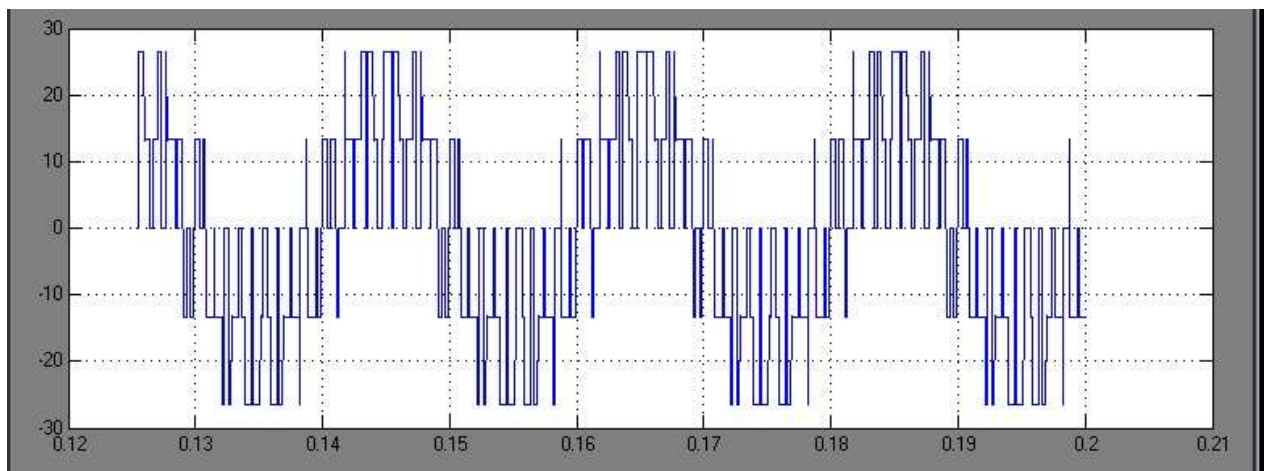


Рисунок 9.6 – Зміна струму на виході інвертора для активного навантаження

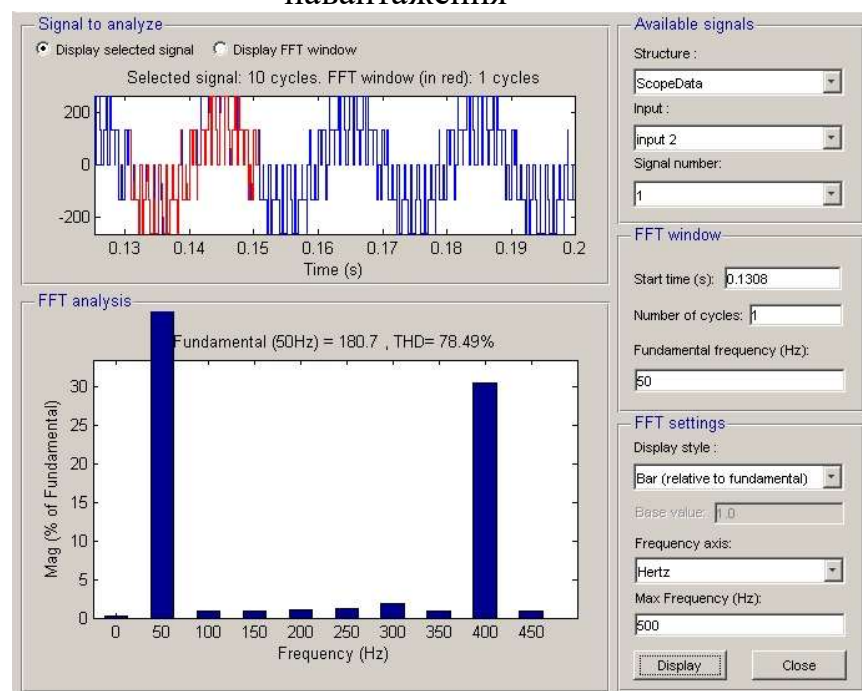


Рисунок 9.7 – Аналіз спектру гармонік

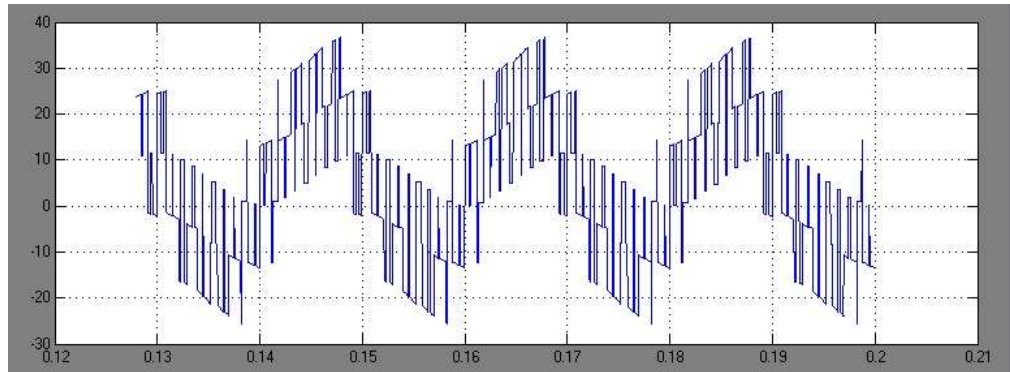


Рисунок 9.8 – Зміна стуму на виході інвертора для індуктивного навантаження

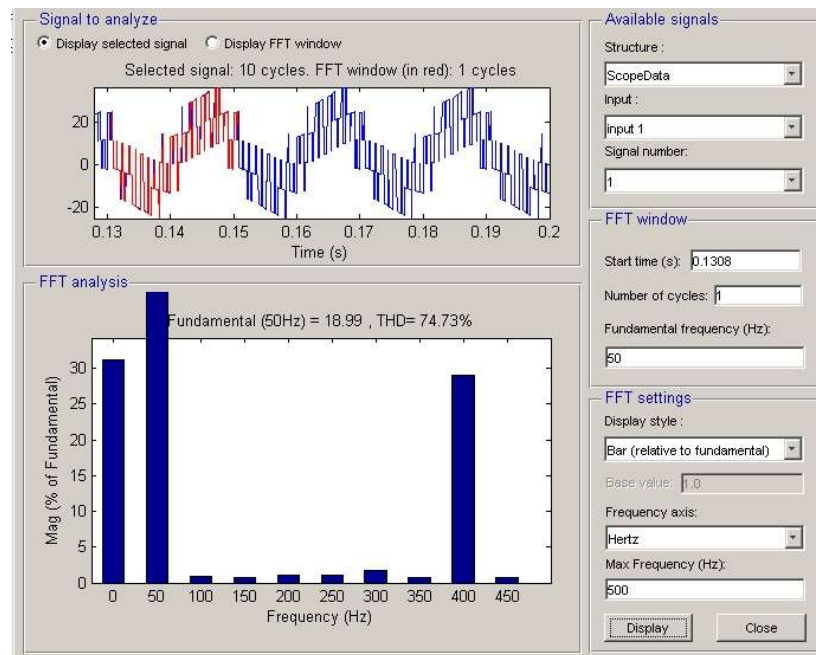


Рисунок 9.9 – Аналіз спектру гармонік

Моделювання з врахуванням фільтрувальних пристроїв показує покращення спектрального складу сигналу (рис. 9.10 та рис. 9.11). Фільтри підібрані так щоб отримати максимально допустиме значення несинусоїдності відповідно до ГОСТ – 13109-97. Це зроблено з метою аналізу взаємовпливу СЕС та розподільної електричної мережі.

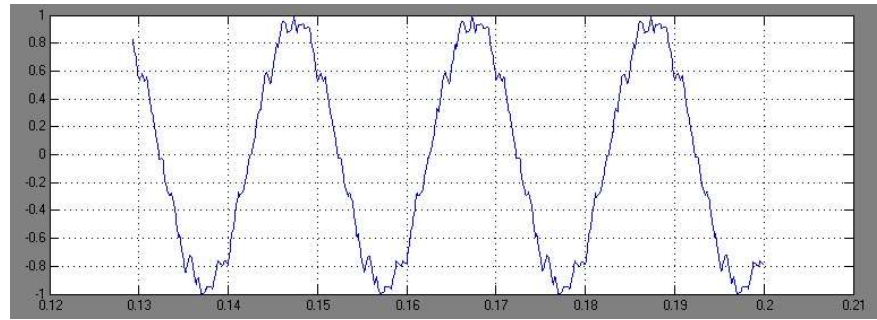


Рисунок 9.10 – Зміна напруги на виході інвертора для активного навантаження після фільтрації

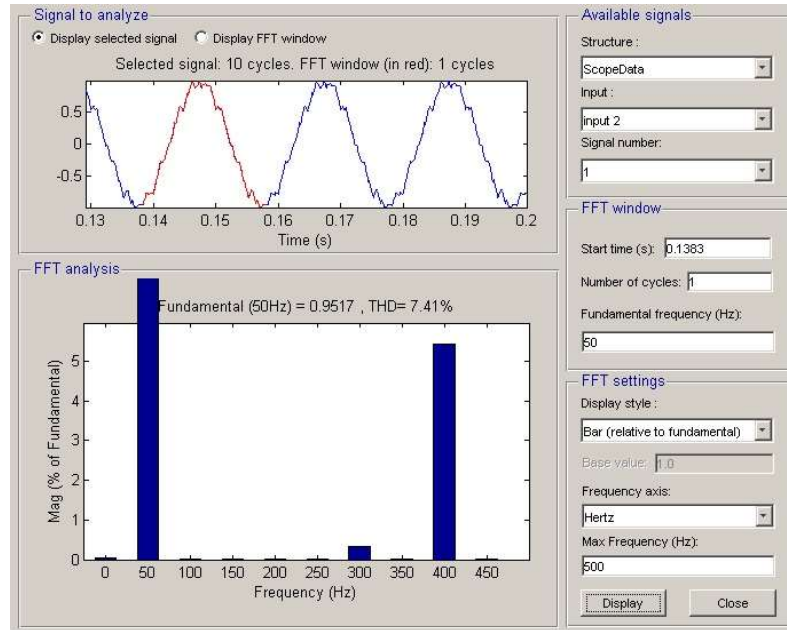


Рисунок 9.11 – Аналіз спектру гармонік

Отже якщо прийняти, що в мережі ідеально симетрична напруга, то під час підключення СЕС з сигналом на виході відповідно рисунку 9.10 напруга в мережі буде спотворюватись (рис. 9.12).

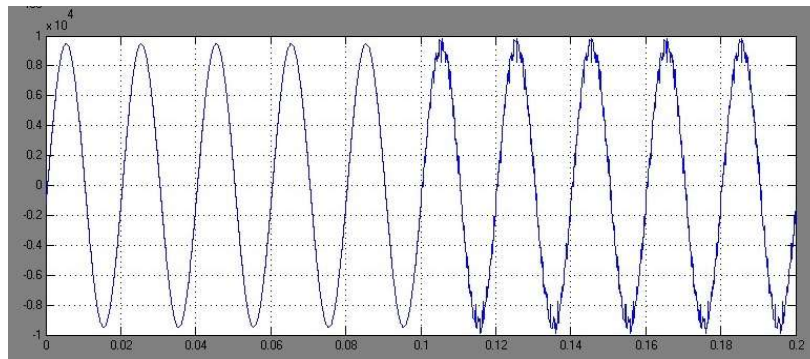


Рисунок 7.12 – Зміна напруги в мережі під час синхронізації з системою

Спектральний аналіз (рис. 7.13) дозволяє констатувати загальне



покращення якості електричної енергії порівняно з аналізом показаним на рисунку 9.10. Отже можна зазначити, що має місце взаємовплив СЕС та системи за якістю електричної енергії. Параметри якості електричної енергії можуть змінюватись як вкращу сторону так і в гіршу.

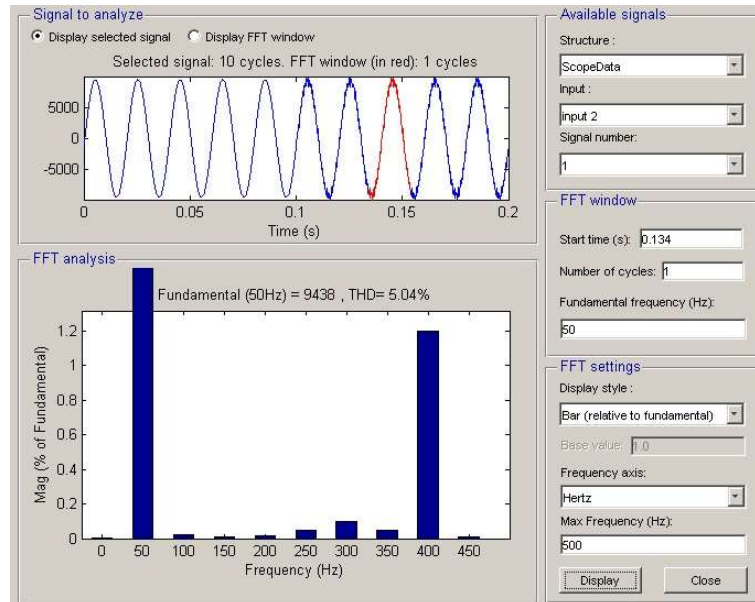


Рисунок 9.13 – Аналіз спектру гармонік

Результати моделювання пуску і підключення до мережі ВЕС з асинхронними генераторами (рис. 9.12) показують значний вплив на коливання напруги в мережі.

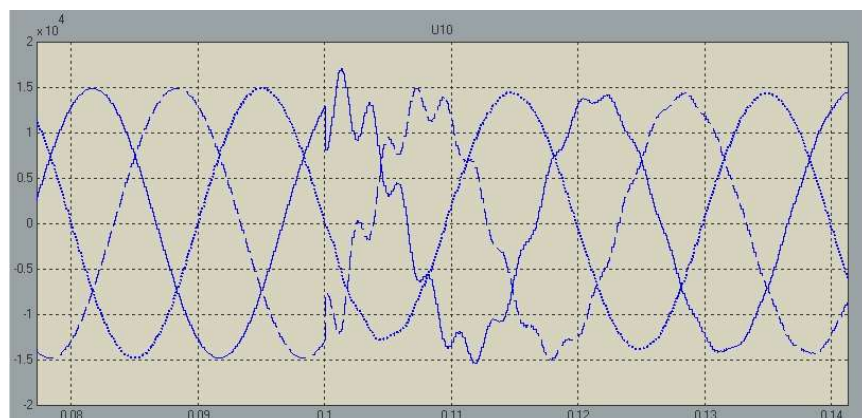


Рисунок 9.14 – Зміна напруги в мережі під час підключення ВЕС

Отже, якщо окремо на виході ВДЕ і в мережі вимоги з якості забезпечені, то не факт що під час їх паралельної роботи вимоги ГОСТу будуть забезпечені.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією електричних мереж 110 кВ

На лініях 110 кВ виконується низка робіт, таких як: будівництво, реконструкція ЛЕП, прокладення, заміна проводу тощо.

Відповідно до цих робіт можна перелічити небезпечні та шкідливі фактори, які виникають при цьому.

1.1. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні;
- психофізіологічні.

1.1.1. Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготовлі, матеріали;
- підвищена чи знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини;
- підвищений рівень статичної електрики;
- підвищена напруженість електричного поля;
- гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання [14].

10.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле

10.2.1 Період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним чи фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичний знос пристрою не повинен бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його

відновлення ухвалюється на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у віданні яких знаходяться пристрої РЗА або ПА.

У термін служби пристрою, починаючи з перевірки при новому включенні, входять, як правило, кілька міжремонтних періодів, кожен з яких може бути розбитий на характерні з точки зору надійності етапи: період опрацювання, період нормальної експлуатації та період зносу.

Встановлюються такі види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА:

- перевірка при новому включенні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль, профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- випробування;
- технічний огляд.

Крім того, в процесі експлуатації можуть проводитися такі види позапланового технічного обслуговування:

- позачергова перевірка;
- післяаварійна перевірка [15].

10.2.2 Перевірки при новому включенні пристроїв РЗА та ПА, у тому числі вторинних ланцюгів, вимірювальних трансформаторів та елементів приводу комутаційних апаратів, що належать до пристроїв РЗА та ПА, проводяться:

- Перед включенням знову змонтованих пристроїв;
- після реконструкції діючих пристроїв, пов'язаної з встановленням нової додаткової апаратури, переробкою апаратури, що знаходиться в роботі, або після монтажу нових вторинних ланцюгів.

Якщо перевірка при новому включенні проводилася сторонньою організацією налагодження, включення нових і реконструйованих пристроїв без приймання їх службою РЗА забороняється.

10.2.3 Завданням технічного обслуговування в період приробітку з урахуванням особливостей релейного захисту та протиаварійної автоматики є найбільш швидке виявлення припрацьованих відмов та запобігання відмовам функціонування з цієї причини.

Для пристроїв РЗА та ПА приробіткові відмови найбільш характерні у початковий період експлуатації. У решту міжремонтних періодів вони виникають значно рідше.

Період приробітку пристрою релейного захисту та протиаварійної автоматики починається з проведення налагоджувальних робіт перед включенням пристрою в експлуатацію, які при ретельному їх виконанні забезпечують виявлення та усунення більшої частини відмов.

Однак навіть найретельніше налагодження не може гарантувати усунення всіх відмов приробітку. Завжди є ймовірність, що якийсь із дефектів не буде виявлено або з'явиться після налагодження. Крім того, при налагодженні можуть не виявитися приховані дефекти елементів, які виявляться через деякий час після введення пристрою в експлуатацію. До них можуть бути віднесені, наприклад, ослаблена міжвиткова ізоляція обмоток реле і трансформаторів, наявність надломів у дротяних опорах, приховані дефекти радіоелектронної апаратури.

Таким чином, із закінченням налагоджувальних робіт та введенням пристрою в експлуатацію період приробітку не може вважатися закінченим. Необхідно проведення через деякий час після налагодження ще однієї перевірки, після якої з досить великою ймовірністю вважатимуться, що приробіткові відмови виявлені та усунені. Таку перевірку названо першим профілактичним контролем. Термін проведення цього контролю визначається переважно двома суперечливими чинниками.



З одного боку необхідно деякий час для прояву прихованих дефектів і, отже, чим більший цей час, тим вірогідніше їхній прояв. З іншого - зі збільшенням інтервалу між включенням пристрою в експлуатацію та першим профілактичним контролем збільшується ймовірність неправильної роботи пристрою.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній елементній базі, що мають вбудовані засоби ручного тестового контролю, до першого профілактичного контролю проводиться тестовий контроль.

10.2.4 Завданням технічного обслуговування в період зношування є своєчасне профілактичне відновлення або заміна зношених елементів пристрою з тим, щоб запобігти різкому зростанню параметра потоку відмов. Відповідний вид технічного обслуговування з урахуванням ремонтпридатності переважної більшості елементів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики названо профілактичним відновленням.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою визначається періодичністю відновлення його елементів, що у свою чергу визначається ресурсом цих елементів. Ресурс різних елементів неоднаковий. Однак, враховуючи специфіку умов експлуатації пристроїв РЗА і ПА, доводиться поєднувати терміни профілактичних відновлення різних елементів, схильних до різних процесів старіння.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою РЗА та ПА доцільно визначати ресурсом більшої частини апаратури та елементів цього пристрою.

Для швидкозношуваних реле (мають малий ресурс або велику швидкість вироблення ресурсу) відновлення проводиться також і при проведенні чергового профілактичного контролю.

10.2.5 Завданням технічного обслуговування період нормальної експлуатації, тобто. між двома відновленнями, є виявлення та усунення

раптових відмов з метою запобігання переходу цих відмов у відмови функціонування. Відповідні види технічного обслуговування називаються профілактичним контролем та тестовим контролем.

Профілактичний контроль полягає у перевірці працездатності всього пристрою РЗА та ПА.

Тестовий контроль як додатковий вид технічного обслуговування застосовується для пристроїв на мікроелектронній базі, що мають відповідні інтегровані засоби. Під час тестового контролю здійснюється перевірка працездатності частини пристрою.

Періодичність профілактичного та тестового контролю визначається низкою факторів:

- параметром потоку відмов;
- середнім числом вимог спрацьовування в одиницю часу;
- шкодою від відмови функціонування пристрою РЗА та ПА;
- витратами на проведення профілактичного контролю;
- ймовірністю помилок персоналу у процесі проведення профілактичного контролю.

10.2.6 При частковій зміні схем або реконструкції пристроїв РЗА та ПА при відновленні ланцюгів, порушених у зв'язку з ремонтом основного обладнання, при необхідності зміни уставок, характеристик реле та пристроїв та режиму роботи ПА проводяться позачергові перевірки.

Післяаварійні перевірки проводяться для з'ясування причин відмови функціонування або неясних дій пристроїв РЗА та ПА.

Обсяг та програма післяаварійної перевірки пристроїв системного призначення повинні затверджуватись на рівні енергосистеми.

Періодично повинні проводитися зовнішні технічні огляди апаратури та вторинних ланцюгів, перевірка положення перемикаючих пристроїв, випробувальних блоків та ключів [16].

Розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів. В-4

Початкові дані

1. Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху.
2. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напряга мережі  $U = 380$  В.
3. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі  $R_{П.З} = 15$  Ом. Тип додаткового штучного заземлення – кутова сталь  $45 \times 4$  мм довжиною  $l_B = 3$  м. Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0,7$  м. З'єднувальна смуга шириною  $B_C = 0,04$  м.
4. Ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона – III.

Розв'язання

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої. Згідно з ПУЕ  $R_D \leq 4$  Ом.
2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для III кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{РОЗР} = \rho_{ТАБЛ} \cdot K_C,$$

де  $\rho_{ТАБЛ} = 300$  Ом  $\cdot$  м, (табл. 3.9),

$K_C = 1,3$ , (табл. 3.10),

$$\rho_{РОЗР} = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо  $H$  – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + L_B / 2 = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м.}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = \frac{\rho_{РОЗР}}{2\pi \cdot L_B} \cdot \left( \ln \frac{2L_B}{d_{ЕКВ}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + L_B}{4H - L_B} \right);$$

$$d_{ЕКВ} = 0,045 \cdot B_K = 0,045 \cdot 1 = 0,048 \text{ м.}$$

$$R_B = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,045} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 101,6 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує  $R_D = 8 \text{ Ом}$

$$R_B = \frac{R_{П.3} \cdot R_{Ш}}{R_{П.3} + R_{Ш}}$$

$$\text{Тоді } R_{Ш} = \frac{R_D \cdot R_{П.3}}{R_{П.3} - R_D} = \frac{8 \cdot 15}{15 - 8} = 17,1 \text{ Ом.}$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при  $\eta_B = 1$

$$\eta_{Ш} = \frac{R_B}{R_{Ш} - \eta_{И}} = \frac{101,6}{17,1 - 1} = 6 \text{ шт.}$$

7. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$  з табл. 3.12. Заземлювачі розташовані по контуру;  $a/L = 1$ .  $n=6$ . Тоді  $\eta_B = 0,56$ .

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням  $\eta_B$

$$n_B = n_{OP} / \eta_B = 6 / 0,56 = 12.$$

Приймаємо  $n = 12$  шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n = 12$  шт

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n - \eta_B} = \frac{101,6}{6 \cdot 0,56} = 30,2 \text{ Ом.}$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 a n = 1,05 \cdot 3 \cdot 12 = 37,8 \text{ м.}$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_\Gamma = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi \cdot L_B} \ln \frac{2\pi \cdot L_c^2}{H_0 \cdot B_C} = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \ln \frac{2 \cdot (30,2)}{0,7 \cdot 0,04}$$

$$R_\Gamma = 2,1 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. За табл. 3.14 при  $a/l = 1$ ,  $n_B = 12$  отримуємо  $\eta_\Gamma = 0,32$ .

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_{\Gamma}$ :

$$R_{\text{РОЗР.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{2,1}{0,32} = 6,6 \text{ Ом.}$$

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах

$$R_{\text{РОЗР.Р}} = \frac{R_{\text{РОЗР.В}} \cdot R_{\text{РОЗР.}\Gamma}}{R_{\text{РОЗР.В}} + R_{\text{РОЗР.}\Gamma}} = \frac{30,2 \cdot 6,6}{30,2 + 6,6} = 5,4 \text{ Ом.}$$

15. Визначаємо загальний опір розтікання струму в штучному та природному заземлювачах

$$R_{\text{ЗАГ}} = \frac{R_{\text{П.З}} \cdot R_{\text{РОЗР.Р}}}{R_{\text{П.З}} + R_{\text{РОЗР.Р}}} = \frac{15 \cdot 5,4}{15 + 5,4} = 4 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{ЗАГ}} < R_{\text{ДОП}}$$

Отримане загальнорозрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ [17].

### 10.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

#### 10.3.1. Підготовка персоналу

1.1. Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік повинен



проходити спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах. Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

1.2. На кожному енергетичному об'єкті повинні регулярно проводитися протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

### 10.3.2. Підготовка заземлень і електрозахисних засобів

1. Енергетичні об'єкти виготовляють в необхідній кількості пристосування для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і насосів пожежних машин з гнучкого мідного голого проводу перерізом не менше 25 мм<sup>2</sup>, які забезпечуються спеціальними струбцинами для з'єднання з заземленими конструкціями (гідрантами водогінної мережі, металевими опорами повітряних ліній електропередач, обсадними трубами артезіанських свердловин тощо).

Місця приєднання до заземлених конструкцій визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів спільно з представниками гарнізону пожежної охорони, позначаються знаком заземлення та вносяться до графічної частини плану пожежогасіння.

2. Для забезпечення безпеки персоналу та пожежників, які беруть участь у гасінні пожежі електроустановок під напругою, застосовуються індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти).

3. Кількість заземлень та індивідуальних ізолюючих захисних засобів і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів з розрахунку подачі вогнегасних засобів на електроустановки, які знаходяться під напругою.

4. Випробування електрозахисних засобів виконується енергетичним об'єктом в установленому порядку.

5. Забороняється використання заземлюючих пристосувань і електрозахисних засобів для інших цілей, крім випадків пожеж або проведення спільних з пожежними підрозділами ДПО тренувань (навчань) на об'єкті.

6. Автомобілі пожежних частин, які охороняють енергооб'єкти, повинні бути укомплектовані електрозахисними засобами відповідно до чисельності бойового розрахунку, який бере участь у гасінні пожежі.

### 10.3.3. Дії при виникненні пожежі

1. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті особа, яка першою виявила займання, зобов'язана негайно повідомити начальника зміни електростанції (диспетчера або чергового підстанції, підприємства електромереж), старшого зміни та приступити до гасіння пожежі засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки.

2. Начальник зміни електростанції (диспетчер підстанції або підприємства електромережі) під час гасіння пожежі повинен забезпечити посилення охорони території об'єкта і не допускати до місця пожежі сторонніх осіб.

4. Начальник зміни електростанції (диспетчер або черговий підстанції, підприємства електромереж) про виникнення займання повинен негайно повідомити в пожежну охорону, керівництву енергооб'єкта (за спеціальним списком), а також диспетчеру енергосистеми.

5. Старший у зміні особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи її поширення, загрозу діючому електрообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі, можливість виникнення нових осередків горіння на іншому електрообладнанні, а також до прибуття пожежних підрозділів виконати такі роботи:

— особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності), а у випадку відмови задіяти її в ручному режимі;

- вжити заходів із створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів для ліквідації пожежі;

- провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, зливання мастила з мастилобаків турбогенераторів тощо);

- приступити до гасіння пожежі силами та засобами енергетичного об'єкта;

- виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає місця заземлення технічних засобів і розташування під'їзних шляхів та вододжерел;

- при необхідності вжити заходів для охолодження водою металевих ферм, колон будівлі за допомогою пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних пожежних стволів з урахуванням дотримання заходів техніки безпеки;

- проінформувати керівника гасіння пожежі (КГП) про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

6. Вимкнення або перемикання приєднань в зоні пожежі може проводитись за карткою пожежогасіння начальником зміни станції (диспетчером або черговим підстанції, підприємства електромережі) або за його розпорядженням черговим персоналом, з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера енергосистеми) після закінчення операції вимкнення.

7. До прибуття першого пожежного підрозділу обов'язки КГП виконує старший зміни енергетичного об'єкта (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер підстанції) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний в першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання ураження електричним струмом та інших видів небезпеки осіб, які знаходяться поблизу місця пожежі.

8. Старший начальник ДПО, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни енергетичного об'єкта, отримати від нього дані про обставини пожежі і письмовий допуск на проведення гасіння.

9. Для керівництва гасінням пожежі організується оперативний штаб пожежогасіння. До складу штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади (ОВБ), який повинен мати на правому рукаві червону пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги.

10. Зі старшого начальника енергетичного об'єкта або ДПО, які не взяли на себе керівництво гасінням пожежі, не знімається відповідальність за організацію гасіння пожежі.

#### 10.3.4. Ліквідація пожежі

1. Пожежні підрозділи розпочинають гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ.

2. Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників енергетичного об'єкта або ОВБ.

3. В свою чергу, старший з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ погоджує з КГП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання.

4. Займання в електроустановках під напругою ліквіднуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників.

5. Гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається.

6. Під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги.

7. Під час гасіння пожежі в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежників на бойових позиціях не обмежується.

8. Бойові позиції пожежників з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначаються в ході проведення пожежно-тактичних тренувань (навчань), а потім заносяться в план пожежогасіння.

9. Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється.

10. При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті.

11. Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється проводити будь-які переключення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції та підстанції.

12. Заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій.

13. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття ОВБ або чергового може проводитись самостійно лише за заздалегідь розробленим і погодженим планом пожежогасіння. Разом з тим має



бути вжито негайних заходів для виклику експлуатаційного персоналу ОВБ підприємства електромереж.

14. Під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта.

15. Під час ліквідації пожежі в приміщенні з наявністю великої кількості кабелів і проводів у гумовій або пластмасовій ізоляції КГП зобов'язаний вжити необхідних заходів для попередження отруєння людей газами, які виділяються в процесі горіння ізоляції. Особовий склад зобов'язаний працювати в ізолювальних протигазах, КГП — не допускати скупчення у приміщеннях з електроустановками великої кількості особового складу.

16. Основою безпечного гасіння пожежі електроустановок під напругою є суворе дотримання організаційно-технічних заходів, а також усвідомлена дисципліна пожежників, які зобов'язані суворо виконувати всі заходи із забезпечення безпеки гасіння.

17. Гасіння пожежі електроустановки під напругою КГП має право розпочати тільки після одержання відповідного письмового допуску та інструктажу персоналом, який обслуговує цю установку.

18. Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

— не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;

— маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом енергооб'єкта і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;

— пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;

- подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

- перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу енергетичного об'єкта.

10.3.5. Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

- використання усіх видів піни;

- проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;

- використовувати воду зі змочувачами при подаванні компактних струменів води, як для гасіння, так і для охолодження електрообладнання та будівельних конструкцій;

- наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі [20].

## ВИСНОВКИ

В цій роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №: 302, 303 та 304) та СЕС(вузол № 301). Було задано, що до пунктів 301, 302, 303 та 304 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується одноланцюговими лініями від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для діючих підстанцій Сорока та Гайсин (вузли 11, 13) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, і вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проєктованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 502, 503 та 504 було вибрано схему РП типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на період 5 років, та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільш завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної

потужності – 2,98 МВт при сумарній активній потужності генерування 106,2 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 376891,54 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його достатню ефективність оскільки термін окупності 10,2 роки.

Основними показниками якості електроенергії при живленні від електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти та напруги, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруги і зсув нейтралі. Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі, визначаються ГОСТом. Відхилення показників якості електроенергії, зокрема рівня напруги, від номінальних значень поділяються на нормально допустимі, яких повинні дотримуватися протягом 95% часу доби, і максимально допустимі, які не повинні бути перевищені протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими.

Суттєво впливає значення напруги на процес транспортування та розподілу електроенергії в ЕЕС. Цей вплив проявляється, наприклад, на значенні втрат електроенергії під час її транспортування. Від напруги залежать навантажувальні втрати електроенергії в елементах системи з активним опором та, особливо, втрати на коронування. За хорошої погоди втрати на коронування пропорційні квадрату напруги, а під час опадів та інієутворенні ці втрати залежать від напруги вже в четвертому – шостому степені.

Таким чином, проблема контролю і регулювання якості електричної енергії в ЕЕС є складною і багатоплановою. Для ефективного її вирішення необхідні глибокі знання і постійна увага.

## 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. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. 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.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.
10. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIGRE-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
11. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage," *CIGRE-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.



12. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIREC-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.
13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017
14. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018
15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.
16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.
17. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.
18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997
20. 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.
19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК

XX.XXX:2017. Київ,2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9

21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

26. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

## ДОДАТОК А

**ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ  
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ  
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Розвиток електричної системи. Розвиток електричних мереж з аналізом впливу на спотворення синусоїди напруги фотоелектричних станцій

Тип роботи: Комплексна 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)

Поляруш О.В.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Казьмірук О.В.  
(прізвище, ініціали)

## ДОДАТОК Б

### Технічне завдання КМКР

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)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання комплексної магістерської кваліфікаційної роботи

**Розвиток електричної системи. Розвиток електричних мереж з  
аналізом впливу на спотворення синусоїди напруги  
фотоелектричних станцій**

08-21.МКР.003.00.007 ТЗ

Керівник проекту: к.т.н., доцент каф. ЕСС

\_\_\_\_\_ Казьмірук О. І.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. 1ЕСМ-22м

\_\_\_\_\_ Поляруш О. В.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 18.09.2023 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – реконструкція мережами 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» для підвищення ефективності транспортування електричної енергії та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.

3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.

4. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанак О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

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

Для якісного та надійного забезпечення споживачів, які продовжують розвиватися та збільшувати власне електроспоживання, спроектувати реконструкцію електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва («Південномаш», «РЗВА», «АВВ», «Siemens» та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є



споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– показники технологічності: реконструкція електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

### 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

| № з/п | Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи                          | Строк виконання етапів роботи |          | Примітка |
|-------|--|-------------------------------|----------|----------|
|       |  | початок                       | кінець   |          |
| 1     | Розроблення технічного завдання  | 18.09.23                      | 28.09.23 |          |
| 2     | Аналіз впливу на якість електричної енергії відновлюваних джерел енергії   | 29.09.23                      | 07.10.23 |          |
| 3     | Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності | 08.10.23                      | 24.10.23 |          |
| 4     | Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях                          | 25.10.23                      | 01.11.23 |          |
| 5     | Техніко-економічна частина   | 02.11.23                      | 07.12.23 |          |
| 6     | Оформлення пояснювальної записки   | 08.11.23                      | 12.11.23 |          |
| 7     | Виконання графічної частини та оформлення презентації                      | 12.11.23                      | 28.11.23 |          |

### 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.

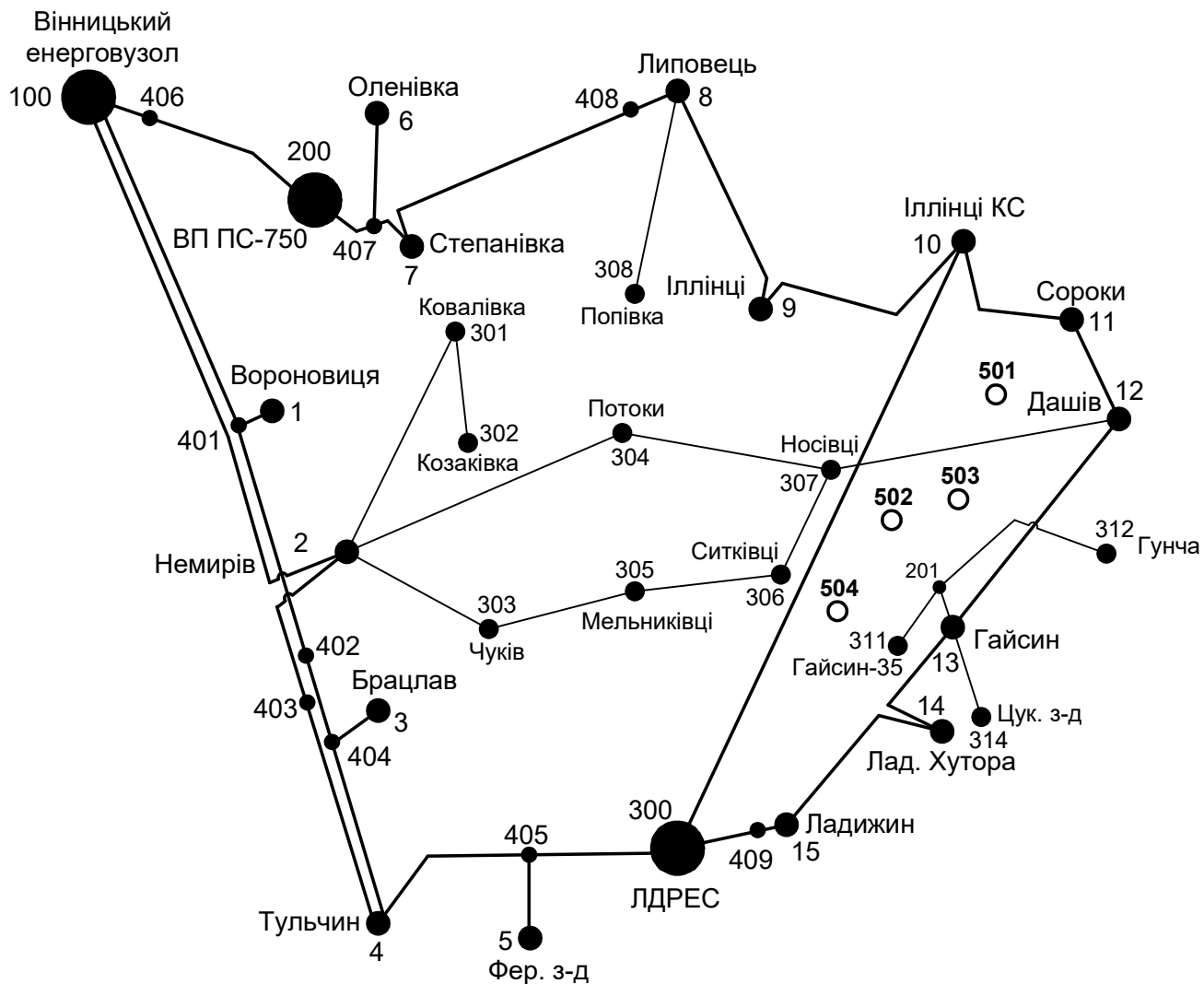
## 10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

## 11. Вихідні дані для розроблення МКР

Для проектування використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000).

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 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 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 35 км за рік..



Масштаб : 1:70000.

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

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

| Пункти               | Нова 1<br>(501) | Нова 2<br>(502) | Нова 3<br>(503) | СЕС 4<br>(504) |
|----------------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Навантаження, МВт    | 18,1            | 12,2            | 3,2             | -2,5           |
| cos φ                | 0,88            | 0,89            | 0,87            | 1,00           |
| Категорія споживачів | I               | I               | I               | II             |

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

| Роки експлуатації  | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Макс. навантаж., % | 95   | 88   | 90   | 92   | 94   | 95   | 99   | 95   | 98   | 100  |

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

| № номер початку лінії | № номер кінця лінії | Назва лінії                      | Марка проводу | Довжин а лінії |
|-----------------------|---------------------|----------------------------------|---------------|----------------|
| 100                   | 401                 | Вінницький енерговузол – 401     | 14,08         | АС-185         |
| 401                   | 1                   | 401 – Вороновиця                 | 7,55          | АС-95          |
| 401                   | 402                 | 401 – 402                        | 23,82         | АС-185         |
| 402                   | 404                 | 402 – 404                        | 14,2          | АС-150         |
| 404                   | 3                   | 404 – Брацлав                    | 5,1           | АС-95          |
| 404                   | 4                   | 404 – Тульчин                    | 14,4          | АС-150         |
| 100                   | 2                   | Вінницький енерговузол – Немирів | 41,86         | АС-185         |
| 2                     | 403                 | Немирів – 403                    | 4             | АС-185         |
| 403                   | 4                   | 403 – Тульчин                    | 28,6          | АС-150         |
| 405                   | 4                   | 405 – Тульчин                    | 24,8          | АС-150         |
| 405                   | 5                   | 405 – Ферментний завод           | 0,8           | АС-95          |
| 300                   | 405                 | Ладижинська ТЕС – 405            | 2,3           | АС-150         |
| 100                   | 406                 | 100 – 406                        | 1,35          | АС-185         |
| 406                   | 200                 | 406 – ВП ПС-750                  | 15,75         | АС-150         |
| 200                   | 407                 | ВП ПС-750 – 407                  | 4,0           | АС-150         |
| 407                   | 6                   | 407 – Оленівка                   | 6,4           | АС-150         |
| 407                   | 7                   | 407 – Степанівка                 | 3,3           | АС-150         |
| 7                     | 408                 | Степанівка – 408                 | 23,5          | АС-150         |
| 408                   | 8                   | 408 – Липовець                   | 2,5           | АС-120         |
| 8                     | 9                   | Липовець – Іллінці               | 17,6          | АС-120         |
| 9                     | 10                  | Іллінці – Іллінці КС             | 21,6          | АС-120         |
| 300                   | 10                  | Ладижинська ТЕС – Іллінці КС     | 80,2          | АС-240         |
| 11                    | 10                  | Сороки – Іллінці КС              | 17,9          | АС-120         |
| 12                    | 11                  | Дашів – Сороки                   | 8,1           | АС-120         |
| 13                    | 12                  | Гайсин – Дашів                   | 27,0          | АС-150         |
| 14                    | 13                  | Лад. Хутора – Гайсин             | 20,7          | АС-150         |
| 15                    | 14                  | Ладижин – Лад. Хутора            | 10,5          | АС-150         |
| 409                   | 15                  | 409 – Ладижин                    | 1,47          | АС-150         |
| 300                   | 409                 | Ладижинська ТЕС – 409            | 25,3          | АС-95          |
| 2                     | 301                 | Немирів – Ковалівка              | 12,4          | АС-95          |
| 301                   | 302                 | Ковалівка – Козаківка            | 10,7          | АС-95          |
| 2                     | 303                 | Немирів – Чуків                  | 10,21         | АС-95          |

|     |     |                        |       |        |
|-----|-----|------------------------|-------|--------|
| 2   | 304 | Немирів – Потоки       | 22,9  | АС-50  |
| 303 | 305 | Чуків – Мельниківці    | 14,8  | АС-95  |
| 305 | 306 | Мельниківці – Ситківці | 17,0  | АС-95  |
| 304 | 307 | Потоки – Носівці       | 31,52 | АС-120 |
| 306 | 307 | Ситківці – Носівці     | 9,3   | АС-95  |
| 12  | 307 | Дашів – Носівці        | 29,41 | АС-120 |
| 8   | 308 | Липовець – Попівка     | 14,93 | АС-95  |
| 12  | 309 | Дашів – Слободище      | 19,5  | АС-70  |
| 309 | 310 | Слободище – Гранів     | 13,43 | АС-95  |
| 13  | 201 | Гайсин – 201           | 5,05  | АС-120 |
| 201 | 311 | 201 – Гайсин 35        | 4,0   | АС-95  |
| 201 | 312 | 201 – Гунча            | 6,6   | АС-95  |
| 13  | 313 | Гайсин – Тишківка      | 12,9  | АС-50  |
| 13  | 314 | Гайсин – Цук. з-д      | 16,94 | АС-95  |

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

| №   | Назва вузла            | cos φ | S <sub>н</sub> , МВА | Марка трансформатора                         | Кількість трансформаторів |
|-----|------------------------|-------|----------------------|--|---------------------------|
| 100 | Вінницький енерговузол |       | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   |                           |
| 200 | ВП ПС-750              |       | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   |                           |
| 300 | Ладизинська ТЕС        |       | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   |                           |
| 1   | Вороновиця             | 0,87  | 2,3 + j1,3           | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 2   | Немирів                | 0,88  | 4,7 + j2,54          | ТДТН-16000/110/35/10                         | 2                         |
| 3   | Брацлав                | 0,86  | 2,2 + j1,31          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 4   | Тульчин                | 0,9   | 4,8 + j2,32          | ТДТН-10000/110/35/10<br>ТДТН-16000/110/35/10 | 2                         |
| 5   | Ферментний завод       | 0,88  | 9,0 + j4,86          | ТРДН-25000/110/10                            | 1                         |
| 6   | Оленівка               | 0,88  | 2,3 + j1,24          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 7   | Степанівка             | 0,89  | 2,5 + j1,28          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 8   | Липовець               | 0,88  | 4,3 + j2,32          | ТДТН-10000/110/35/10<br>ТДТН-16000/110/35/10 | 2                         |
| 9   | Іллінці                | 0,87  | 2,6 + j1,47          | ТМН-6300/110/10                              | 2                         |
| 10  | Іллінці КС             | 0,86  | 21,0 + j12,46        | ТРДЦН-63000/110/10                           | 2                         |
| 11  | Сороки                 | 0,89  | 2,2 + j1,13          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 12  | Дашів                  | 0,88  | 3,0 + j1,62          | ТДТН-10000/110/35/10                         | 2                         |
| 13  | Гайсин                 | 0,89  | 6,5 + j3,33          | ТДТН-25000/110/35/10                         | 1                         |
| 14  | Лад. Хутора            | 0,9   | 2,6 + j1,26          | ТМН-6300/110/10                              | 1                         |
| 15  | Ладизин                | 0,87  | 6,7 + j3,8           | ТДТН-25000/110/35/10                         | 2                         |
| 301 | Ковалівка              | 0,86  | 1,0 + j0,59          | ТМН-2500/35/10                               | 1                         |
| 302 | Козаківка              | 0,87  | 0,9 + j0,51          | ТМН-2500/35/10                               | 1                         |
| 303 | Чуків                  | 0,87  | 0,6 + j0,34          | ТМН-1600/35/10                               | 2                         |

|     |             |      |               |                                  |   |
|-----|-------------|------|---------------|----------------------------------|---|
| 304 | Потоки      | 0,89 | $1,1 + j0,56$ | ТМН-2500/35/10                   | 2 |
| 305 | Мельниківці | 0,88 | $1,2 + j0,65$ | ТМН-2500/35/10                   | 1 |
| 306 | Ситківці    | 0,87 | $1,3 + j0,74$ | ТМН-2500/35/10                   | 2 |
| 307 | Носівці     | 0,86 | $1,4 + j0,83$ | ТМН-4000/35/10                   | 2 |
| 308 | Попівка     | 0,9  | $0,6 + j0,29$ | ТМН-1600/35/10                   | 1 |
| 309 | Слободище   | 0,88 | $0,8 + j0,43$ | ТМН-2500/35/10                   | 1 |
| 310 | Гранів      | 0,9  | $0,8 + j0,39$ | ТМН-1600/35/10                   | 1 |
| 311 | Гайсин 35   | 0,87 | $1,3 + j0,74$ | ТМН-4000/35/10<br>ТМН-6300/35/10 | 2 |
| 312 | Гунча       | 0,89 | $0,5 + j0,26$ | ТМН-1600/35/10                   | 2 |
| 313 | Тишківка    | 0,87 | $1,4 + j0,79$ | ТМН-4000/35/10                   | 1 |
| 314 | Цук. з-д    | 0,88 | $0,9 + j0,49$ | ТМН-1600/35/10<br>ТМН-4000/35/10 | 2 |

**ДОДАТОК В**  
**УКРУПНЕНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ**  
**МЕРЕЖІ НА ПЕРШОМУ РОЦІ**

Таблиця В.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 304):

| Ч.ч.<br>згідно<br>з таб-<br>лице<br>ю<br>6.1 | Вузол ПС   | Кіль-<br>-<br>кість | Будівель-<br>-<br>ні<br>роботи | Облад-<br>-<br>нання | Інші<br>-<br>витрат<br>-<br>и | Проект<br>-<br>ні<br>роботи | Експер-<br>-<br>тиза<br>проект<br>у | Загальна<br>-<br>кошторис<br>-<br>на<br>вартість | Орієн-<br>-<br>товна<br>площа,<br>зайнята<br>облад-<br>-<br>нанням<br>,<br>м <sup>2</sup> |
|--|--|---------------------|--------------------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|--|---|
| 1  | 2  | 3                   | 4                              | 5                    | 6                             | 7                           | 8                                   | 9  | 10  |
| <b>1</b>                                     | <b>Установлення<br/>силових<br/>трансформаторі<br/>в<br/>напругою,<br/>потужністю:</b>           |                     |                                |                      |                               |                             |                                     |  |   |
| 1.7  | 110/10 кВ,<br>16 В×А   | 2 од.               | 601,882                        | 22566,37<br>6        | 734,56                        | 601,984                     | 4,916                               | 24509,718  | 210   |
| <b>2</b>                                     | <b>Вузли ВРУ 110<br/>кВ:</b>   |                     |                                |                      |                               |                             |                                     |  |   |
| 2.1  | Приєднання 110<br>кВ<br>силового<br>трансформа-<br>тора без вимикача                             | 2 од.               | 87,512                         | 2613,394             | 110,570                       | 72,410                      | 2,138                               | 2886,024   | 260,0   |
| 2.5  | Приєднання лінії<br>110 кВ<br>з вимикачем із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму      | 2 од.               | 373,308                        | 5490,524             | 229,936                       | 159,800                     | 2,482                               | 6256,048   | 410,0   |
| 2.8  | Приєднання<br>секційного<br>вимикача 110 кВ<br>із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму | 1 од.               | 74,910                         | 2709,418             | 111,311                       | 74,287                      | 1,216                               | 2971,142   | 125,0   |
| 2.9  | Приєднання<br>трансформа-<br>тора напруги 110<br>кВ  | 2 од.               | 76,148                         | 2044,102             | 117,386                       | 58,220                      | 2,088                               | 2297,948   | 144,0   |



|                          |  |        |                |                  |                |                |              |                  |               |
|--------------------------|--|--------|----------------|------------------|----------------|----------------|--------------|------------------|---------------|
| 2.12                     | Приднання ремонтної перемички 110кВ                                  | 1 од.  | 54,027         | 287,744          | 24,915         | 10,315         | 1,000        | 378,001          | 125,0         |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b> |  |        | <b>665,905</b> | <b>13145,182</b> | <b>594,118</b> | <b>375,032</b> | <b>8,924</b> | <b>14789,163</b> | <b>1064,0</b> |
| <b>4</b>                 | <b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>                                       |        |                |                  |                |                |              |                  |               |
| 4.1                      | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:  |        |                |                  |                |                |              |                  |               |
| 4.1.1                    | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем | 2 од.  | 77,232         | 881,914          | 23,810         | 25,838         | 2,000        | 1010,794         | 13,8          |
| 4.1.2                    | Камера секційного вакуумного вимикача                                | 1 од.  | 38,616         | 421,721          | 11,364         | 12,424         | 1,000        | 485,124          | 6,9           |
| 4.1.3                    | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ                                 | 1 од.  | 38,616         | 294,832          | 7,960          | 9,162          | 1,000        | 351,570          | 6,9           |
| 4.1.4                    | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                             | 11 од. | 424,776        | 3794,747         | 102,454        | 114,972        | 11,000       | 4447,949         | 75,9          |
| 4.1.5                    | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ                              | 4 од.  | 154,464        | 551,472          | 25,688         | 20,952         | 4,000        | 756,576          | 27,6          |
| 4.1.6                    | Камери з іншим обладнанням 10 кВ                                     | 2 од.  | 77,232         | 309,232          | 12,104         | 10,184         | 2,000        | 410,752          | 9,0           |
| <b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>  |  |        | <b>810,936</b> | <b>6253,918</b>  | <b>183,38</b>  | <b>193,532</b> | <b>21</b>    | <b>7462,765</b>  | <b>140,1</b>  |

| 1             | 2   | 3       | 4              | 5               | 6              | 7             | 8            | 9               | 10          |
|---------------|---|---------|----------------|-----------------|----------------|---------------|--------------|-----------------|-------------|
| 4.2           | Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю: |         |                |                 |                |               |              |                 |             |
| 4.2.1         | 250 кВ·А  | 2 од.   | 27,244         | 503,940         | 23,946         | 14,496        | 2,000        | 571,626         | 32,0        |
| 4.3           | Заземлювальний реактор 10 кВ                                      | 2 КОМПЛ | 108,180        | 1592,330        | 79,152         | 46,852        | 2,026        | 1828,540        | 52,0        |
| <b>Всього</b> |   |         | <b>135,424</b> | <b>2096,270</b> | <b>103,098</b> | <b>61,348</b> | <b>4,026</b> | <b>2400,166</b> | <b>84,0</b> |
| <b>5</b>      | <b>ЗПК:</b>   |         |                |                 |                |               |              |                 |             |
| 5.1           | ЗПК ПС 110/10 кВ  |         |                |                 |                |               |              |                 |             |

|                                     |   |            |                  |                 |                |                |               |                 |              |
|-------------------------------------|---|------------|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|
| 5.1.1                               | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)  | 2<br>КОМПЛ | 481,046          | 1524,364        | 88,638         | 60,856         | 2,088         | 2156,992        | 96,0         |
| 5.1.2                               | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)   | 2<br>КОМПЛ | 274,882          | 1649,252        | 85,910         | 55,364         | 2,064         | 2067,472        | 48,0         |
| 5.1.3                               | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)   | 1 од.      | 68,721           | 559,852         | 21,513         | 17,472         | 1,000         | 668,558         | 24,0         |
| 5.1.4                               | Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)  | 1 од.      | 68,721           | 386,946         | 8,085          | 11,081         | 1,000         | 475,833         | 12,0         |
| 5.1.8                               | Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)   | 1 од.      | 137,441          | 347,406         | 21,315         | 14,343         | 1,000         | 521,505         | 24,0         |
| 5.1.9                               | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)  | 1 од.      | 68,721           | 412,888         | 21,485         | 13,855         | 1,000         | 517,950         | 12,0         |
| 5.1.10                              | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)   | 1 од.      | 66,801           | 680,462         | 33,562         | 20,854         | 1,002         | 802,681         | 12,0         |
| 5.1.11                              | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)   | 1<br>КОМПЛ | 199,382          | 726,488         | 41,034         | 27,729         | 1,032         | 995,664         | 36,0         |
| 5.1.12                              | 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>10,186</b> | <b>8206,655</b> | <b>264,0</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |   |            | <b>57368,467</b> |                 |                |                |               |                 |              |

Таблиця В.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 8):

| Ч.ч.<br>згідно<br>з таб-<br>лице<br>ю<br>6.1 | Вузол ПС   | Кіль-<br>кість | Будівель<br>-<br>ні<br>роботи | Облад-<br>нання      | Інші<br>витрат<br>и | Проект<br>-<br>ні<br>роботи | Експер-<br>тиза<br>проект<br>у | Загальна<br>кошторис<br>-<br>на<br>вартість | Орієн-<br>товна<br>площа,<br>зайнята<br>облад-<br>нанням,<br>м <sup>2</sup> |
|--|--|----------------|-------------------------------|----------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------------------|---|---|
| 1  | 2  | 3              | 4                             | 5                    | 6                   | 7                           | 8                              | 9   | 10  |
| 2.1  | Приєднання лінії<br>110 кВ<br>з вимикачем із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму        | 1 од.          | 186,654                       | 2745,26<br>2         | 114,968             | 79,9                        | 1,241                          | 3128,024                                    | 205   |
| 2.2  | Приєднання<br>трансформа-<br>тора напруги 110<br>кВ  | 1 од.          | 38,076                        | 1022,05<br>1         | 58,693              | 29,11                       | 1,044                          | 1148,974                                    | 72  |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                     |  |                | <b>224,73</b>                 | <b>3767,31<br/>3</b> | <b>173,661</b>      | <b>109,01</b>               | <b>2,285</b>                   | <b>4276,998</b>                             | <b>227</b>  |
| <b>4</b>                                     | <b>Вузли обладнання<br/>10<br/>кВ:</b>   |                |                               |                      |                     |                             |                                |   |   |
| 4.1,   | Камера лінії 10 кВ<br>з<br>вакуумним<br>вимикачем  | 1 од.          | 38,616                        | 344,977              | 9,314               | 10,452                      | 1,000                          | 404,359                                     | 6,9   |
| 4.2  | Установка<br>компенсації<br>реактивної<br>потужності з<br>автоматичним<br>регулюванням 2,7<br>МВАр | 1<br>компл     |                               |                      |                     |                             |                                | 1057,200                                    |   |
| <b>Всього</b>                                |  |                | <b>38,616</b>                 | <b>344,977</b>       | <b>9,314</b>        | <b>10,452</b>               | <b>1,000</b>                   | <b>1461,56</b>                              | <b>6,9</b>  |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b>          |  |                |                               | <b>5738,557</b>      |                     |                             |                                |   |   |



|                         |  |         |                |                 |               |                |               |                 |              |
|-------------------------|--|---------|----------------|-----------------|---------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|
| 4.1                     | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:  |         |                |                 |               |                |               |                 |              |
| 4.1.1                   | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем                     | 2 од.   | 77,232         | 881,914         | 23,810        | 25,838         | 2,000         | 1010,794        | 13,8         |
| 4.1.2                   | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ  | 2 од.   | 77,232         | 843,442         | 22,728        | 24,848         | 2,000         | 970,248         | 13,8         |
| 4.1.3                   | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ   | 1 од.   | 38,616         | 294,832         | 7,960         | 9,162          | 1,000         | 351,570         | 6,9          |
| 4.1.4                   | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем   | 5 од.   | 193,08         | 1724,885        | 46,57         | 52,26          | 5,000         | 2021,795        | 34,5         |
| 4.1.5                   | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ  | 4 од.   | 154,464        | 551,472         | 25,688        | 20,952         | 4,000         | 756,576         | 27,6         |
| 4.1.6                   | Камери з іншим обладнанням 10 кВ   | 2 од.   | 77,232         | 309,232         | 12,104        | 10,184         | 2,000         | 410,752         | 9,0          |
| <b>Всього ЗРУ 10 кВ</b> |  |         | <b>617,856</b> | <b>4605,777</b> | <b>138,86</b> | <b>143,244</b> | <b>16,000</b> | <b>5521,735</b> | <b>105,6</b> |
| 1                       | 2  | 3       | 4              | 5               | 6             | 7              | 8             | 9               | 10           |
| 4.2                     | Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:                        |         |                |                 |               |                |               |                 |              |
| 4.2.1                   | 250 кВ·А   | 2 од.   | 27,244         | 503,940         | 23,946        | 14,496         | 2,000         | 571,626         | 32,0         |
| <b>Всього</b>           |  |         | <b>27,244</b>  | <b>503,94</b>   | <b>23,946</b> | <b>14,496</b>  | <b>2</b>      | <b>571,626</b>  | <b>32,0</b>  |
| <b>5</b>                | <b>ЗПК:</b>  |         |                |                 |               |                |               |                 |              |
| 5.1                     | ЗПК ПС 110/10 кВ   |         |                |                 |               |                |               |                 |              |
| 5.1.1                   | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі) | 2 КОМПЛ | 481,046        | 1524,364        | 88,638        | 60,856         | 2,088         | 2156,992        | 96,0         |
| 5.1.2                   | Панелі ДФЗ і резервного  | 2 КОМПЛ | 274,882        | 1649,252        | 85,910        | 55,364         | 2,064         | 2067,472        | 48,0         |

|                                     |   |            |                  |                      |                |                |               |                      |              |  |
|-------------------------------------|---|------------|------------------|----------------------|----------------|----------------|---------------|----------------------|--------------|--|
|                                     | захисту лінії 110 кВ<br>з<br>вимикачем (дві<br>панелі)  |            |                  |                      |                |                |               |                      |              |  |
| 5.1.3                               | Панелі секційного<br>вимикача 110 кВ<br>(одна<br>панель)  | 1 од.      | 68,721           | 559,852              | 21,513         | 17,472         | 1,000         | 668,558              | 24,0         |  |
| 5.1.4                               | Панель<br>трансформаторів<br>напруги 110 кВ<br>(одна<br>панель на дві секції<br>110 кВ)   | 1 од.      | 68,721           | 386,946              | 8,085          | 11,081         | 1,000         | 475,833              | 12,0         |  |
| 5.1.8                               | Панелі вводів 10 кВ<br>та<br>секційного<br>вимикача 10<br>кВ (одна панель на<br>два<br>вводи)   | 1 од.      | 137,441          | 347,406              | 21,315         | 14,343         | 1,000         | 521,505              | 24,0         |  |
| 5.1.9                               | Панелі керування та<br>захисту<br>заземлювального<br>реактора (одна<br>панель на<br>дві секції 10 кВ)   | 1 од.      | 68,721           | 412,888              | 21,485         | 13,855         | 1,000         | 517,950              | 12,0         |  |
| 5.1.10                              | Шафа оперативного<br>постійного струму<br>(ШОТ)   | 1 од.      | 66,801           | 680,462              | 33,562         | 20,854         | 1,002         | 802,681              | 12,0         |  |
| 5.1.11                              | Шафи з<br>низьковольтною<br>апаратурою (три<br>шафи)  | 1<br>компл | 199,382          | 726,488              | 41,034         | 27,729         | 1,032         | 995,664              | 36,0         |  |
| 5.1.12                              | Інші панелі<br>загального<br>користування<br>(центральної<br>сигналізації,<br>керування<br>шинними апаратами<br>110-<br>10 кВ, автоматики<br>вимикачів 110 кВ,<br>ПРВВ,<br>торцеві панелі –<br>всього<br>чотири панелі) |            |                  |                      |                |                |               |                      |              |  |
| <b>Всього ЗПК</b>                   |   |            | <b>1365,715</b>  | <b>6287,65<br/>8</b> | <b>321,541</b> | <b>221,555</b> | <b>10,184</b> | <b>8206,65<br/>5</b> | <b>264,0</b> |  |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |   |            | <b>43932,201</b> |                      |                |                |               |                      |              |  |





|                         |   |            |                |                 |                |                |              |                 |             |  |
|-------------------------|---|------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|--------------|-----------------|-------------|--|
| 4.1                     | ЗРУ 10 кВ ПС<br>110/10 кВ:  |            |                |                 |                |                |              |                 |             |  |
| 4.1.1                   | Камера 10 кВ<br>вводу від<br>силового<br>трансфор-<br>матора з<br>вакуумним<br>вимикачем      | 2 од.      | 77,232         | 881,914         | 23,810         | 25,838         | 2,000        | 1010,794        | 13,8        |  |
| 4.1.2                   | Камера<br>секційного<br>вакуумного<br>вимикача  | 1 од.      | 38,616         | 421,721         | 11,364         | 12,424         | 1,000        | 485,124         | 6,9         |  |
| 4.1.3                   | Камера<br>секційного<br>роз'єднувача 10<br>кВ   | 1 од.      | 38,616         | 294,832         | 7,960          | 9,162          | 1,000        | 351,570         | 6,9         |  |
| 4.1.4                   | Камера лінії 10<br>кВ з<br>вакуумним<br>вимикачем   | 12<br>од.  | 463,392        | 4139,724        | 111,768        | 125,424        | 12,000       | 4852,308        | 82,8        |  |
| 4.1.5                   | Камера з<br>трансформа-<br>торами напруги<br>10 кВ  | 4 од.      | 154,464        | 551,472         | 25,688         | 20,952         | 4,000        | 756,576         | 27,6        |  |
| 4.1.6                   | Камери з іншим<br>обладнанням 10<br>кВ  | 2 од.      | 77,232         | 309,232         | 12,104         | 10,184         | 2,000        | 410,752         | 9,0         |  |
| <b>Всього ЗРУ 10 кВ</b> |   |            | <b>849,552</b> | <b>6598,895</b> | <b>192,694</b> | <b>203,984</b> | <b>22</b>    | <b>7867,124</b> | <b>147</b>  |  |
| 1                       | 2   | 3          | 4              | 5               | 6              | 7              | 8            | 9               | 10          |  |
| 4.2                     | Трансформатор<br>власних<br>потреб зовнішнього<br>установлення<br>потужністю:                 |            |                |                 |                |                |              |                 |             |  |
| 4.2.1                   | 250 кВ·А  | 2 од.      | 27,244         | 503,940         | 23,946         | 14,496         | 2,000        | 571,626         | 32,0        |  |
| 4.3                     | Заземлювальний<br>реактор<br>10 кВ  | 2<br>КОМПЛ | 108,180        | 1592,330        | 79,152         | 46,852         | 2,026        | 1828,540        | 52,0        |  |
| 4.10                    | Установка компенсації<br>реактивної потужності<br>з автоматичним<br>регулюванням 3,15<br>МВАр | 1<br>КОМПЛ |                |                 |                |                |              | 1207,600        |             |  |
| <b>Всього</b>           |   |            | <b>135,424</b> | <b>2096,270</b> | <b>103,098</b> | <b>61,348</b>  | <b>4,026</b> | <b>3607,766</b> | <b>84,0</b> |  |
| <b>5</b>                | <b>ЗПК:</b>   |            |                |                 |                |                |              |                 |             |  |
| 5.1                     | ЗПК ПС 110/10 кВ  |            |                |                 |                |                |              |                 |             |  |
| 5.1.1                   | Панелі керування,<br>ДЗТ,<br>резервного захисту та  | 2<br>КОМПЛ | 481,046        | 1524,364        | 88,638         | 60,856         | 2,088        | 2156,992        | 96,0        |  |

|                                     |   |            |                  |                 |                |                |               |                 |              |  |
|-------------------------------------|---|------------|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|--|
|                                     | РПН силового трансформатора (чотири панелі)   |            |                  |                 |                |                |               |                 |              |  |
| 5.1.2                               | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)   | 2<br>компл | 274,882          | 1649,252        | 85,910         | 55,364         | 2,064         | 2067,472        | 48,0         |  |
| 5.1.3                               | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)   | 1 од.      | 68,721           | 559,852         | 21,513         | 17,472         | 1,000         | 668,558         | 24,0         |  |
| 5.1.4                               | Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)  | 1 од.      | 68,721           | 386,946         | 8,085          | 11,081         | 1,000         | 475,833         | 12,0         |  |
| 5.1.8                               | Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)   | 1 од.      | 137,441          | 347,406         | 21,315         | 14,343         | 1,000         | 521,505         | 24,0         |  |
| 5.1.9                               | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)  | 1 од.      | 68,721           | 412,888         | 21,485         | 13,855         | 1,000         | 517,950         | 12,0         |  |
| 5.1.10                              | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)   | 1 од.      | 66,801           | 680,462         | 33,562         | 20,854         | 1,002         | 802,681         | 12,0         |  |
| 5.1.11                              | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)   | 1<br>компл | 199,382          | 726,488         | 41,034         | 27,729         | 1,032         | 995,664         | 36,0         |  |
| 5.1.12                              | 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>10,186</b> | <b>8206,655</b> | <b>264,0</b> |  |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |   |            | <b>58980,426</b> |                 |                |                |               |                 |              |  |

Таблиця В.5 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 12):

| Ч.ч.<br>згідно<br>з таб-<br>лицею<br>6.1 | Вузол ПС   | Кіль-<br>кість | Будівель-<br>ні роботи | Облад-<br>нання | Інші<br>витрати | Проект-<br>ні<br>роботи | Експер-<br>тиза<br>проекту | Загальна<br>кошторис-<br>на<br>вартість | Орієн-<br>товна<br>площа,<br>зайнята<br>облад-<br>нанням,<br>м <sup>2</sup> |
|--|--|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|---|---|
| 1  | 2  | 3              | 4                      | 5               | 6               | 7                       | 8                          | 9                                       | 10  |
| <b>2</b>                                 | <b>Вузли ВРУ 110<br/>кВ:</b>   |                |                        |                 |                 |                         |                            |   |   |
| 2.1                                      | Приєднання 110<br>кВ<br>силового<br>трансформа-<br>тора без<br>вимикача                          | 1 од.          | 43,756                 | 1306,697        | 55,285          | 36,205                  | 1,069                      | 1443,012                                | 130   |
| 2.5                                      | Приєднання лінії<br>110 кВ<br>з вимикачем із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму      | 5 од.          | 933,27                 | 13726,31        | 574,84          | 399,5                   | 6,205                      | 15640                                   | 1025  |
| 2.8                                      | Приєднання<br>секційного<br>вимикача 110 кВ<br>із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму | 1 од.          | 74,91                  | 2709,418        | 111,311         | 74,287                  | 1,216                      | 2971,142                                | 125   |
| 2.9                                      | Приєднання<br>трансформа-<br>тора напруги 110<br>кВ  | 5 од.          | 190,38                 | 5110,255        | 293,465         | 145,55                  | 5,22                       | 5744,87                                 | 360   |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                 |  |                | <b>1242,316</b>        | <b>22852</b>    | <b>1034,901</b> | <b>655,542</b>          | <b>13,71</b>               | <b>25799,144</b>                        | <b>1640</b>   |
| <b>Загальна кошторисна<br/>вартість</b>  |  |                | <b>25799,144</b>       |                 |                 |                         |                            |   |   |

**ДОДАТОК Д**  
**УКРУПНЕНІ КАПІТАЛЬНІ ВИТРАТИ НА РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ**  
**МЕРЕЖІ НА ДРУГОМУ РОЦІ**

Таблиця Д.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 301):

| Ч.ч.<br>згідно<br>з таб-<br>лице<br>ю<br>6.1 | Вузол ПС   | Кіль-<br>-<br>кість | Будівель-<br>-<br>ні<br>роботи | Облад-<br>-<br>нання | Інші<br>-<br>витрат<br>-<br>и | Проект<br>-<br>-<br>ні<br>роботи | Експер-<br>-<br>тиза<br>-<br>проект<br>-<br>у | Загальна<br>-<br>кошторис-<br>-<br>на вартість | Орієн-<br>-<br>товна<br>-<br>площа,<br>-<br>зайнята<br>-<br>облад-<br>-<br>нанням<br><br>м <sup>2</sup> |
|--|--|---------------------|--------------------------------|----------------------|-------------------------------|----------------------------------|---|--|---|
| 1  | 2  | 3                   | 4                              | 5                    | 6                             | 7                                | 8   | 9  | 10  |
| <b>1</b>                                     | <b>Установлення<br/>силових<br/>трансформаторів<br/>в<br/>напругою,<br/>потужністю:</b>          |                     |                                |                      |                               |                                  |   |  |   |
| 1.7  | 110/10 кВ,<br>6,3 МВ×А   | 2 од.               | 517,488                        | 13498,94             | 451,372                       | 371,798                          | 3,43  | 14843,022                                      | 190   |
| <b>2</b>                                     | <b>Вузли ВРУ 110<br/>кВ:</b>   |                     |                                |                      |                               |                                  |   |  |   |
| 2.1  | Приєднання 110<br>кВ<br>силового<br>трансформа-<br>тора без<br>вимикача                          | 2 од.               | 87,512                         | 2613,394             | 110,570                       | 72,410                           | 2,138   | 2886,024                                       | 260,0   |
| 2.5  | Приєднання лінії<br>110 кВ<br>з вимикачем із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму      | 2 од.               | 373,308                        | 5490,524             | 229,936                       | 159,800                          | 2,482   | 6256,048                                       | 410,0   |
| 2.8  | Приєднання<br>секційного<br>вимикача 110 кВ<br>із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму | 1 од.               | 74,910                         | 2709,418             | 111,311                       | 74,287                           | 1,216   | 2971,142                                       | 125,0   |
| 2.9  | Приєднання<br>трансформа-<br>тора напруги 110<br>кВ  | 2 од.               | 76,148                         | 2044,102             | 117,386                       | 58,220                           | 2,088   | 2297,948                                       | 144,0   |

|          |  |       |                |                  |                |                |               |                  |               |
|----------|--|-------|----------------|------------------|----------------|----------------|---------------|------------------|---------------|
| 2.12     | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                 | 1 од. | 54,027         | 287,744          | 24,915         | 10,315         | 1,000         | 378,001          | 125,0         |
|          | <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>   |       | <b>665,909</b> | <b>13145,182</b> | <b>594,118</b> | <b>375,032</b> | <b>8,924</b>  | <b>14789,163</b> | <b>1064,0</b> |
| <b>4</b> | <b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>                                       |       |                |                  |                |                |               |                  |               |
| 4.1      | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:  |       |                |                  |                |                |               |                  |               |
| 4.1.1    | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем | 2 од. | 77,232         | 881,914          | 23,810         | 25,838         | 2,000         | 1010,794         | 13,8          |
| 4.1.2    | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ                          | 2 од. | 77,232         | 843,442          | 22,728         | 24,848         | 2,000         | 970,248          | 13,8          |
| 4.1.3    | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ                                 | 1 од. | 38,616         | 294,832          | 7,960          | 9,162          | 1,000         | 351,570          | 6,9           |
| 4.1.4    | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                             | 5 од. | 193,08         | 1724,885         | 46,57          | 52,26          | 5,000         | 2021,795         | 34,5          |
| 4.1.5    | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ                              | 4 од. | 154,464        | 551,472          | 25,688         | 20,952         | 4,000         | 756,576          | 27,6          |
| 4.1.6    | Камери з іншим обладнанням 10 кВ                                     | 2 од. | 77,232         | 309,232          | 12,104         | 10,184         | 2,000         | 410,752          | 9,0           |
|          | <b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>  |       | <b>617,856</b> | <b>4605,777</b>  | <b>138,86</b>  | <b>143,244</b> | <b>16,000</b> | <b>5521,735</b>  | <b>105,6</b>  |
| 1        | 2  | 3     | 4              | 5                | 6              | 7              | 8             | 9                | 10            |
| 4.2      | Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:   |       |                |                  |                |                |               |                  |               |
| 4.2.1    | 250 кВ·А   | 2 од. | 27,244         | 503,940          | 23,946         | 14,496         | 2,000         | 571,626          | 32,0          |
|          | <b>Всього</b>  |       | <b>27,244</b>  | <b>503,94</b>    | <b>23,946</b>  | <b>14,496</b>  | <b>2</b>      | <b>571,626</b>   | <b>32,0</b>   |
| <b>5</b> | <b>ЗПК:</b>  |       |                |                  |                |                |               |                  |               |
| 5.1      | ЗПК ПС 110/10 кВ   |       |                |                  |                |                |               |                  |               |



|        |   |            |         |              |        |        |       |              |      |
|--------|---|------------|---------|--------------|--------|--------|-------|--------------|------|
| 5.1.1  | Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)        | 2<br>компл | 481,046 | 1524,36<br>4 | 88,638 | 60,856 | 2,088 | 2156,99<br>2 | 96,0 |
| 5.1.2  | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)                           | 2<br>компл | 274,882 | 1649,25<br>2 | 85,910 | 55,364 | 2,064 | 2067,47<br>2 | 48,0 |
| 5.1.3  | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)   | 1 од.      | 68,721  | 559,852      | 21,513 | 17,472 | 1,000 | 668,558      | 24,0 |
| 5.1.4  | Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)                        | 1 од.      | 68,721  | 386,946      | 8,085  | 11,081 | 1,000 | 475,833      | 12,0 |
| 5.1.8  | Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)                     | 1 од.      | 137,441 | 347,406      | 21,315 | 14,343 | 1,000 | 521,505      | 24,0 |
| 5.1.9  | Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)          | 1 од.      | 68,721  | 412,888      | 21,485 | 13,855 | 1,000 | 517,950      | 12,0 |
| 5.1.10 | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)   | 1 од.      | 66,801  | 680,462      | 33,562 | 20,854 | 1,002 | 802,681      | 12,0 |
| 5.1.11 | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)   | 1<br>компл | 199,382 | 726,488      | 41,034 | 27,729 | 1,032 | 995,664      | 36,0 |
| 5.1.12 | Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- |            |         |              |        |        |       |              |      |

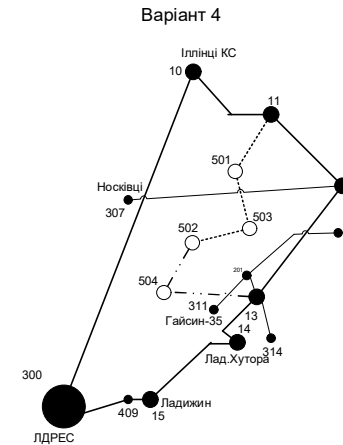
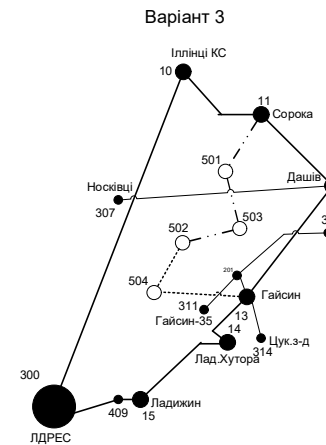
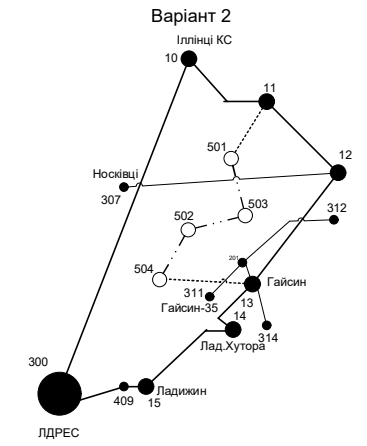
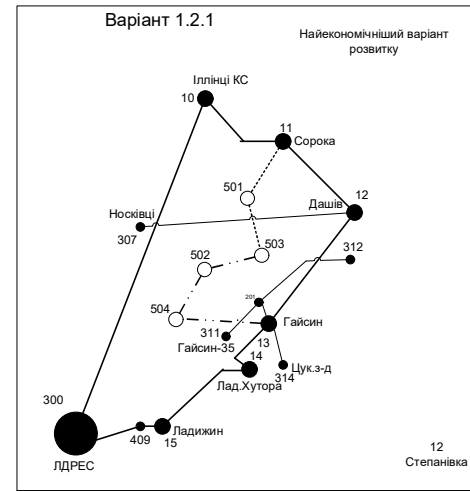
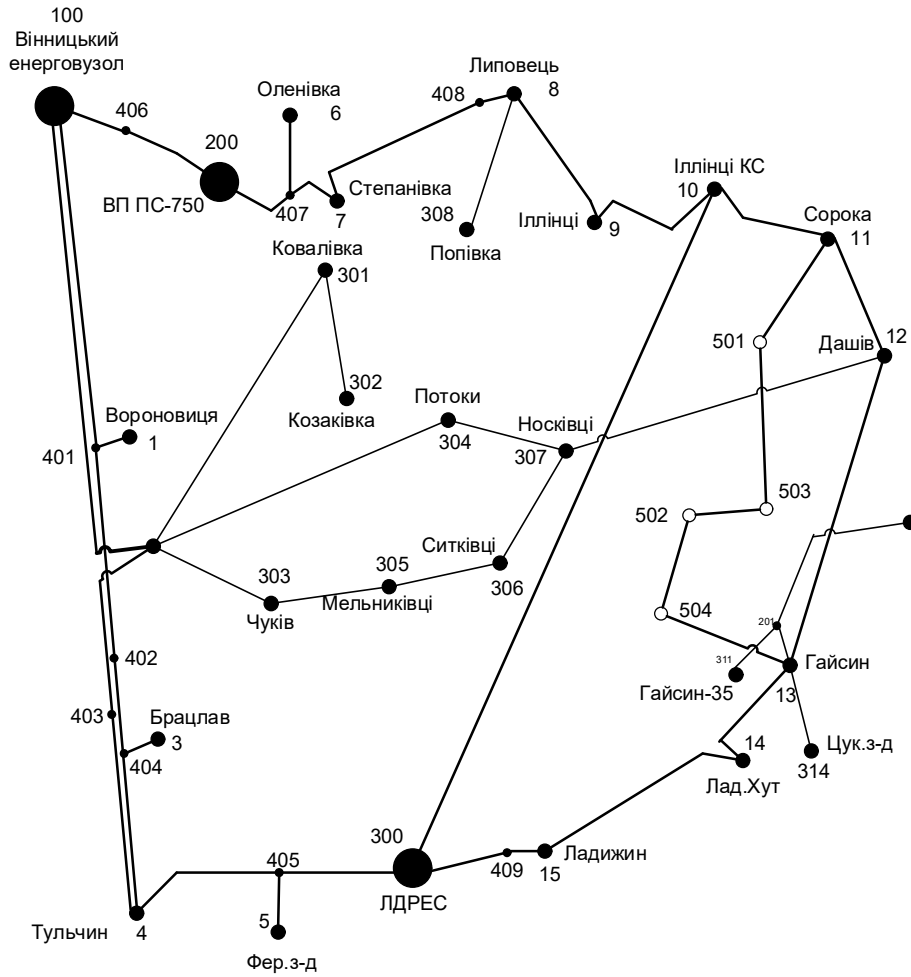
|                                     |  |  |                  |                 |                |                |               |                 |              |
|-------------------------------------|--|--|------------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|-----------------|--------------|
|                                     | 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>321,541</b> | <b>221,555</b> | <b>10,184</b> | <b>8206,655</b> | <b>264,0</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |  |  | <b>43932,201</b> |                 |                |                |               |                 |              |

Таблиця Д.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 10):

| Ч.ч. згідно з таблицею 6.1 | Вузол ПС   | Кількість | 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  |
| <b>2</b>                   | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>   |           |                   |            |              |                 |                    |                              |   |
| 2.1                        | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                       | 1 од.     | 43,756            | 1306,697   | 55,285       | 36,205          | 1,069              | 1443,012                     | 130,0   |
| 2.5                        | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму   | 4 од.     | 749,616           | 10981,048  | 459,872      | 319,6           | 4,964              | 12512,096                    | 820   |
| 2.8                        | Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму | 3 од.     | 224,73            | 8128,254   | 333,933      | 222,861         | 3,648              | 8913,426                     | 375   |
| 2.9                        | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ                                     | 3 од.     | 114,228           | 3066,153   | 176,079      | 87,33           | 3,132              | 3446,922                     | 216,0   |

|   |   |       |                  |                  |                 |                |               |                  |             |
|---|---|-------|------------------|------------------|-----------------|----------------|---------------|------------------|-------------|
| 2.12                                    | Приєднання<br>ремонтної<br>перемички<br>110кВ | 1 од. | 54,027           | 287,744          | 24,915          | 10,315         | 1,000         | 378,001          | 125,0       |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                |   |       | <b>1183,357</b>  | <b>23769,896</b> | <b>1050,084</b> | <b>676,311</b> | <b>13,813</b> | <b>26693,457</b> | <b>1666</b> |
| <b>Загальна кошторисна<br/>вартість</b> |   |       | <b>26693,457</b> |                  |                 |                |               |                  |             |

**ДОДАТОК Ж**  
**ГРАФІЧНА ЧАСТИНА**



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

| Пункти               | Нова 1 (501) | Нова 2 (502) | Нова 3 (503) | СЕС 4 (504) |
|----------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| Навантаження, МВт    | 18,1         | 12,2         | 3,2          | -2,5        |
| cos φ                | 0,88         | 0,89         | 0,87         | 1,00        |
| Категорія споживачів | I            | I            | I            | II          |

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

| Роки експлуатації  | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Макс. навантаж., % | 95   | 88   | 90   | 92   | 94   | 95   | 99   | 95   | 98   | 100  |

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

| № номер початку лінії | № номер кінця лінії | Назва лінії                      | Мощність, МВА |
|-----------------------|---------------------|----------------------------------|---------------|
| 100                   | 401                 | Вінницький енерговузол – 401     | 1,7           |
| 401                   | 1                   | 401 – Вороновиця                 | 7,0           |
| 401                   | 402                 | 401 – 402                        | 2,0           |
| 402                   | 404                 | 402 – 404                        | 1,0           |
| 404                   | 3                   | 404 – Брацлав                    | 1,0           |
| 404                   | 4                   | 404 – Тульчин                    | 1,0           |
| 100                   | 2                   | Вінницький енерговузол – Немирів | 4,0           |
| 2                     | 403                 | Немирів – 403                    | 1,0           |
| 403                   | 4                   | 403 – Тульчин                    | 28,0          |
| 405                   | 4                   | 405 – Тульчин                    | 24,0          |
| 405                   | 5                   | 405 – Ферментний завод           | 0,5           |
| 300                   | 405                 | Ладизинська ТЕС – 405            | 2,0           |
| 100                   | 406                 | 100 – 406                        | 1,0           |
| 406                   | 200                 | 406 – ВП ПС-750                  | 15,0          |
| 200                   | 407                 | ВП ПС-750 – 407                  | 4,0           |
| 407                   | 6                   | 407 – Оленівка                   | 6,4           |

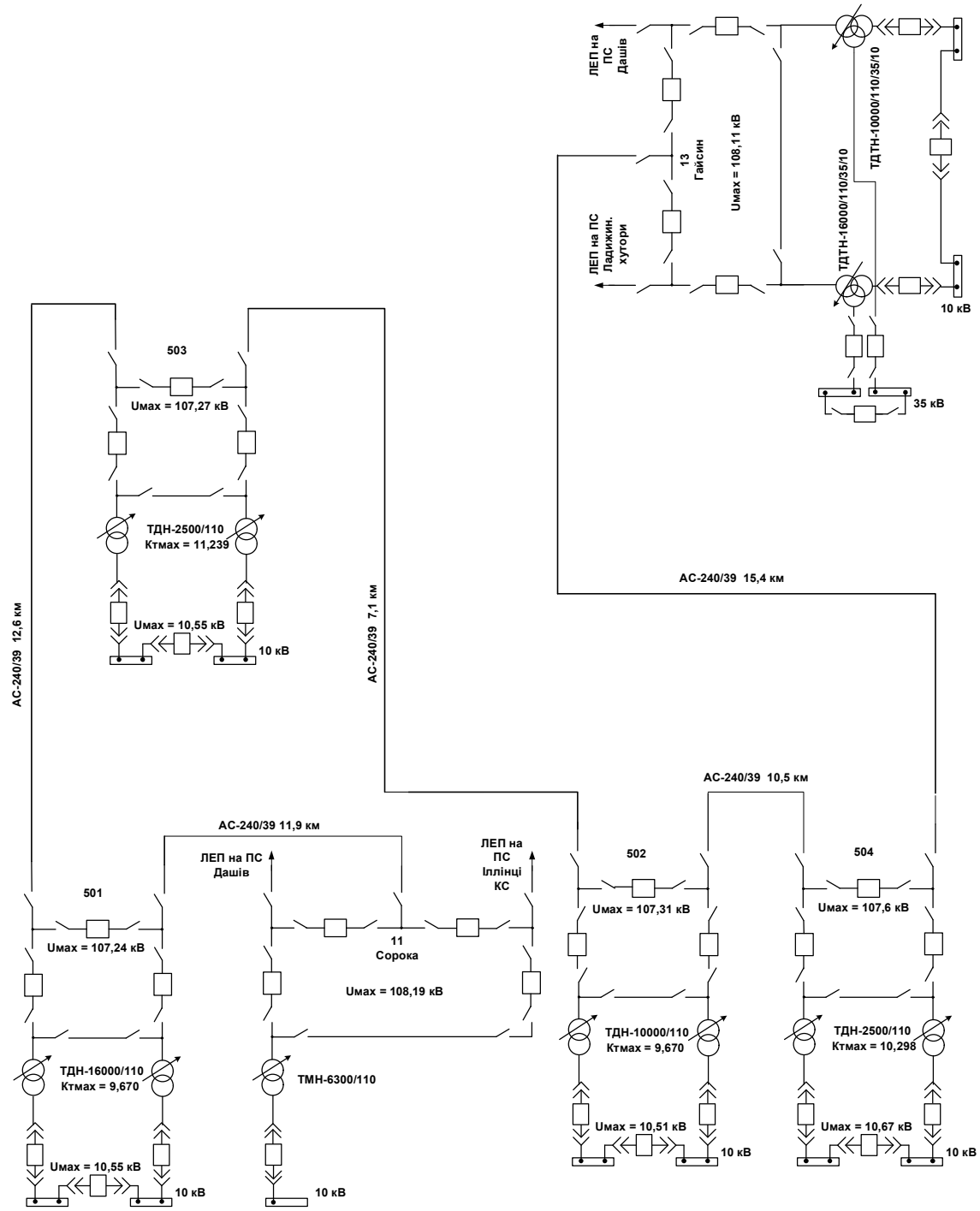
|     |     |                              |       |
|-----|-----|------------------------------|-------|
| 407 | 7   | 407 – Степанівка             | 3,3   |
| 7   | 408 | Степанівка – 408             | 23,5  |
| 408 | 8   | 408 – Липовець               | 2,5   |
| 8   | 9   | Липовець – Іллінці           | 17,6  |
| 9   | 10  | Іллінці – Іллінці КС         | 21,6  |
| 300 | 10  | Ладизинська ТЕС – Іллінці КС | 80,2  |
| 11  | 10  | Сороки – Іллінці КС          | 17,9  |
| 12  | 11  | Дашів – Сороки               | 8,1   |
| 13  | 12  | Гайсин – Дашів               | 27,0  |
| 14  | 13  | Лад. Хутора – Гайсин         | 20,7  |
| 15  | 14  | Ладизин – Лад. Хутора        | 10,5  |
| 409 | 15  | 409 – Ладизин                | 1,47  |
| 300 | 409 | Ладизинська ТЕС – 409        | 25,3  |
| 2   | 301 | Немирів – Ковалівка          | 12,4  |
| 301 | 302 | Ковалівка – Козаківка        | 10,7  |
| 2   | 303 | Немирів – Чуків              | 10,21 |
| 2   | 304 | Немирів – Потоки             | 22,9  |
| 303 | 305 | Чуків – Мельниківці          | 14,8  |
| 305 | 306 | Мельниківці – Ситківці       | 17,0  |
| 304 | 307 | Потоки – Носівці             | 31,52 |
| 306 | 307 | Ситківці – Носівці           | 9,3   |
| 12  | 307 | Дашів – Носівці              | 29,41 |
| 8   | 308 | Липовець – Попівка           | 14,93 |
| 12  | 309 | Дашів – Слободище            | 19,5  |
| 309 | 310 | Слободище – Гранів           | 13,43 |
| 13  | 201 | Гайсин – 201                 | 5,05  |
| 201 | 311 | 201 – Гайсин 35              | 4,0   |
| 201 | 312 | 201 – Гунча                  | 6,6   |
| 13  | 313 | Гайсин – Тишківка            | 12,9  |
| 13  | 314 | Гайсин – Цук. з-д            | 16,94 |

АС-150

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

| №   | Назва вузла            | cos φ | S <sub>н</sub> , МВА | Марка трансформатора                         |     |             |      |             |                                  |   |
|-----|------------------------|-------|----------------------|--|-----|-------------|------|-------------|----------------------------------|---|
|     |                        |       |                      |  | 11  | Сороки      | 0,89 | 2,2 + j1,13 | ТМН-6300/110/10                  | 1 |
|     |                        |       |                      |  | 12  | Дашів       | 0,88 | 3,0 + j1,62 | ТДТН-10000/110/35/10             | 2 |
|     |                        |       |                      |  | 13  | Гайсин      | 0,89 | 6,5 + j3,33 | ТДТН-25000/110/35/10             | 1 |
|     |                        |       |                      |  | 14  | Лад. Хутора | 0,9  | 2,6 + j1,26 | ТМН-6300/110/10                  | 1 |
| 100 | Вінницький енерговузол |       | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   | 15  | Ладизин     | 0,87 | 6,7 + j3,8  | ТДТН-25000/110/35/10             | 2 |
|     |                        |       |                      |  | 301 | Ковалівка   | 0,86 | 1,0 + j0,59 | ТМН-2500/35/10                   | 1 |
| 200 | ВП ПС-750              |       | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   | 302 | Козаківка   | 0,87 | 0,9 + j0,51 | ТМН-2500/35/10                   | 1 |
|     |                        |       |                      |  | 303 | Чуків       | 0,87 | 0,6 + j0,34 | ТМН-1600/35/10                   | 2 |
| 300 | Ладизинська ТЕС        |       | Балансувальний вузол | ВРП 110 кВ                                   | 304 | Потоки      | 0,89 | 1,1 + j0,56 | ТМН-2500/35/10                   | 2 |
| 1   | Вороновиця             | 0,87  | 2,3 + j1,3           | ТМН-6300/110/10                              | 305 | Мельниківці | 0,88 | 1,2 + j0,65 | ТМН-2500/35/10                   | 1 |
| 2   | Немирів                | 0,88  | 4,7 + j2,54          | ТДТН-16000/110/35/10                         | 306 | Ситківці    | 0,87 | 1,3 + j0,74 | ТМН-2500/35/10                   | 2 |
| 3   | Брацлав                | 0,86  | 2,2 + j1,31          | ТМН-6300/110/10                              | 307 | Носівці     | 0,86 | 1,4 + j0,83 | ТМН-4000/35/10                   | 2 |
| 4   | Тульчин                | 0,9   | 4,8 + j2,32          | ТДТН-10000/110/35/10<br>ТДТН-16000/110/35/10 | 308 | Попівка     | 0,9  | 0,6 + j0,29 | ТМН-1600/35/10                   | 1 |
|     |                        |       |                      |  | 309 | Слободище   | 0,88 | 0,8 + j0,43 | ТМН-2500/35/10                   | 1 |
| 5   | Ферментний завод       | 0,88  | 9,0 + j4,86          | ТРДН-25000/110/10                            | 310 | Гранів      | 0,9  | 0,8 + j0,39 | ТМН-1600/35/10                   | 1 |
| 6   | Оленівка               | 0,88  | 2,3 + j1,24          | ТМН-6300/110/10                              | 311 | Гайсин 35   | 0,87 | 1,3 + j0,74 | ТМН-4000/35/10<br>ТМН-6300/35/10 | 2 |
| 7   | Степанівка             | 0,89  | 2,5 + j1,28          | ТМН-6300/110/10                              | 312 | Гунча       | 0,89 | 0,5 + j0,26 | ТМН-1600/35/10                   | 2 |
| 8   | Липовець               | 0,88  | 4,3 + j2,32          | ТДТН-10000/110/35/10<br>ТДТН-16000/110/35/10 | 313 | Тишківка    | 0,87 | 1,4 + j0,79 | ТМН-4000/35/10                   | 1 |
| 9   | Іллінці                | 0,87  | 2,6 + j1,47          | ТМН-6300/110/10                              | 314 | Цук. з-д    | 0,88 | 0,9 + j0,49 | ТМН-1600/35/10<br>ТМН-4000/35/10 | 2 |
| 10  | Іллінці КС             | 0,86  | 21,0 + j12,46        | ТРДЦН-63000/110/10                           | 2   |             |      |             |                                  |   |





| <b>Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ</b>                               |                 |                  |
|---|-----------------|------------------|
| Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі                                | <b>МВт</b>      | <b>44,4</b>      |
| Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів                   | <b>год</b>      | <b>5400</b>      |
| Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям                                     | <b>МВт*год</b>  | <b>343392</b>    |
| Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі                               | <b>тис.грн.</b> | <b>376891,54</b> |
| Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі                         | <b>рік</b>      | <b>10,2</b>      |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | <b>МВт</b>      | <b>2,98</b>      |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | <b>%</b>        | <b>2,4</b>       |
| Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі              | <b>МВт*год</b>  | <b>12591</b>     |
| Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку | <b>МВт*год</b>  | <b>28742</b>     |

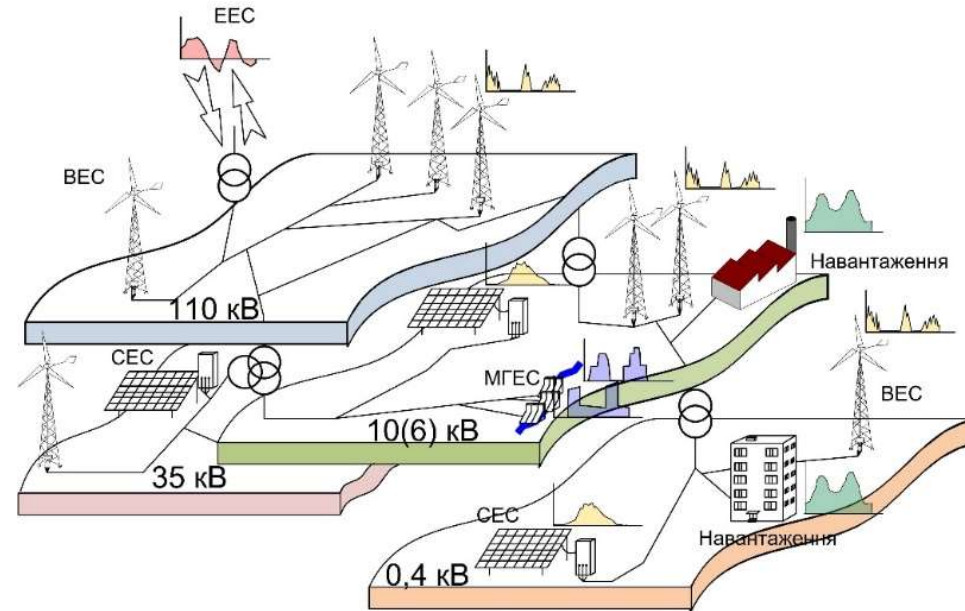


Рисунок 1 – Схематичне зображення сучасних розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням

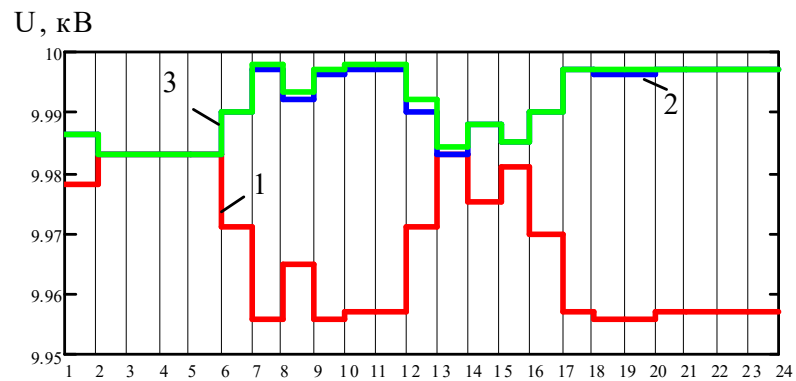


Рисунок 2 – Зміни рівнів напруги у вузлі навантаження  
1 – відхилення напруги у вузлі навантаження без РДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для максимального навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для мінімального навантаження

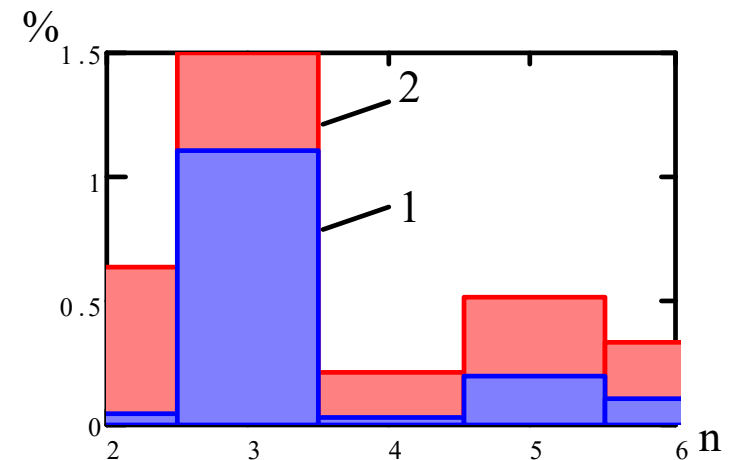


Рисунок 3 – Зміна рівня гармонік напруги в мережі  
1 – до впровадження сонячної електростанції; 2 – після впровадження сонячної електростанції;