

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

## МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням особливостей проектування сонячних електростанцій»

Виконав: студент 2 курсу, гр. ЕСМ-23м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи  
і мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Смалюх В.Л.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Остра Н. В.  
(прізвище та ініціали)

« 06 » грудня 2024 р.

Опонент:

к.т.н. доцент каф. ЕСС  
Смалюх В.Л.  
(прізвище та ініціали)

« 09 » грудня 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

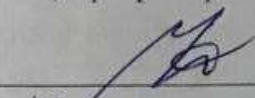


Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем  
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)  
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» 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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**

д.т.н., професор Комар В. О.

  
17.09 2024 року

## **З А В Д А Н Н Я** **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Смалюху Вадиму Леонідовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням особливостей проектування сонячних електростанцій»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», інформація про основне обладнання ліній 110/35 кВ та підстанцій 110/10 кВ, 110/35 кВ, 110/35/10 кВ, вихідні параметри для вузлів існуючої мережі, 4 нових споживачі: 1. Нова 1(501) -  $P = 7,1 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,88$ ; 2. Нова 2(502) -  $P = 12,5 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,89$ ; 3. Нова 3(503) -  $P = 16,2 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 0,87$ ; СЕС 4 (504) -  $P = 10,0 \text{ МВт}$ ,  $\cos\varphi = 1,00$ .

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Дослідження особливостей проектування сонячних електростанцій 4. Економічна частина. 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами. 2. Варіанти розвитку електричної мережі. 3. Оптимальний варіант розвитку електричної мережі 4. Схема електричних з'єднань оптимального варіанту розвитку мережі. 5. Схема автономної СЕС. 6. Схема мережевої СЕС. 7. Схема комбінованої СЕС. 8. Основні техніко-економічні показники електричної мережі після розвитку.



| 6. Консультанти розділів роботи |                                                                        | Підпис, дата                                                                        |                                                                                     |
|---------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Розділ                          | Прізвище, ініціали та посада консультанта                              | завдання видав                                                                      | виконав прийняв                                                                     |
| Спеціальна частина              | Керівник роботи<br>Остра Н. В.,<br>к.т.н., доц., доцент<br>кафедри ЕСС |  |  |
| Економічна частина              | Остра Н. В.,<br>к.т.н., доц., доцент<br>кафедри ЕСС                    |  |  |

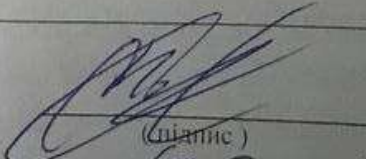
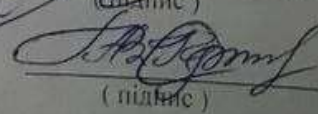
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів<br>магістерської кваліфікаційної роботи                    | Строк виконання<br>етапів роботи |          |                                                                                       |
|-------|-------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|       |                                                                         | початок                          | кінець   |                                                                                       |
| 1     | Розроблення технічного завдання                                         | 17.09.24                         | 19.09.24 |   |
| 2     | Техніко-економічне обґрунтування                                        | 20.09.24                         | 08.10.24 |  |
| 3     | Електротехнічна частина                                                 | 09.10.24                         | 22.10.24 |  |
| 4     | Дослідження особливостей проектування сонячних електростанцій           | 23.10.24                         | 29.10.24 |  |
| 5     | Економічна частина                                                      | 30.10.24                         | 05.11.24 |  |
| 6     | Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок | 06.11.24                         | 12.11.24 |  |
| 7     | Оформлення пояснювальної записки                                        | 13.11.24                         | 20.11.24 |  |
| 8     | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації     | 21.11.24                         | 27.11.24 |  |
| 9     | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР                         | 28.11.24                         | 05.12.24 |  |
| 10    | Рецензування МКР                                                        | 06.12.24                         | 09.12.24 |  |
| 11    | Захист МКР                                                              | 10.12.24                         | -        |                                                                                       |

Студент

Керівник роботи

  
(підпис)  
  
(підпис)

В. Л. Смалюх

Н. В. Остра

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Смалюх Вадим Леонідович «Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням особливостей проектування сонячних електростанцій». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2024. 107 с.

На українській мові. Бібліогр.: 33 назви; рис.: 24; табл. 32.

В магістерській кваліфікаційній роботі сформовано оптимальну схему розвитку електричних мереж напругою 110/35 кВ з дослідженням особливостей проектування сонячних електростанцій.

В роботі визначено оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

В роботі розглянуто та проаналізовано особливості проектування сонячних електростанцій.

В роботі розглянуто та проаналізовано заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, а також визначено основні техніко-економічні показники електричної мережі.

*Ключові слова:* електрична мережа, методи оптимізації, оптимальний граф розвитку електричної мережі, сонячні електростанції, регулювання напруги.

## ANNOTATION

Vadim Smalyukh "Development of 110 kV electrical networks with a study of design features of solar power plants." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 107 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 33 titles; Fig.: 24; table 32.

In the master's qualification work, an optimal scheme for the development of electrical networks with a voltage of 110/35 kV was formed with a study of the design features of solar power plants.

The work defines the optimal scheme for the development of the electrical network. The optimal option ensures a reliable and uninterrupted supply of electrical energy to consumers.

The work considered and analyzed the design features of solar power plants.

Measures to ensure reliable and safe operation of electrical installations are considered and analyzed in the work.

In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency are considered, as well as the main technical and economic indicators of the electric network are determined.

*Key words:* electric network, optimization methods, optimal graph of electric network development, solar power plants, voltage regulation.

## ЗМІСТ

|                                                                                                 |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ .....</b>                                                              | <b>5</b>  |
| <b>ВСТУП .....</b>                                                                              | <b>6</b>  |
| <b>1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....</b>                                                  | <b>9</b>  |
| <b>2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....</b>                                                          | <b>11</b> |
| 2.1 Етапи прогнозування електричних навантажень ЕМ.....                                         | 11        |
| 2.1.1 Аналіз розрахунку режиму існуючої електромережі .....                                     | 12        |
| 2.1.2 Аналіз порядку формування максимального графа електричної мережі .....                    | 14        |
| 2.2 Аналіз алгоритму вибору оптимальної схеми електричної мережі.....                           | 15        |
| 2.2.1 Лінеаризація цільової функції.....                                                        | 16        |
| 2.2.2 Застосування симплекс-методу для оптимізації схеми ЕМ .....                               | 20        |
| 2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування ..... | 24        |
| 2.3.1 Порядок вибору оптимальної послідовності проектування електричної мережі.....             | 25        |
| 2.3.2 Визначення остаточного варіанту розвитку оптимальної послідовності розвитку ЕМ .....      | 29        |
| 2.3.3 Розрахунок конструктивних параметрів ЛЕП .....                                            | 30        |
| 2.4 Аналіз методики вибору потужності трансформаторів на споживальних підстанціях .....         | 33        |
| 2.5 Аналіз методики вибору схем РП підстанцій .....                                             | 35        |
| 2.5.1 Аналіз вибору схеми прохідних підстанцій .....                                            | 36        |
| 2.5.2 Вибір схеми вузлової підстанції .....                                                     | 38        |
| 2.5.3 Аналіз оцінки надійності схем підстанцій.....                                             | 40        |
| 2.6 Аналіз оцінки балансу потужностей .....                                                     | 44        |
| 2.6.1 Аналіз етапів визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення .....              | 44        |
| 2.7 Алгоритм розрахунку та аналізу ustalених режимів ЕМ .....                                   | 46        |

|                                                                                                                                        |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків .....                                                                                | 46  |
| 2.7.2 Аналіз процесу регулювання напруги у мережі .....                                                                                | 47  |
| <b>3 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЕКТУВАННЯ<br/>СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ</b> .....                                                       | 52  |
| 3.1 Загальна характеристика сонячних електричних станцій<br>та їх основні типи .....                                                   | 52  |
| 3.2 Аналіз особливостей проектування сонячних електростанцій .....                                                                     | 62  |
| 3.3 Аналіз необхідного обладнання для проектування СЕС .....                                                                           | 65  |
| <b>4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b> .....                                                                                                      | 69  |
| <b>5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ<br/>ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК</b> .....                                             | 87  |
| 5.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування<br>електрообладнання .....                                                 | 87  |
| 5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час<br>виконання робіт .....                                          | 87  |
| 5.1.2 Електробезпека .....                                                                                                             | 90  |
| 5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії .....                                                                      | 92  |
| 5.2.1 Мікроклімат .....                                                                                                                | 92  |
| 5.2.2 Склад повітря робочої зони .....                                                                                                 | 93  |
| 5.2.3 Виробниче освітлення .....                                                                                                       | 93  |
| 5.2.4 Виробничий шум .....                                                                                                             | 94  |
| 5.3 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної<br>трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів ... | 95  |
| 5.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції .....                                                                          | 93  |
| <b>ВИСНОВКИ</b> .....                                                                                                                  | 101 |
| <b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....                                                                                                | 103 |
| <b>ДОДАТКИ</b> .....                                                                                                                   | 107 |
| Додаток А. Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи .....                                                                | 108 |
| Додаток Б. Технічне завдання МКР .....                                                                                                 | 109 |
| Додаток В. Результати розрахунків режимів роботи проекрованої мережі..                                                                 | 116 |

|                                      |     |
|--------------------------------------|-----|
| Додаток Г Ілюстративна частина ..... | 134 |
|--------------------------------------|-----|



## ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АПВ – автоматичне повторне ввімкнення

АТ – автотрансформатор

ВН – висока напруга

ВРП – відкритий розподільний пристрій

ВП – вузлова підстанція

ЕЕС – електроенергетична система

ЕМ – електрична мережа

КЗ – коротке замикання

КРУ – комплектна розподільна установка

КУ – конденсаторна установка

КП – компенсуючі пристрої

ЛЕП – лінія електропередачі

НН – низька напруга

РП – розподільний пристрій

РПН – регулювання напруги під навантаженням

СЕС – сонячні електричні станції

ТП – трансформаторна підстанція

ОЕС – об'єднана енергетична система

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Посилення атак з весни 2024 року призвело до того, що енергетична інфраструктура України залишилася в дуже вразливому стані нинішньої зими. Оскільки, нажаль, стратегія країни-агресора зосереджена на об'єктах генерації та передачі електроенергії, а також на використанні комбінацій ракет і безпілотників для обходу систем протиповітряної оборони України. Як наслідок, Україна зазнала більш масштабних і тривалих пошкоджень енергетичної інфраструктури порівняно з атаками на більш ранніх етапах війни, навіть попри постійну підтримку донорів у проведенні ремонтних робіт [1].

Енергопостачання вже стало проблемою для багатьох українців впродовж весняних і літніх місяців, але повні наслідки інфраструктурних втрат були замасковані теплою погодою та довгими днями. Дизельні генератори дозволили магазинам і ресторанам залишатися відкритими, а багато об'єктів використовують відкриті майданчики, щоб допомогти впоратися з наслідками віялових відключень. Однак, як тільки температура почне падати і в жовтні офіційно розпочнеться опалювальний сезон, жити і працювати в умовах обмеженого доступу до електроенергії та тепла стане набагато складніше [4].

У нинішніх умовах це може призвести до величезних ризиків для людей по всій країні. Період екстремальних холодів протягом зими матиме значні наслідки для населення в цілому і створить величезний тиск на вже перевантажену систему охорони здоров'я.

З початку 2022 року в Україні значно посилилася проблема дефіциту електропостачання, що досягла рівня 30-40%. Це спричинило введення надзвичайних заходів, зокрема поступове відключення та обмеження споживання електроенергії як для промислових підприємств, так і для домогосподарств. Незважаючи на зусилля енергетиків забезпечити українських споживачів мінімум 10 годинами електропостачання на добу,

планові відключення не завжди вдавалося виконати через цілеспрямовані атаки на енергетичну інфраструктуру з боку ворожих сил [1].

Україна володіє найбільшим технічним потенціалом відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) серед країн Південно-Східної Європи — 874 ГВт, з яких 83 ГВт припадає на сонячну енергію, 438 ГВт — на сушу, а 250 ГВт — на море. Завдяки високому потенціалу ВДЕ та ефективним механізмам підтримки, сектор відновлюваної енергетики в Україні розвивається дуже швидко. Частка ВДЕ в загальному виробництві електроенергії зросла з 1,8% у 2018 році до 8,2% у 2021 році. На початок 2022 року загальна встановлена потужність ВДЕ, приєднана до мережі, досягла 9,5 ГВт (без урахування 0,6 ГВт потужностей, що знаходяться на тимчасово окупованих ворожою країною територіях до 24 лютого 2022 року). З 2009 по 2021 рік в сектор ВДЕ України було інвестовано близько \$12 млрд. На сьогодні 2,5 ГВт (25%) потужностей ВДЕ перебуває під окупацією, а близько 6% загальної встановленої потужності ВДЕ зазнало пошкоджень або руйнувань [2, 3].

Зважаючи на всі ці події, стає зрозумілим, що відновлення та реконструкція енергетичних об'єктів та ЛЕП після нашої Перемоги у війні буде ще більш **важливою та актуальною науково-прикладною задачею**.

**Мета та задачі дослідження.** Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є проаналізувати існуючі методи оптимізації розвитку електричних мереж, спроектувати та вибрати оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ, а також дослідити особливості проектування сонячних електричних станцій.

У відповідності із вказаною метою в роботі розв'язуються наступні **основні задачі**:

- аналіз відомих методів оптимізації розвитку електричних мереж (ЕМ);
- формування оптимального варіанта розвитку існуючої мережі 110 кВ;
- дослідження методів вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ;

- аналіз особливостей проектування сонячних електростанцій та переліку необхідного обладнання для проектування СЕС.
- визначити основні техніко-економічні показники електричної мережі;
- проаналізувати та розглянути заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок.

**Об'єктом дослідження** є електричні мережі 110 кВ АТ «Вінницяобленерго».

**Предметом дослідження** є відомі методи оптимізації розвитку електричних мереж.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених задач застосовано 2 методи оптимізації розвитку ЕМ, а саме: симплекс-метод та метод динамічного програмування для вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі. Для оцінки надійності схем вузлових підстанцій було застосовано метод Тарівердієва. Для виконання необхідних розрахунків в роботі було застосовано різні програмні комплекси, зокрема програмний комплекс «ВТРАТИ-110».

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



## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

З початку 2022 року в Україні значно посилилася проблема дефіциту електропостачання, що досягла рівня 30-40%. Це спричинило введення надзвичайних заходів, зокрема поступове відключення та обмеження споживання електроенергії як для промислових підприємств, так і для домогосподарств. Незважаючи на зусилля енергетиків забезпечити українських споживачів мінімум 10 годинами електропостачання на добу, планові відключення не завжди вдавалося виконати через цілеспрямовані атаки на енергетичну інфраструктуру з боку ворожих сил [1].

Сучасний розвиток електроенергетики потребує підвищення вимог до надійності та тривалості роботи електрообладнання. Наявність необхідного та справного електрообладнання є критичними для забезпечення стабільності та стійкості енергетичної системи, оскільки воно забезпечує надійність електропостачання та безпеку функціонування енергосистеми в цілому [4].

Зміни в навантаженнях споживачів та поява нових вимог до електропостачання спричиняють постійну модернізацію і реконструкцію електричних мереж. Це включає добудову, заміну та реконструкцію ліній і підстанцій, а також встановлення нових систем керування. Електричну мережу слід проектувати з урахуванням можливості її подальшого розширення і розвитку [6].

Однією з важливих завдань у проектуванні розвитку енергетичної системи є технічне та економічне порівняння різних варіантів розвитку. У процесі таких розрахунків необхідно враховувати низку суперечливих критеріїв, які визначають загальну ефективність кожного варіанту.

Оскільки з'явилися 4 нових споживачі електричної енергії - Нова 1 (501), Нова 2 (502), Нова 3 (503), СЕС 4 (504), саме тому постала необхідність розвитку існуючих електричних мереж напругою 110/35/10 кВ. На рисунку 1.1 показано схему існуючої електричної мережі з новими споживачами електричної енергії.

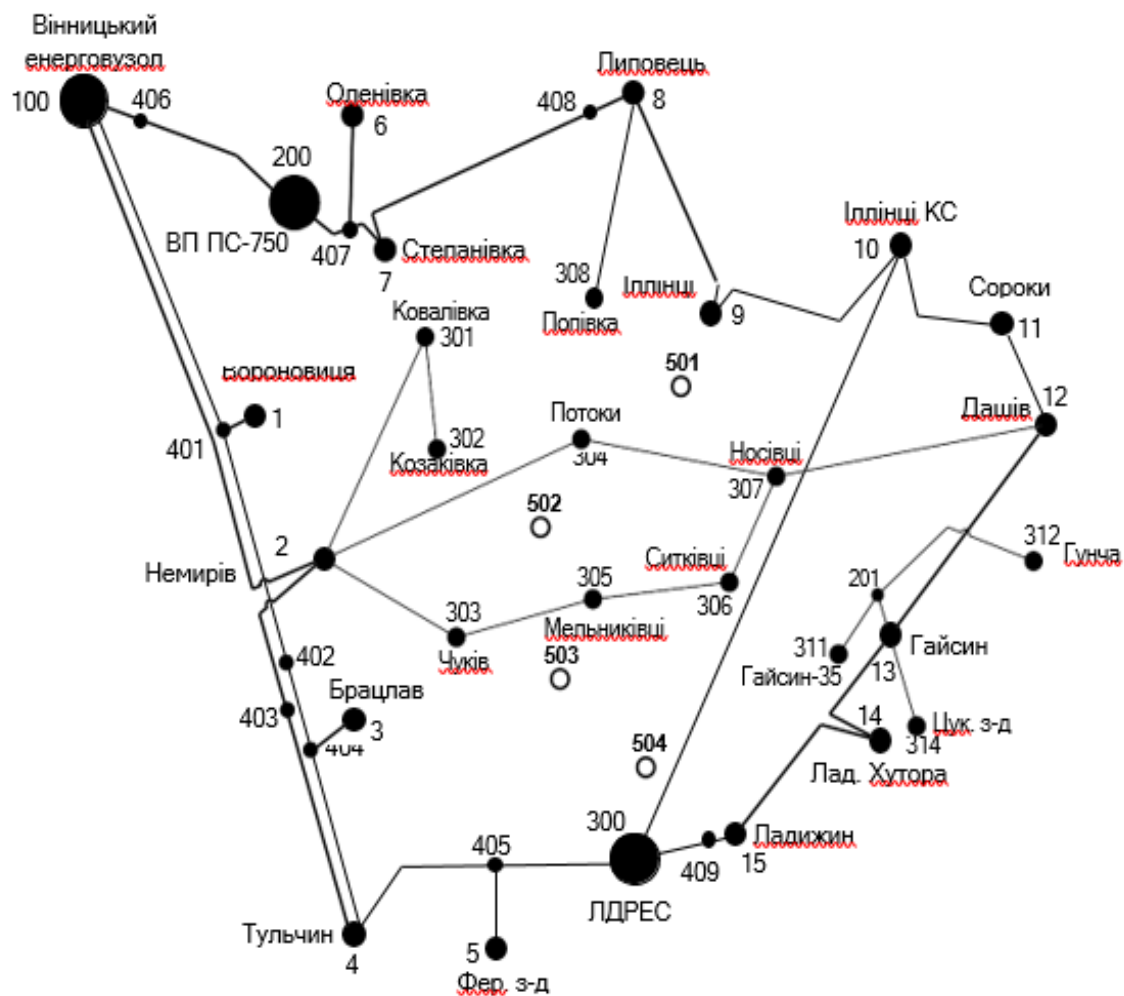


Рисунок 1.1 – Зображення схеми існуючої ЕМ 110/35/10 кВ з новими споживачами

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Етапи прогнозування електричних навантажень ЕМ

Метод найменших квадратів дозволяє з мінімальною похибкою отримати аналітичний вираз залежності максимальної потужності від часу. Цей підхід дає змогу замінити функцію, задану у вигляді таблиці  $P_{\max}(T)$  аналітичним виразом  $P'_{\max}(T)$  [6]:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

де  $a'$ ,  $b'$  – числові коефіцієнти;  $T$  – період прогнозу.

Визначення числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  здійснюється шляхом мінімізації виразу, сформульованого відповідно до методу найменших квадратів.

$$\Pi = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (2.2)$$

Після диференціювання початкової функції остаточною формою системи лінійних рівнянь для знаходження коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$  набуває такого вигляду:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (2.3)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 технічного завдання МКР в систему (2.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20175 \cdot b' = 891, \\ 20175 \cdot a' + 40703145 \cdot b' = 1797820. \end{cases}$$

звідки  $a' = -5474,3$ ,  $b' = 2,75758$ . Отже, регресійна функція має наступний вигляд:

$$P'_{\max} = 2,75758 - 5474,3$$

Далі, отримаємо апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти за допомогою табличного редактора Excel (рисунок 2.1).

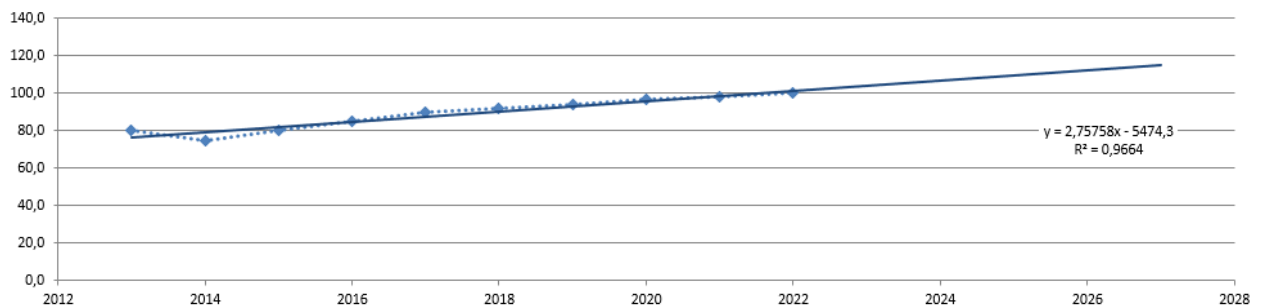


Рисунок 2.1 – Отримані графіки регресійної  $P'_{\max}(T)$  та таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  залежностей максимального значення навантаження від часу  $T$

Аналізуючи даний графік (рис. 2.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 115,3%, що на 15,3 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 2.1.1 Алгоритм розрахунку режиму існуючої електромережі

Результати аналізу режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу (додаток А) засвідчили, що напруги у всіх вузлах або

відповідають встановленим обмеженням, або можуть бути приведені до нормативних значень за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Аналіз струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів показав, що основне обладнання працює в економічних режимах або наближених до них (таблиця 2.1.). Втрати електроенергії в мережі є відносно незначними, а саме:

- в лініях електропередач – 2,34 МВт;
- в трансформаторах – 0,97 МВт з них холостого ходу 0,6 МВт та навантажувальні 0,37 МВт.

Таблиця 2.1– Порівняльний аналіз значень струмів проводів

|                                   | 405-300 | 404-3 | 100-2  | 9-10   |
|-----------------------------------|---------|-------|--------|--------|
| Вид марки проводу                 | АС-150  | АС-95 | АС-185 | АС-120 |
| Значення допустимого струму, А    | 450     | 300   | 510    | 380    |
| Величина розрахункового струму, А | 102     | 15    | 48     | 77     |

У районі, запланованому для розвитку електричних мереж, ЛЕП існуючої мережі мають достатній резерв пропускної здатності для забезпечення електроенергією нових споживачів, а також забезпечують відповідні рівні напруги у вузлах (табл. 2.2).

Таблиця 2.2– Значення напруг потенційних вузлів приєднання

| Номери вузлів             | 300 | 3      | 2      | 9      |
|---------------------------|-----|--------|--------|--------|
| Значення напруг вузла, кВ | 115 | 114,25 | 113,79 | 111,08 |

На основі розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій у зоні нового будівництва (табл. 1.2) встановлено, що всі вони здатні забезпечити підключення додаткового навантаження зі сторони ВН. Таким чином, вибір потенційних вузлів для приєднання нових ЛЕП доцільно здійснювати з урахуванням економічних критеріїв, зокрема із застосуванням симплекс-методу [6].

### **2.1.2 Аналіз порядку формування максимального графа електричної мережі**

Напруги в потенційних точках приєднання перебувають у допустимих межах. Отже, як результат, беручи до уваги розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційними вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно даних являються наступні вузли: вузол № 300 Ладижинська ТЕС – 115кВ, вузол №2 Немирів – 113,79кВ, вузол №3 Брацлав – 114,25кВ, а також вузол №9 Іллінці – 111,08кВ.

Проаналізувавши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було створено максимальний граф розвитку ЕМ, представлений на рис. 2.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.



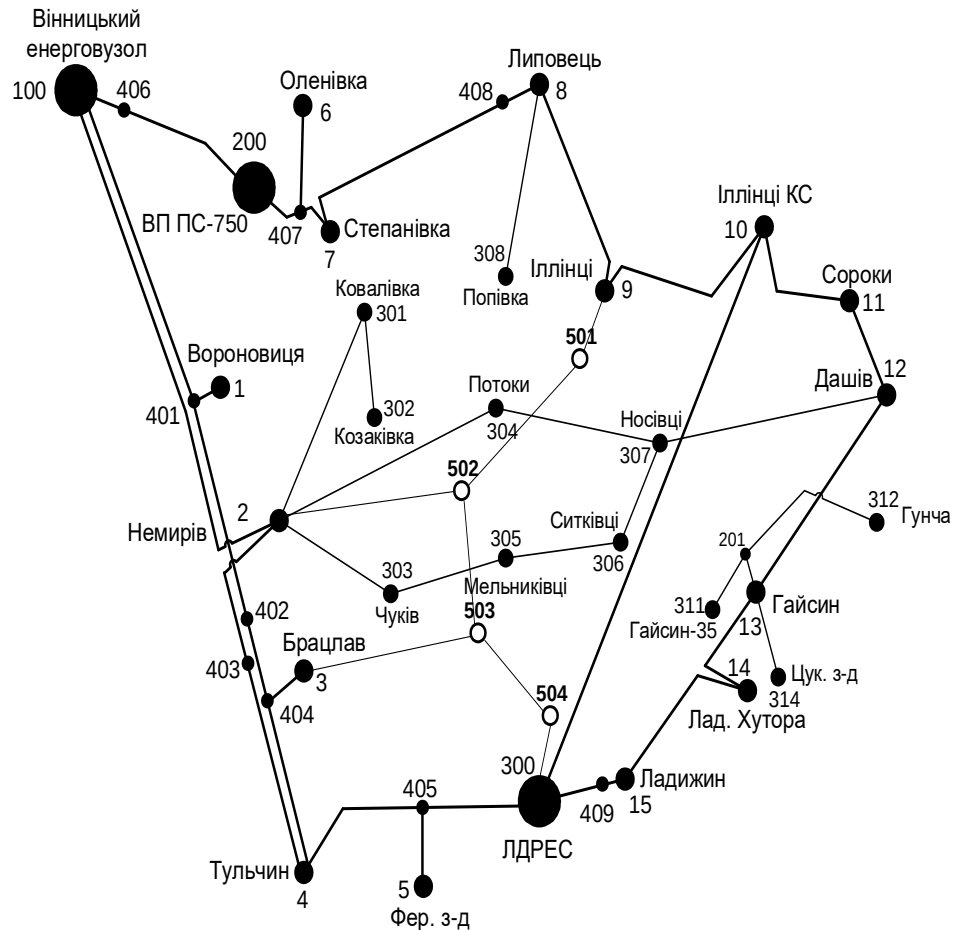


Рисунок 2.2 – Зображення максимального графу схеми ЕМ

## 2.2 Аналіз алгоритму вибору оптимальної схеми електричної мережі

Для розвитку електричних мереж необхідно знайти оптимальний варіант розвитку мережі з урахуванням капітальних витрат і експлуатаційних витрат. При цьому слід враховувати всі необхідні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту включає не лише вибір конфігурації та рівнів напруги мережі, а й визначення параметрів її елементів для забезпечення необхідної якості електроенергії, запасу стійкості та узгодженості процесів управління.

Через складність цих завдань їх не можна вирішити в рамках однієї математичної моделі. Тому процес проектування поділяється на етапи, причому оптимальні рішення на кожному з них приймаються з використанням

комплексу математичних моделей.

### 2.2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі необхідно обрати критерій оптимальності. У цьому випадку доцільно використовувати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі  $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$  як критерій, а змінними оптимізації прийняти потужності  $P_i$ , які передаються по лініях [6, 12].

У загальному випадку залежності  $B_i = f(P_i)$  являються нелінійними. Тому цільова функція, що описує процес розвитку мережі, може мати вигляд нелінійної функції з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні  $P_i$ . Для використання симплекс-методу цю функцію можна лінеаризувати відносно вибраних змінних.

У загальному випадку дисконтовані витрати для кожної  $i$ -тої лінії електропередачі можна записати як:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.4)$$

де  $P_i$  - потужність  $i$ -ї ЛЕП,  $E$  – коефіцієнт дисконту ( $E=0,2$ );  $\alpha$  – коефіцієнт нормативних відрахувань;  $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$ ;  $K_{0i}$  - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на  $i$ -тій ЛЕП;  $\alpha$  – коефіцієнт нормативних відрахувань;  $b_i$  - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від  $P_i^2$ ;  $l_i$  - довжина  $i$ -ї ЛЕП в км.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.5)$$

де  $a_i'$  - сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації);  $b_i'$  - питомі затрати, які залежать від потоку потужності  $P_i$  в ЛЕП.

Згідно ПУЕ [10] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис. грн/км.

Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.6)$$

де  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);  $\tau$  – час максимальних втрат (5113 год/рік для  $T_{нб} = 6400$  год/рік);  $U_n$  – значення номінальної напруги дорівнює 110 кВ;  $C_0$  – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 грн/кВт·год;  $r_{0i}$  – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 для якого  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Отримані результати розрахунків вартісних коефіцієнтів представлено у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Отримані результати розрахунків вартісних коефіцієнтів для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу  $V_d = a + b \cdot P^2$

| Номер вузла початку | Номер кінцевого вузла | Довжина на карті, см | Довжина ЛЕП, км | Уном ЛЕП, кВ | Величина питомих капіталовкладень, тис. грн/ | Значення питомого опору, Ом/км | Коеф. а, тис. грн | Коеф. б, тис. грн/МВт | Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн |
|---------------------|-----------------------|----------------------|-----------------|--------------|----------------------------------------------|--------------------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| 9                   | 501                   | 0,8                  | 5,6             | 110          | 1573,680                                     | 0,131                          | 2820,0            | 1,408                 | 2960,9                                                                  |
| 2                   | 502                   | 3,1                  | 21,7            | 110          | 1573,680                                     | 0,131                          | 10927,6           | 5,458                 | 11473,4                                                                 |
| 3                   | 503                   | 2,9                  | 20,3            | 110          | 1573,680                                     | 0,131                          | 10222,6           | 5,105                 | 10733,2                                                                 |
| 300                 | 504                   | 0,8                  | 5,6             | 110          | 1573,680                                     | 0,131                          | 2820,0            | 1,408                 | 2960,9                                                                  |
| 501                 | 502                   | 2,6                  | 18,2            | 110          | 1573,680                                     | 0,131                          | 9165,1            | 4,577                 | 9622,8                                                                  |
| 502                 | 503                   | 1,9                  | 13,3            | 110          | 1573,680                                     | 0,131                          | 6697,6            | 3,345                 | 7032,1                                                                  |
| 503                 | 504                   | 1,5                  | 10,5            | 110          | 1573,680                                     | 0,131                          | 5287,6            | 2,641                 | 5551,6                                                                  |

Отже, значення вартісних коефіцієнтів  $a_i$  після лінеаризації не змінилися, оскільки вони не залежать від потоку потужності, натомість коефіцієнти  $b_i$  зросли (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Отримані результати розрахунків вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу  $V_d = a' + b' \cdot P$

| Номер ЛЕП | Довжина ЛЕП, км | Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн | Коефіцієнт $a_1$ , тис. грн | Коефіцієнт $b_1$ , тис. грн/МВт | Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн | Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн |
|-----------|-----------------|--------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| 9-501     | 5,6             | 3271,3                                                       | 3108,8                                                   | 3469,9                                                   | 2820,0                      | 25,210                          | 3271,3                                                   | 3181,0                                                   | 3361,6                                                   |
| 2-502     | 21,7            | 12676,3                                                      | 12046,8                                                  | 13445,7                                                  | 10927,6                     | 97,690                          | 12676,3                                                  | 12326,6                                                  | 13026,0                                                  |
| 3-503     | 20,3            | 11858,5                                                      | 11269,6                                                  | 12578,2                                                  | 10222,6                     | 91,388                          | 11858,5                                                  | 11531,3                                                  | 12185,6                                                  |
| 300-504   | 5,6             | 3271,3                                                       | 3108,8                                                   | 3469,9                                                   | 2820,0                      | 25,210                          | 3271,3                                                   | 3181,0                                                   | 3361,6                                                   |
| 501-502   | 18,2            | 10631,7                                                      | 10103,7                                                  | 11277,0                                                  | 9165,1                      | 81,934                          | 10631,7                                                  | 10338,4                                                  | 10925,1                                                  |
| 502-503   | 13,3            | 7769,3                                                       | 7383,5                                                   | 8240,9                                                   | 6697,6                      | 59,875                          | 7769,3                                                   | 7555,0                                                   | 7983,7                                                   |
| 503-504   | 10,5            | 6133,7                                                       | 5829,1                                                   | 6506,0                                                   | 5287,6                      | 47,270                          | 6133,7                                                   | 5964,5                                                   | 6302,9                                                   |

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.4) та лінеаризованою (2.5) функціями (табл. 2.4). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Отримані результати розрахунків подано у табл. 2.5.



- Другий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі, з використанням Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв'язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінні  $x_i$ , які оптимізуються – це величини потужностей в лініях електричної мережі;
2. Вільні члени в системі (2.8) - це потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.8) для ЕМ – це коефіцієнти 1-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти  $c_i$  функції (2.7) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.4);
5. Оскільки модель створювалась з урахуванням напрямків заданої потужності в схемі максимального графу, деякі змінні можуть приймати від'ємні значення в кінцевому результаті. Це протиріччя можна вирішити, введучи додаткові змінні.

Таблиця симплекс-методу для даної постановки задачі представлена на рисунку 2.3.

|                                | Номери вузлів | Перелік ЛЕП |         |          |         |         |          |         |         |          |          |       |       |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |
|--------------------------------|---------------|-------------|---------|----------|---------|---------|----------|---------|---------|----------|----------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|
|                                |               | 9-501       | 2-502   | 3-503    | 300-504 | 501-502 | 502-501  | 502-503 | 503-502 | 503-504  | 504-503  | 0-0   | 0-0   | 0-0   | 0-0   |                   |                     |
|                                | 501           | 1           | 0       | 0        | 0       | -1      | 1        | 0       | 0       | 0        | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 7,10              | 7,10                |
|                                | 502           | 0           | 1       | 0        | 0       | 1       | -1       | -1      | 1       | 0        | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 12,50             | 12,50               |
|                                | 503           | 0           | 0       | 1        | 0       | 0       | 0        | 1       | -1      | -1       | 1        | 0     | 0     | 0     | 0     | 16,20             | 16,20               |
|                                | 504           | 0           | 0       | 0        | 1       | 0       | 0        | 0       | 0       | 1        | -1       | 0     | 0     | 0     | 0     | -10,00            | -10,00              |
| Коефіцієнти цільової функції   |               | 763,112     | 241,352 | 1116,058 | 783,934 | 360,745 | 1030,207 | 944,357 | 944,357 | 1717,012 | 1717,012 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 0,000               |
| Потужності ЛЕП                 |               | 0,000       | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000    | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   |                     |
| Постійні складові витрат       |               | 0,000       | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000    | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 0,000               |
| Змінні складові витрат         |               | 0,000       | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000    | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 0,000               |
| Дисконтовані витрати, тис. грн |               |             |         |          |         |         |          |         |         |          |          |       |       |       |       |                   | 0,000               |

Рисунок 2.3 – Початкові параметри для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel модулем «Пошук рішень» отримаємо розв’язок симплекс-таблиці, яка показана на рисунку 2.4.

|                                 | Номери вузлів | Перелік ЛЕП |           |           |         |         |          |         |         |          |          |       |       |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |
|---------------------------------|---------------|-------------|-----------|-----------|---------|---------|----------|---------|---------|----------|----------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|
|                                 |               | 9-501       | 2-502     | 3-503     | 300-504 | 501-502 | 502-501  | 502-503 | 503-502 | 503-504  | 504-503  | 0-0   | 0-0   | 0-0   | 0-0   |                   |                     |
|                                 | 501           | 1           | 0         | 0         | 0       | -1      | 1        | 0       | 0       | 0        | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 7,10              | 0,00                |
|                                 | 502           | 0           | 1         | 0         | 0       | 1       | -1       | -1      | 1       | 0        | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 12,50             | 0,00                |
|                                 | 503           | 0           | 0         | 1         | 0       | 0       | 0        | 1       | -1      | -1       | 1        | 0     | 0     | 0     | 0     | 16,20             | 0,00                |
|                                 | 504           | 0           | 0         | 0         | 1       | 0       | 0        | 0       | 0       | 1        | -1       | 0     | 0     | 0     | 0     | -10,00            | 0,00                |
| Коефіцієнти цільової функції    |               | 763,112     | 241,352   | 1116,058  | 783,934 | 360,745 | 1030,207 | 944,357 | 944,357 | 1717,012 | 1717,012 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 32524,675           |
| Потужності ЛЕП                  |               | 7,100       | 12,500    | 6,200     | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 10,000   | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   |                     |
| Постійні складові витрат        |               | 2820,035    | 10927,635 | 10222,626 | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 5287,565 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 29257,861           |
| Змінні складові витрат          |               | 70,998      | 852,745   | 196,254   | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 0,000   | 0,000   | 0,000    | 264,076  | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 1384,073            |
| Дисконтровані витрати, тис. грн |               |             |           |           |         |         |          |         |         |          |          |       |       |       |       |                   | 30641,934           |

Рисунок 2.4 – Отримані результати пошуку розв’язку за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по лініям, отже, коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.5).

|                                 | Номери вузлів | Перелік ЛЕП |           |          |          |          |          |          |          |         |          |       |       |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |
|---------------------------------|---------------|-------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|----------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|
|                                 |               | 9-501       | 2-502     | 3-503    | 300-504  | 501-502  | 502-501  | 502-503  | 503-502  | 503-504 | 504-503  | 0-0   | 0-0   | 0-0   | 0-0   |                   |                     |
|                                 | 501           | 1           | 0         | 0        | 0        | -1       | 1        | 0        | 0        | 0       | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 7,10              | 0,00                |
|                                 | 502           | 0           | 1         | 0        | 0        | 1        | -1       | -1       | 1        | 0       | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 12,50             | 0,00                |
|                                 | 503           | 0           | 0         | 1        | 0        | 0        | 0        | 1        | -1       | -1      | 1        | 0     | 0     | 0     | 0     | 16,20             | 0,00                |
|                                 | 504           | 0           | 0         | 0        | 1        | 0        | 0        | 0        | 0        | 1       | -1       | 0     | 0     | 0     | 0     | -10,00            | 0,00                |
| Коефіцієнти цільової функції    |               | 407,188     | 942,430   | 1680,465 | 446,299  | 1450,471 | 1450,471 | 1059,960 | 1059,960 | 836,810 | 555,164  | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 26432,125           |
| Потужності ЛЕП                  |               | 7,100       | 12,500    | 0,000    | 6,200    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000   | 16,200   | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   |                     |
| Постійні складові витрат        |               | 2820,035    | 10927,635 | 0,000    | 2820,035 | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000   | 5287,565 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 21855,270           |
| Змінні складові витрат          |               | 70,998      | 852,745   | 0,000    | 54,139   | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000   | 693,041  | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 1670,923            |
| Дисконтровані витрати, тис. грн |               |             |           |          |          |          |          |          |          |         |          |       |       |       |       |                   | 23526,193           |

Рисунок 2.5 – Результати коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Після остаточного уточнення та розрахунків отримаємо:

|                                 | Номери вузлів | Перелік ЛЕП |           |          |          |          |          |          |          |         |          |       |       |       |       | Потужності вузлів | Небаланси по вузлах |
|---------------------------------|---------------|-------------|-----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|----------|-------|-------|-------|-------|-------------------|---------------------|
|                                 |               | 9-501       | 2-502     | 3-503    | 300-504  | 501-502  | 502-501  | 502-503  | 503-502  | 503-504 | 504-503  | 0-0   | 0-0   | 0-0   | 0-0   |                   |                     |
|                                 | 501           | 1           | 0         | 0        | 0        | -1       | 1        | 0        | 0        | 0       | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 7,10              | 0,00                |
|                                 | 502           | 0           | 1         | 0        | 0        | 1        | -1       | -1       | 1        | 0       | 0        | 0     | 0     | 0     | 0     | 12,50             | 0,00                |
|                                 | 503           | 0           | 0         | 1        | 0        | 0        | 0        | 1        | -1       | -1      | 1        | 0     | 0     | 0     | 0     | 16,20             | 0,00                |
|                                 | 504           | 0           | 0         | 0        | 1        | 0        | 0        | 0        | 0        | 1       | -1       | 0     | 0     | 0     | 0     | -10,00            | 0,00                |
| Коефіцієнти цільової функції    |               | 407,188     | 942,430   | 1617,834 | 463,576  | 1450,471 | 1450,471 | 1059,960 | 1059,960 | 836,810 | 369,173  | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 23526,193           |
| Потужності ЛЕП                  |               | 7,100       | 12,500    | 0,000    | 6,200    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000   | 16,200   | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   |                     |
| Постійні складові витрат        |               | 2820,035    | 10927,635 | 0,000    | 2820,035 | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000   | 5287,565 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 21855,270           |
| Змінні складові витрат          |               | 70,998      | 852,745   | 0,000    | 54,139   | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000    | 0,000   | 693,041  | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |                   | 1670,923            |
| Дисконтровані витрати, тис. грн |               |             |           |          |          |          |          |          |          |         |          |       |       |       |       |                   | 23526,193           |

Рисунок 2.6 – Кінцевий визначений варіант (четверта ітерація)

Потоки не змінилися і вартість проекту також. Значить процес розрахунку завершено. Отримали найкращу сукупність ЛЕП для передачі енергії від СЕС та до споживачів.

У таблиці на рис. 2.6 наведено схему ЕМ, для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.7.

Для забезпечення заданої категорії надійності для нових споживачів необхідно додатково побудувати дволанцюгові ЛЕП або побудувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Саме тому, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 502-503 (13,3 км), і дволанцюгову лінію 501-9 (5,6 км), таким чином забезпечимо живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

Прийняте рішення проектування підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП (рис. 2.8).



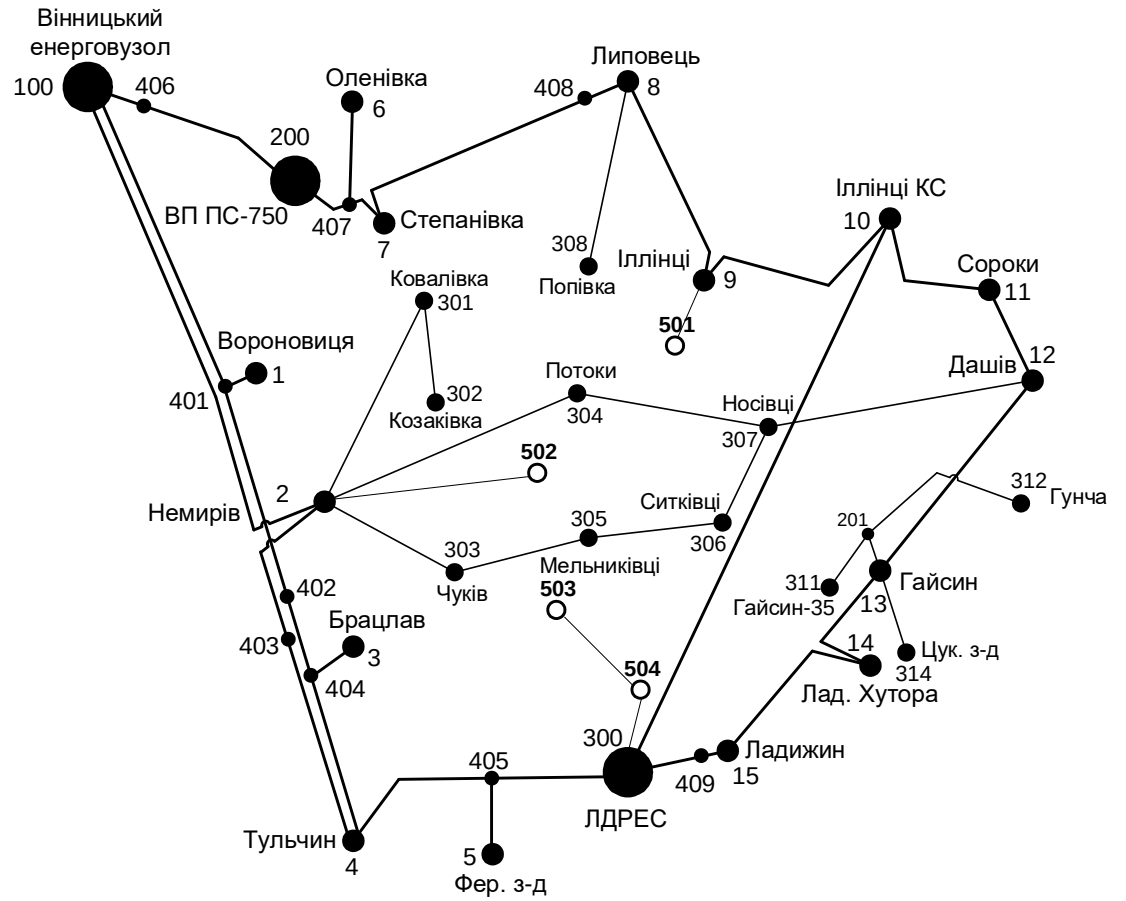


Рисунок 2.7 – Графічне зображення графа оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за допомогою симплекс-методу

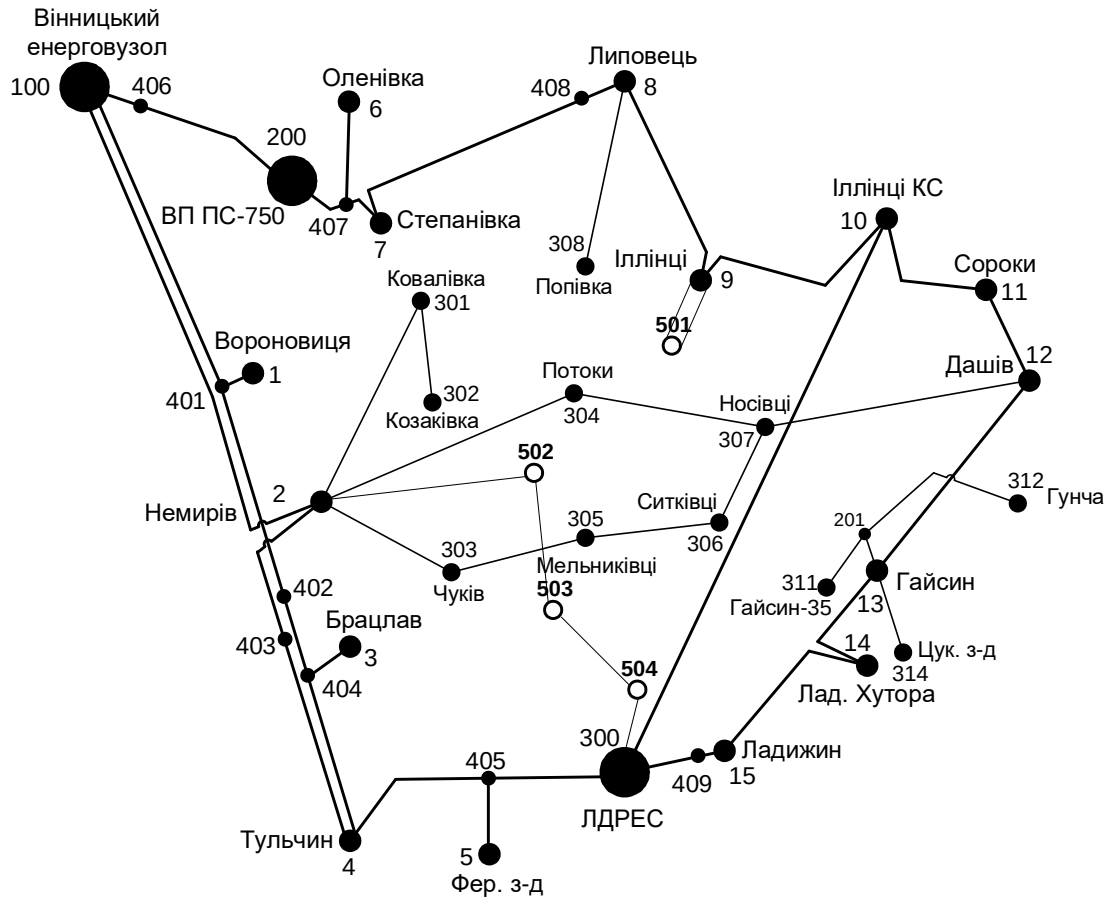


Рисунок 2.8 – Графічне зображення оптимальної схеми ЕМ із передбаченим забезпеченням споживачів першої категорії надійності

### 2.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

В електроенергетиці для вирішення задач оптимізації, які пов'язаних зі створенням планів перспективного розвитку енергетичних мереж із врахуванням фактору часу, поряд із методами лінійної та нелінійної оптимізації застосовується також метод динамічного програмування.

Адже даний метод є одним із підходів нелінійного програмування, який дозволяє оптимізувати багатокрокові процеси для функцій із багатьма змінними. Характерною властивістю даного методу є розбиття операції на низку послідовних етапів, на кожному з яких здійснюється оптимізація функції однієї змінної [6, 12].

### 2.3.1 Порядок вибору оптимальної послідовності проектування електричної 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).

Запишемо цільову функцію [12]:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.9)$$

де  $T$  – тривалість періоду будівництва (роки),  $E_{н.п}$  – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ( $E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$ );  $B_t$  – витрати на  $t$  період спорудження об'єкту.

Визначасмо величину  $B_t$  для кожного року використовуючи формулу (2.10):

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.10)$$

Для розв'язку подібних задач (2.9) доцільно використовувати один з методів нелінійного програмування, а саме - метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування включає два етапи - прямий і зворотний хід.

На першому етапі, просуваючись від початкового року до кінцевого, визначають умовно оптимальну конфігурацію електричної мережі. При цьому кожен крок обирають таким чином, щоб мінімізувати загальні витрати на  $i$ -му та  $(i+1)$  роках:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.11)$$

Отже, на першому році витрати визначаються за допомогою аналізу всіх можливих варіантів проектування. Отриманий результат характеризується оптимальними дисконтованими витратами. Проте, оскільки на ранніх етапах невідомо, якими будуть варіанти в наступні роки, такий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На наступному (другому) етапі, рухаючись у зворотному напрямку – від останнього року до першого, уточнюють параметри електричної мережі та оптимальну траєкторію її будівництва відповідно до критерію (2.11).

У задачах динамічного програмування використовується цільова функція (2.9), при цьому функція витрат  $B_t$  може бути як лінійною, так і нелінійною.

Необхідні умови:

- 1) необхідний баланс потужностей:  $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$  ;
- 2) наявні ресурсів:  $l_{\Sigma t} = l_{\max}$  ;
- 3) наступні обмеження на параметри:  $P_{li} \leq P_{\max}$  ;

Отже, для реалізації оптимізації ЕМ згідно до завдання використовуємо (2.12):

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.12)$$

Необхідні коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  беремо з файла Excel. Враховуємо наступне обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом 1-го року:  $L_{\max} \leq 35$  км, а також обмеження балансу потужностей.

*Перший крок.* За час будівництва потрібно забезпечити енергопостачання нових вузлів 501, 502, 503, 504. Через те, що за один рік ми не можемо вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поетапно (поступово).

Для варіанта №5.

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 9-501 та 2-502. Таким чином, сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{9-501} + \Delta L_{2-502} = 5,6 + 21,7 = 19,6 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

Розрахунки за формулою (2.12) проводяться для кожної лінії будівництва першого року. Для інших варіантів розвитку схеми електропостачання протягом першого року розрахунки виконуються за аналогічним підходом. Отримані результати наведені в таблиці 2.6 [12].

*Другий крок.* На другий рік варіанти електропостачання формуються з урахуванням розвитку, реалізованого на першому етапі. Для кожного варіанта другого року враховується обмеження щодо довжини введених ліній.

Зокрема, для варіанта 5 на другому році розвитку передбачається будівництво одноланцюгових ліній 502–503, 503–504 та 504–300. Результати розрахунків представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

| t | Варіант<br>схеми | ЛЕП     | L    | P    | Lсум | Ві       | Ві,сум   | Вt       | Вартість |
|---|------------------|---------|------|------|------|----------|----------|----------|----------|
| 1 | 1                | 9-501   | 5,6  | 7,1  | 32,9 | 4265,809 | 19009,65 | 15841,37 | 15841,37 |
|   |                  | 2-502   | 21,7 | 12,5 |      | 11782,56 |          |          |          |
|   |                  | 300-504 | 5,6  | 10   |      | 2961,28  |          |          |          |
|   | 2                | 2-502   | 21,7 | 28,7 | 35   | 15432,39 | 23009,86 | 19174,88 | 19174,88 |
|   |                  | 502-503 | 13,3 | 16,2 |      | 7577,474 |          |          |          |
|   | 3                | 300-504 | 5,6  | 18,7 | 29,4 | 3313,643 | 18002,49 | 15002,08 | 15002,08 |
|   |                  | 504-503 | 10,5 | 28,7 |      | 7467,284 |          |          |          |
|   |                  | 502-503 | 13,3 | 12,5 |      | 7221,568 |          |          |          |
|   | 4                | 9-501   | 5,6  | 7,1  | 35   | 4265,809 | 22268,3  | 18556,92 | 18556,92 |
|   |                  | 300-504 | 5,6  | 18,7 |      | 3313,643 |          |          |          |
|   |                  | 504-503 | 10,5 | 28,7 |      | 7467,284 |          |          |          |
|   |                  | 502-503 | 13,3 | 12,5 |      | 7221,568 |          |          |          |
|   | 5                | 9-501   | 5,6  | 7,1  | 27,3 | 4265,809 | 16048,37 | 13373,64 | 13373,64 |
|   |                  | 2-502   | 21,7 | 12,5 |      | 11782,56 |          |          |          |

Таблиця 2.7 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

| t | Варіант<br>схеми | ЛЕП     | L    | P     | Lсум | Ві       | Ві,сум   | Вt       | Вартість |
|---|------------------|---------|------|-------|------|----------|----------|----------|----------|
| 2 | 11               | 502-503 | 13,3 | 9,31  | 23,8 | 6988,384 | 13999,45 | 9721,837 | 25563,21 |
|   |                  | 503-504 | 10,5 | 25,52 |      | 7011,061 |          |          |          |
|   | 21               | 503-504 | 10,5 | 25,52 | 21,7 | 7011,061 | 14441,34 | 10028,71 | 29203,59 |
|   |                  | 504-300 | 5,6  | 15,62 |      | 3164,471 |          |          |          |
|   |                  | 9-501   | 5,6  | 7,1   |      | 4265,809 |          |          |          |
|   | 31               | 9-501   | 5,6  | 7,1   | 27,3 | 4265,809 | 15249,23 | 10589,74 | 25591,82 |
|   |                  | 2-502   | 21,7 | 3,18  |      | 10983,42 |          |          |          |
|   | 41               | 2-502   | 21,7 | 3,18  | 21,7 | 10983,42 | 10983,42 | 7627,374 | 26184,29 |
|   | 51               | 502-503 | 13,3 | 9,31  | 29,4 | 6988,384 | 17163,92 | 11919,39 | 25293,03 |
|   |                  | 503-504 | 10,5 | 25,52 |      | 7011,061 |          |          |          |
|   |                  | 504-300 | 5,6  | 15,62 |      | 3164,471 |          |          |          |

### 2.3.2 Визначення остаточного варіанту розвитку оптимальної послідовності розвитку ЕМ

На основі значень  $V_{\Sigma}$  з таблиці 2.7 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі визначимо умовно оптимальний варіант. Однак після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по ракам, значення критерію оптимальності змінились.

Для варіанта 51 підключення підстанцій 501, 502, 503 і 504 спричиняє зміну перетоків потужності у ЛЕП, збудованих у перший, другий та третій роки. Таким чином, необхідно провести уточнення витрат для всіх оптимальних варіантів, що наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування (зворотній хід)

| варіант<br>схеми | ЛЕП     | L    | P     | L <sub>сум</sub> | В <sub>i</sub> | В <sub>i,сум</sub> | В <sub>t</sub> | Вартість |
|------------------|---------|------|-------|------------------|----------------|--------------------|----------------|----------|
| 5                | 9-501   | 5,6  | 7,1   | 19,6             | 4265,809       | 16048,37           | 11144,7        | 25447,96 |
|                  | 2-502   | 21,7 | 12,5  |                  | 11782,56       |                    |                |          |
| 51               | 502-503 | 13,3 | 9,31  | 50,45            | 6988,384       | 17163,92           | 14303,26       | 14303,26 |
|                  | 503-504 | 10,5 | 25,52 |                  | 7011,061       |                    |                |          |
|                  | 504-300 | 5,6  | 15,62 |                  | 3164,471       |                    |                |          |

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

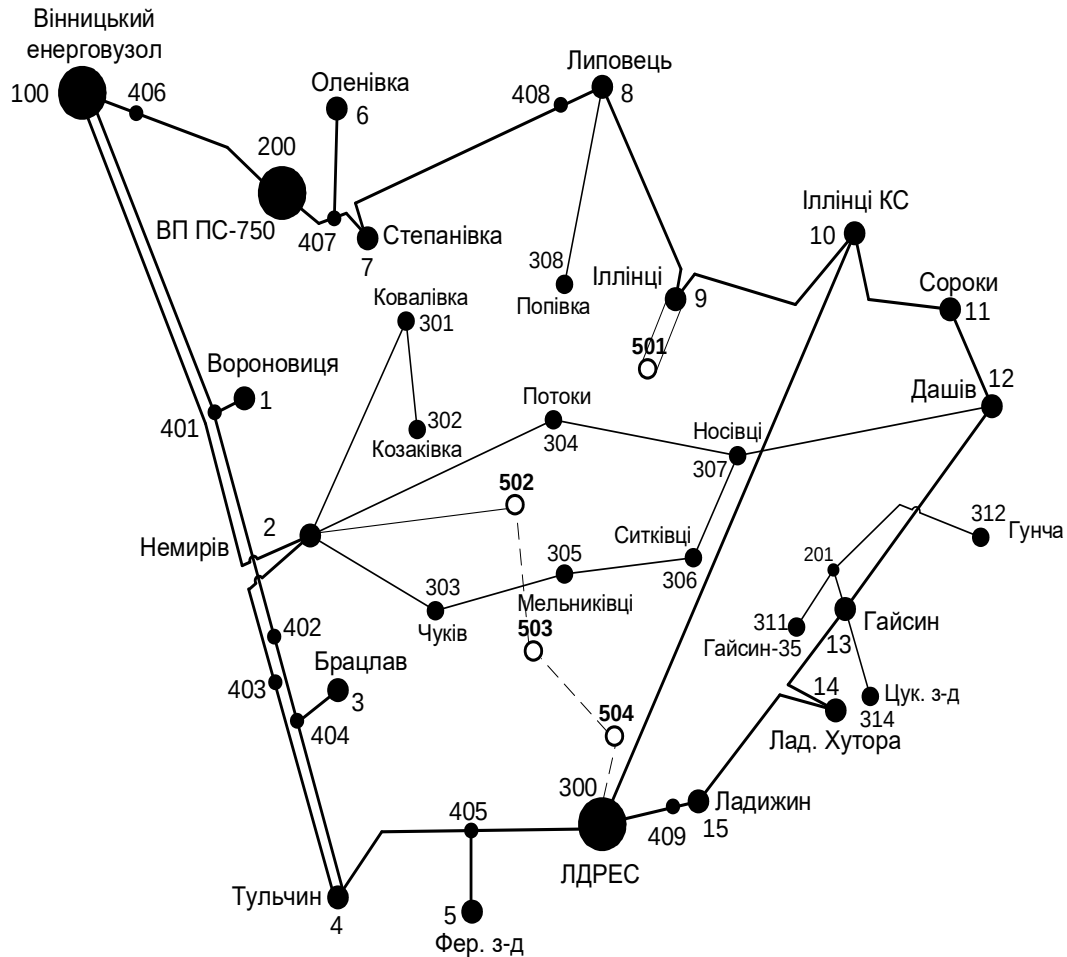


Рисунок 2.9 – Графічне зображення оптимальної схеми отримане за допомогою методу динамічного програмування

*На першому році:*

————— будівництво ЛЕП: 9-501 та 2-502;

*На другому році:*

— — — — — будівництво ЛЕП: 502-503, 503-504, 504-300;

### 2.3.3 Розрахунок конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів, здійснюється розрахунок ймовірного навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою програмного комплексу «ВТРАТИ».

На основі отриманих даних та з урахуванням таблиці 2.5.16 ПУЕ [10] вибирається рекомендований переріз проводу для майбутніх ліній —



алюмінієвий провід з перерізом 240 мм<sup>2</sup> для ЛЕП 110 кВ з одним проводом у фазі.

Після вибору оптимальної схеми електропостачання проводяться розрахунки режимів максимальних навантажень та визначаються струми в окремих ЛЕП  $I_{\max}$ . Розрахунки виконуються з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за формулою 2.13 [6, 12]:

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} . \quad (2.13)$$

Значення часу найбільших навантажень дорівнює:  $T_{\text{нб}} = 6400$  (год.). Отже  $\alpha_T = 1,3$ , оскільки  $T_{\text{нб}} > 6400$  годин, район ожеледі – III,  $\alpha_I = 1,05$ .

$$I_{\text{розр}2-502} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{3,5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 24,84 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{10,74}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 76,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-504} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{29,8}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 214,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-300} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{157,8}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 197,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}9-501} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{8,3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 29,6 \text{ (A)};$$

Використовуючи табл. 1.3.50 ПУЕ [10] визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження  $T_{\text{нб}}$  (6400 год.), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 2.14:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} ; \quad (2.14)$$

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

$$F_{\text{розр}2-502} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{24,84}{0,8} = 31(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}502-503} = \frac{76,9}{0,8} = 96,21(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}503-504} = \frac{214,1}{0,8} = 267,6(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}504-300} = \frac{157,8}{0,8} = 197,8(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}9-501} = \frac{29,6}{0,8} = 37(\text{мм}^2);$$

Згідно ПУЕ [10], мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. За результатами приймаємо АС-240/39 для усіх ділянок мережі. Для 9-501 приймаємо провідник перерізу АС-120/19.

На наступному етапі проведемо перевірку проводів на післяаварійний режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 2-502;

2й – розрив лінії 2-502 та відсутня генерація на СЕС (504);

3й – розрив лінії 300-504;

4й – розрив лінії 300-504 та відсутня генерація на СЕС (504);

5й – розрив лінії 503-504;

6й – розрив однієї лінії 9-501.

Результати розрахунків представлені у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Конструктивні параметри перерізів ЛЕП

| ЛЕП     | $I_{па1}, A$ | $I_{па2}, A$ | $I_{па3}, A$ | $I_{па4}, A$ | $I_{па5}, A$ | $I_{па6}, A$ | $I_{па, A_{max}}$ | $I_{па_{Доп}}$ | Марка проводу |
|---------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|----------------|---------------|
| 2-502   | 0            | 0            | 183,3        | 183,3        | 244,07       | 24,8         | 244,07            | 605            | АС-240/39     |
| 502-503 | 103,5        | 103,5        | 84,9         | 84,95        | 138,6        | 76,9         | 138,6             |                | АС-240/39     |
| 503-504 | 242,4        | 242,4        | 71,5         | 71,5         | 0            | 214,1        | 242,4             |                | АС-240/39     |
| 504-300 | 184,4        | 242,3        | 0            | 0            | 71,65        | 12,64        | 242,3             |                | АС-240/39     |
| 9-501   | 29,6         | 29,6         | 20,43        | 20,43        | 29,6         | 59,1         | 59,1              | 380            | АС-120/19     |

За результатами проведених розрахунків встановлено, що струми у вітках значно нижчі за допустимі значення, тому обрані марки проводів повністю відповідають вимогам і заданим параметрам.

#### 2.4 Аналіз методики вибору потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливості систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижувальних підстанцій у нормальних режимах з урахуванням реального графіка, коефіцієнта початкового навантаження та температури навколишнього середовища не входить у завдання цього проекту. Тому, відповідно до практики проєктування, потужність трансформаторного обладнання на понижувальних підстанціях може визначатися з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійних режимах до 40% на час максимуму загального добового навантаження тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів здійснюється за такими критеріями:

1. Якщо у складі навантаження підстанції є споживачі 1-ї категорії, кількість трансформаторів повинна бути не менше двох.
2. Для підстанцій, які забезпечують електропостачання споживачів 2-ї та 3-ї категорій, допускається встановлення одного трансформатора за

умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом часу, що не перевищує однієї доби, хоча це наразі є малоімовірним.

Для вибору трансформаторів використовуємо наступні формули:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.15)$$

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

Для 501 вузла згідно (2.15) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8,36}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 5,97 \text{ МВА.}$$

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

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

Таблиця 2.10 – Перелік технічних параметрів трансформаторів у вузлах

| Номер вузла | Тип             | $\underline{S}_{ном}$<br>МВА | Границі регулювання   | У <sub>ном</sub> обмоток, кВ |    | u <sub>к</sub><br>% | $\Delta P_k$<br>кВт | $\Delta P_x$<br>кВт | I <sub>к</sub><br>% | R<br>Ом | X<br>Ом | $\Delta Q_x$<br>кВАр |
|-------------|-----------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------|----|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------|---------|----------------------|
|             |                 |                              |                       | ВН                           | НН |                     |                     |                     |                     |         |         |                      |
| 501         | ТМН-6300/110    | 6,3                          | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 115                          | 11 | 10,5                | 44                  | 14,5                | 0,8                 | 14,7    | 220,4   | 50,4                 |
| 502         | ТДН – 16000/110 | 16                           | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 115                          | 11 | 10,5                | 85                  | 19                  | 0,7                 | 4,68    | 86,7    | 112                  |
| 503         | ТДН – 16000/110 | 16                           | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 115                          | 11 | 10,5                | 85                  | 19                  | 0,7                 | 4,68    | 86,7    | 112                  |
| 504         | ТДН-10000/110   | 10                           | $\pm 9 \times 1,78\%$ | 115                          | 11 | 10,5                | 60                  | 14                  | 0,7                 | 7,95    | 139     | 70                   |

Виконання перевірки економічності експлуатації трансформатора у режимі максимальних навантажень здійснюється згідно формули 2.16:

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (2.16)$$

Виконуємо перевірку для наших вузлів:

$$\begin{aligned} K_{з1.па} &= \frac{8,36}{2 \cdot 6,3} = 0,66 \leq 0,7 - 0,8 & K_{з3.па} &= \frac{19,35}{2 \cdot 16} = 0,6 \leq 0,7 - 0,8 \\ K_{з2.па} &= \frac{14,51}{2 \cdot 16} = 0,45 \leq 0,7 - 0,8 & K_{з4.па} &= \frac{10}{2 \cdot 10} = 0,5 \leq 0,7 - 0,8 \end{aligned}$$

Аналіз завантаженості обраного трансформатора в режимі максимальних навантажень у вузлах показав, що коефіцієнт завантаження становить  $0,7 - 0,8$ , що відповідає вимогам економічної експлуатації. Другий трансформатор вводиться в роботу лише під час пікових навантажень. Розрахунки підтверджують, що трансформатори обраної потужності не тільки забезпечують надійне електропостачання споживачів, але й мають резерв для подальшого зростання споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій здійснювався за аналогічним підходом, результати наведено в таблиці 2.10.

## 2.5 Аналіз методики вибору схем РП підстанцій

Під час вибору схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань із урахуванням її призначення, ролі та положення в електромережі енергосистеми (лінії та трансформатори).

Залежно від функцій підстанції в електромережі, її електрична схема має:

- забезпечувати надійне живлення підключених споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах, відповідно до категорій

надійності електропостачання та наявності незалежних резервних джерел живлення;

- гарантувати надійний транзит електроенергії через підстанцію у зазначених режимах, враховуючи її значення для певної ділянки мережі;
- враховувати поступовий розвиток підстанції та зміну навантаження в мережі, забезпечуючи поетапний розвиток головної схеми підстанції з мінімальними витратами, уникненням значної реконструкції існуючих об'єктів і мінімальними обмеженнями електропостачання споживачів;
- відповідати вимогам протиаварійної автоматики.

Для нових підстанцій напругою від 6 до 750 кВ перевагу слід надавати електричним схемам розподільчих установок (РУ), наведеним у таблицях 4.2.10–4.2.13 [10]. Насичення цих схем комутаційними елементами та їх доопрацювання для підвищення надійності та безпеки обслуговування підстанцій слід виконувати відповідно до вимог стандарту СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

### **2.5.1 Аналіз вибору схеми прохідних підстанцій**

З огляду на те, що на підстанціях 502, 503 і 504 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, що підходять до кожної підстанції, становить дві, для цих вузлів була обрана відповідна схема «містка з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис 2.10).

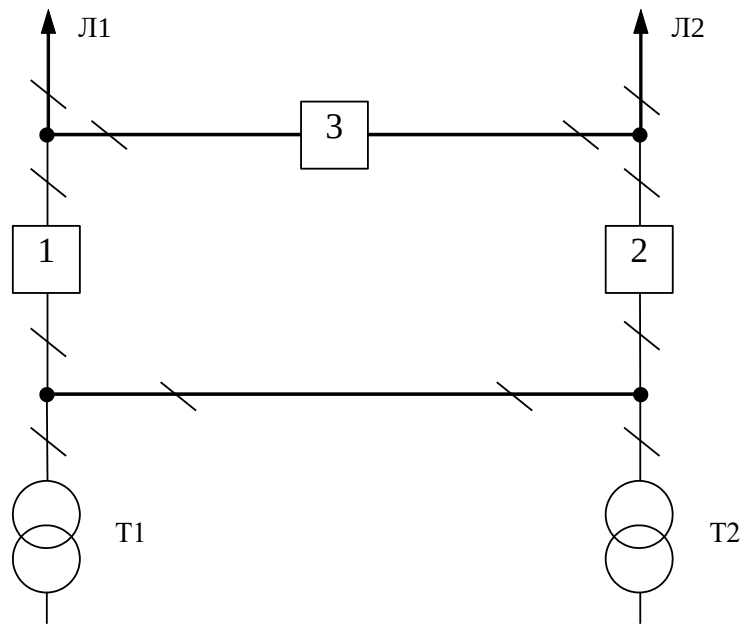


Рисунок 2.10 – Схематичне зображення РП вузлів 502, 503 та 504

Дана схема може забезпечувати транзит електроенергії у випадку відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні ВН підстанції.

Далі, для вузла 501 обираємо схему «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами», оскільки підстанція є тупиковою та має 2 приєднання (рис. 2.11).

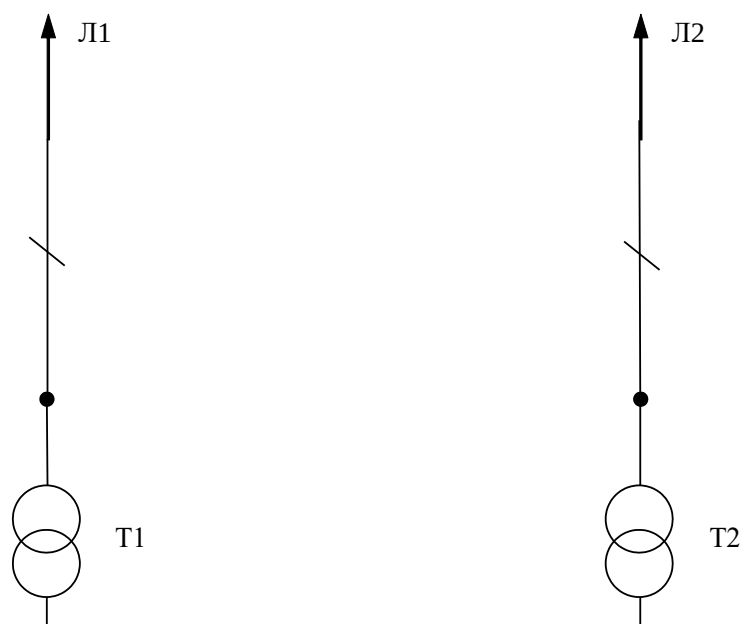


Рисунок 2.11 – Схематичне зображення РП вузлів

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

### 2.5.2 Вибір схеми вузлової підстанції

Для вузла ЛДТЕС (300) пропонується залишити наявну схему «Дві робочі і обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови по можливим приєднанням (рис. 2.12).

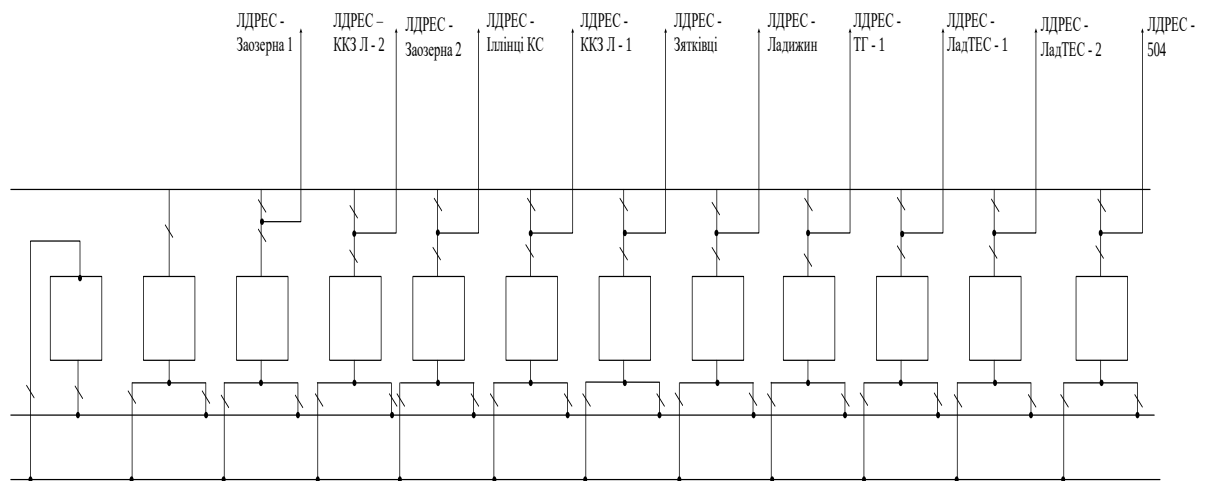


Рисунок 2.12 – Схематичне зображення схеми «дві робочі і обхідна системи шин»

Для РП 110 кВ відгалуджувальної підстанції Немирів (вузол 2) пропонується реконструювати наявну схему на іншу, а саме - «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин», що задовольнить подальшому розвитку мережі та забезпечить надійність (рис. 2.13).



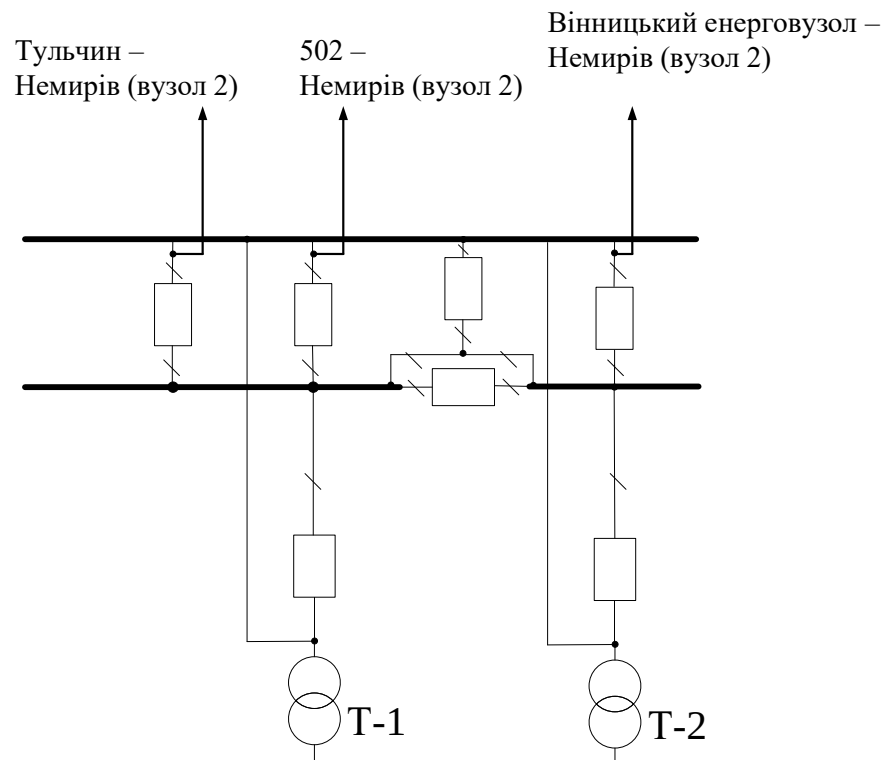


Рисунок 2.13 – Зображення схеми «одна секціонована система збірних шин з обхідною»

Для РП 110 кВ, відгалуджувальної підстанції Іллінці (вузол 9), пропонується реконструювати наявну схему на іншу схему, а саме - «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин», що задовольнить подальшому розвитку мережі та забезпечить надійність (рис. 2.14).

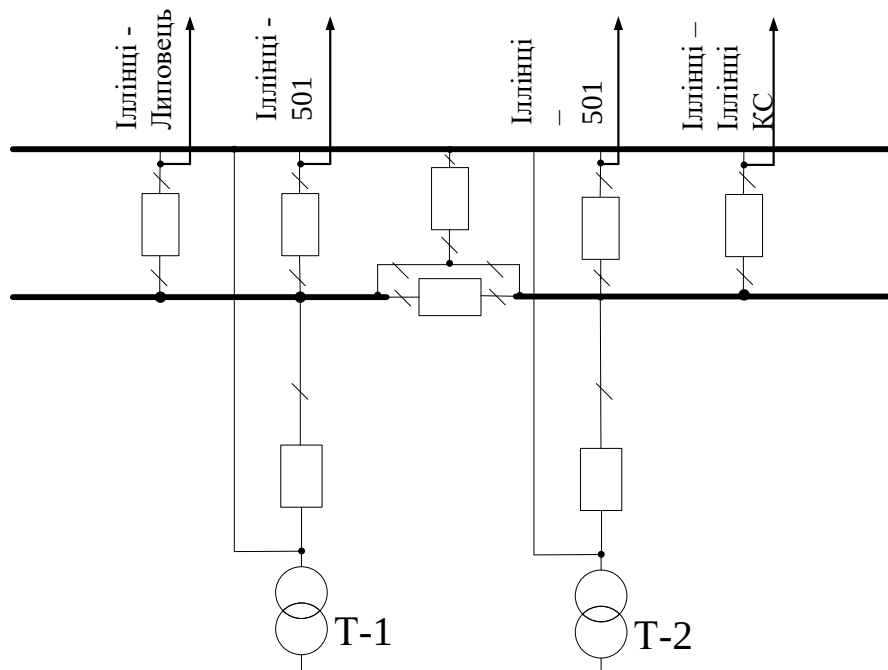


Рисунок 2.14 – Зображення схеми «одна секціонована система збірних шин з обхідною»

### 2.5.3 Аналіз оцінки надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем РП полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), які комутуються в РП, а також поділі РП на електрично ізольовані частини. Крім того, оцінюється тривалість вимушеного простою відключених елементів або роботи РП у розділеному стані через відмову як вимикачів РП, так і комутованих елементів у нормальному та ремонтному режимах. Для аналізу використовується підстанція 504 – СЕС.

Показники надійності визначаються за допомогою формалізованого табличного метода В.Д. Тарівердієва. Основні вихідні дані для розрахунку включають: час поновлення вимикачів  $T_B$  (год.), параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП,  $\omega_i$  (1/рік); 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.) [6-8].

Розрахунок виконується у форматі таблиці (як показано в табл. 2.11), де в лівому стовпці наведено перелік елементів, можливі наслідки їх відмов і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку — вимикачі, що ремонтуються, та коефіцієнти режимів роботи РП –  $K_j$ .

Нормальному режиму роботи РП присвоєно номер 0, а коефіцієнт нормального режиму визначається наступним чином:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.17)$$

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.17) для варіантів схеми вузлової підстанції отримаємо:

$$K_0^I = 1 - 6 \cdot 0,0003 = 0,9982$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 9 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

Для визначення часу планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті використовуємо наступну формулу:

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

де  $T_{П1} = 45$  год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5 \text{ год.}$$

Для розрахунків використовуємо програму «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації. Після розрахунку отримаємо розрахункову таблицю наступного вигляду (табл. 2.11).

Також, після оцінки наслідків відмов елементів схеми РП можна сформувати вибірку характеристик надійності схеми підстанції.

До вибірки було включено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.12).

Таблиця 2.11 – Аналіз оцінювання наслідків відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 504)

| Вимикач що відмовив | Параметр потоку відмов $w_i$ | Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті |                               |                               |
|---------------------|------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
|                     |                              | $K_{\text{пл}}=0,0001$                         |                               |                               |
|                     |                              | Q1                                             | Q2                            | Q3                            |
| Q1                  | 0,0314                       |                                                | G1, W1,<br>D (W2, G2) – $T_0$ | G2, G1, W2,<br>W1 – $T_0$     |
|                     |                              |                                                | G1, W1,<br>D (W2, G2) – $T_B$ | G1, G2,<br>D (W1, W2) – $T_B$ |
| Q2                  | 0,0314                       | G2, G1, W2,<br>W1 – $T_0$                      |                               | G2, G1, W2,<br>W1 – $T_0$     |
|                     |                              | G1, W1,<br>D (W2, G2) – $T_B$                  |                               | G2, W2,<br>D (W1, G1) – $T_B$ |
| Q3                  | 0,0314                       | G2, G1, W2,<br>W1 – $T_0$                      | G2, W2,<br>D (W1, G1) – $T_0$ |                               |
|                     |                              | G1, G2,<br>D (W1, W2) – $T_B$                  | G2, W2,<br>D (W1, G1) – $T_B$ |                               |

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

Таблиця 2.12 – Аналіз вибірки характеристик надійності схеми підстанції

| Елементи, що відключились | P, [МВт] | t, [год] | K <sub>о</sub>  |                 | K <sub>р</sub>  |                 |
|---------------------------|----------|----------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
|                           |          |          | ω <sub>лв</sub> | ω <sub>гв</sub> | ω <sub>лв</sub> | ω <sub>гв</sub> |
| G1, W1, D(W2,G2)          | 3,7      | 1        | 1               | 0               | 1               | 0               |
| G2, G1, W2, W1            | 10       | 1        | 1               | 0               | 4               | 0               |
| G2, W2, D(W1,G1)          | 3,7      | 1        | 1               | 0               | 1               | 0               |
| G1                        | 3,7      | 15,5     | 1               | 0               | 0               | 0               |
| D(W1,G1), D(W2,G2)        | 0        | 15,5     | 1               | 0               | 0               | 0               |
| G2                        | 3,7      | 15,5     | 1               | 0               | 0               | 0               |
| G1, W1, D(W2,G2)          | 3,7      | 15,5     | 0               | 0               | 2               | 0               |
| G2, G1, D(W1,W2)          | 10       | 15,5     | 0               | 0               | 2               | 0               |
| G2, W2, D(W1,G1)          | 3,7      | 15,5     | 0               | 0               | 2               | 0               |

Для розрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.18) необхідно визначити річний обсяг електроенергії (2.19) та недовідпуск електроенергії (2.10). Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за умовами завдання становить ( $30 = 5,08$  грн./кВт·год) [12]:

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.18)$$

$$W_{рік} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (2.19)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.20)$$

Отримані результати розрахунків представлено у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Величина збитків від недовідпуску електроенергії

| W <sub>рік</sub> , МВт·год | ΔW <sub>нд</sub> , МВт·год | M <sub>зб</sub> , тис. грн. |
|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| 51130                      | 4,167                      | 21,173                      |

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

## 2.6 Аналіз оцінки балансу потужностей

### 2.6.1 Аналіз етапів визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу [12]. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 501, 502, 503, 504 запишеться наступним чином:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (2.21)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 35,8 + 0.05 \cdot 35,8 = 34,01 \text{ (МВт)},$$

де  $\sum P_{\text{нi}}$  - значення сумарної активної потужності навантажень;  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;  $\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum P_{\text{нi}}$  – значення втрат активної потужності в лініях і трансформаторах (приймаємо, що вони дорівнюють 5 % від  $\sum P_{\text{нi}}$ );  $K = 0.9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження [12].

За допомогою (2.22) визначаємо значення реактивної потужності, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg} (\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.22)$$

$$Q_{\Gamma} = 34,01 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 34,01 \text{ (МВАр)},$$

де  $\varphi_{\Gamma} = 0,95$  – значення бажаного коефіцієнта потужності на шинах живлячих підстанцій, виходячи з економічності експлуатації.

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.

Виконаємо розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП за формулою (2.23):

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.23)$$

Далі, виконуємо розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 3-701:

$$Q_{\text{ЛЕП2-502}} = 113,52^2 \cdot (3,02 \cdot 10^{-6} \cdot 21,7) = 0,844 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків ділянок ЛЕП визначаємо аналогічним чином. Розраховуємо сумарну генерацію реактивної потужності магістралі:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,844 + 0,518 + 0,416 + 0,223 + 0,193 = 2,196 \text{ (МВАр)}.$$

При цьому розрахункова потужність КП буде дорівнювати:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 22,38 = 21,26 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 21,26 = 2,12 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 21,26 + 2,12 - 2,196 - 11,17 = 10,02 \text{ (МВАр)}.$$

Порівнюючи значення сумарної потужності споживачів 21,26 МВАр із потужністю, що яка поступає від джерел постачання 11,17 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-9900-450 УЗ на 9900 КВАр у вузлі з найменшою напругою, тобто у вузлі 501.

## **2.7 Алгоритм розрахунку та аналізу ustalених режимів ЕМ**

Розрахунок ustalеного режиму електричної мережі (ЕМ) виконується за допомогою програмного комплексу "RVM – High". Цей ПК забезпечує можливість проведення розрахунків ustalеного режиму для вхідної електричної мережі напругою 110/35/10 кВ на основі заданих даних про вітки (довжина, тип провідника) та вузли (номінальна напруга, параметри трансформаторів, їх кількість і тип).

### **2.7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків**

Основними результатами розрахунків за допомогою цієї програми є втрати потужності та електроенергії в заданій ЕМ. Крім того, програма визначає ustalений режим роботи мережі, надаючи дані про напруги у вузлах і струми у вітках [12].

Результати розрахунків ustalеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ показані у додатку В у вигляді трьох таблиць: загальних результатів розрахунків втрат електроенергії, результатів для віток і вузлів.

Файл вхідних даних, що враховує розвиток мережі, представлений у додатку В, де також містяться результати розрахунків ustalеного режиму після розвитку.

Аналіз отриманих даних підтвердив, що напруга у всіх вузлах



знаходиться в межах допустимих значень  $\pm 10\%$  від номінальної напруги.

Вхідні дані та результати розрахунків для мінімального і післяаварійного режимів електричної мережі після її розвитку представлені у додатку В.

### 2.7.2 Аналіз процесу регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть працювати ефективно лише за умови дотримання нормованих значень частоти та напруги, які визначають якість електроенергії. Основною метою підтримки напруги в живильних мережах є забезпечення необхідних параметрів якості енергії. У розподільчих мережах напругою 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення за допомогою трансформаторів із пристроями регулювання під навантаженням (РПН).

Це регулювання проводиться для забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги підстанцій [6-8].

Результати аналізу та значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН представлені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Значення напруг у нових вузлах на стороні 110кВ

| Номер<br>вузла за<br>схемою | Напруга вузла навантаження, кВ |                   |                         |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------------|
|                             | Максимальний<br>режим          | Мінімальний режим | Післяаварійний<br>режим |
| 501                         | 111,15                         | 105,89            | 117,43                  |
| 502                         | 113,29                         | 108,18            | 119,4                   |
| 503                         | 113,67                         | 108,59            | 119,76                  |
| 504                         | 114,57                         | 109,55            | 120,6                   |

Таблиця 2.15 – Значення напруг у нових вузлах на стороні 10 кВ

| Номер<br>вузла за<br>схемою | Напруга вузла навантаження, кВ |                   |                         |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------------|
|                             | Максимальний<br>режим          | Мінімальний режим | Післяаварійний<br>режим |
| 501                         | 11,07                          | 10,58             | 11,65                   |
| 502                         | 10,52                          | 10,02             | 11,13                   |
| 503                         | 10,42                          | 9,91              | 11,03                   |
| 504                         | 10,98                          | 10,49             | 11,55                   |

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

Дійсний рівень напруги у вузлах [7, 8]:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.24)$$

де  $\Delta U'_T$  – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.25)$$

де  $U_{BH}$  – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі;  $P_H$ ,  $Q_H$  – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації визначають із умови забезпечення необхідної напруги на стороні низької напруги (НН) трансформаторної підстанції. Для цього приймається бажане значення напруги  $U_{HH6} = 10,5 \text{ кВ}$ , що дозволяє компенсувати спад напруги в мережах напругою 10 кВ.

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (2.26)$$

Далі обчислюємо фактичний коефіцієнт трансформації трансформатора та визначаємо номер відпайки, враховуючи межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації вибраних трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, низької – 10,5 кВ, а межі регулювання становлять  $\pm 9$  х 1,78 %. Розрахунок фактичного коефіцієнта трансформації проводиться за формулою (2.27) [7, 8]:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.27)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{Td}$  за формулою (2.27) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

Визначаємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501, використовуючи формулу (2.25).

$$\Delta U_{T501} = \frac{(7,1) \cdot (14,7 / 2) + (4,42) \cdot (220 / 2)}{111,15} = 4,84 \text{ кВ}$$

За допомогою формули (2.26) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{111,15 + 4,84}{10,5} = 10,12$$

За допомогою даних таблиці 2.16 вибираємо значення ближчого дійсного коефіцієнта трансформації  $K_{т501д} = 10,141$ , що відповідає 11-й відпайці.

Також, визначаємо дійсний рівень напруги в першому вузлі за формулою (2.24).

$$U_{НН501д} = \frac{111,15 - 4,84}{10,141} = 10,48 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.16 – Величини дійсних коефіцієнтів трансформації трансформаторів

| №<br>відп | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10     | 11     | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $K_{тб}$  | 11,509 | 11,552 | 11,395 | 11,239 | 11,082 | 10,925 | 10,768 | 10,611 | 10,455 | 10,298 | 10,141 | 9,984 | 9,827 | 9,650 | 9,514 | 9,357 | 9,200 |

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Отримані результати розрахунків з регулювання напруги

| Номер<br>підстан-<br>ції<br>на схемі | Втрати<br>напруги в<br>трансформа-<br>торах, кВ | Бажаний<br>коефіцієнт<br>трансфор-<br>мації | Дійсна<br>напруга на<br>шинах НН,<br>кВ | Номер<br>відпайки | Дійсний<br>Коефіцієнт<br>трансформації | Обернений<br>коефіцієнт<br>трансформації |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------|----------------------------------------|------------------------------------------|
| 501                                  | 4,842                                           | 10,124                                      | 10,48                                   | 11                | 10,141                                 | 0,09861                                  |
| 502                                  | 3,083                                           | 10,495                                      | 10,54                                   | 9                 | 10,455                                 | 0,095648                                 |
| 503                                  | 4,37                                            | 10,409                                      | 10,45                                   | 9                 | 10,455                                 | 0,095648                                 |
| 504                                  | 0,346                                           | 10,944                                      | 10,45                                   | 6                 | 10,925                                 | 0,091533                                 |

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток В).

Аналізуючи отримані результатами розрахунків ми можемо бачити, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, а це відповідає необхідним нормам показників якості електроенергії.

### **3 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЕКТУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

Використання енергії відновлювальних джерел є одним із ключових напрямів розвитку світової енергетики через низку важливих причин:

- усунення енергетичної нестабільності, пов'язаної з енергетичними кризами;
- зменшення рівня шкідливих викидів, що виникають при використанні традиційних енергоносіїв;
- збереження ресурсів для майбутніх поколінь;
- скорочення витрат органічної сировини для неенергетичних цілей.

Розвиток і впровадження альтернативних та відновлювальних джерел енергії (вітрової, сонячної енергії, біопалива тощо) є важливим чинником для зміцнення енергетичної безпеки та зниження техногенного впливу на навколишнє середовище. Необхідність розвитку альтернативної енергетики очевидна, оскільки вона відіграє важливу роль у зменшенні парникових газів, зниженні екологічного впливу, підвищенні енергетичної безпеки та зменшенні залежності від імпорту енергії [21].

#### **3.1 Загальна характеристика сонячних електричних станцій та їх основні типи**

Сонячна електростанція (СЕС) - це інженерна споруда, яка призначена для перетворення сонячної радіації в електричну енергію. Методи перетворення сонячної енергії варіюються в залежності від конструкції електростанції. Використання сонячної енергії для отримання електрики має давню історію в усьому світі. Основне завдання науковців сьогодні - вдосконалити існуючі технології з метою максимальної оптимізації їхнього коефіцієнта корисної дії (ККД) [22].

СЕС можна класифікувати за різними ознаками, зокрема за розміром,

типом технології та призначенням. Дані типи СЕС відповідають різним потребам і умовам, від малих індивідуальних установок до великих комерційних проектів. СЕС класифікують за різними властивостями. Розглянемо існуючі типи СЕС.

Отже, СЕС класифікують за розміром, а саме [23]:

1. *Малі сонячні станції* - зазвичай встановлюються на дахах будинків чи малих підприємств. Їх потужність зазвичай коливається від кількох кіловат (кВт) до 10-20 кВт. Вони призначені для забезпечення власних потреб в електроенергії.

2. *Середні сонячні станції* - потужність таких станцій може досягати 100-500 кВт. Вони часто встановлюються на дахах великих будівель або на спеціально відведених ділянках землі для забезпечення енергією підприємств чи комунальних об'єктів.

3. *Великі сонячні станції (комерційні)* - це промислові сонячні станції з потужністю від 1 МВт і більше. Вони можуть займати великі площі землі і постачати електроенергію для промислових підприємств, міст чи навіть цілих регіонів.

2. Також СЕС класифікують за типом технології, а саме:

1. *Фотовольтаїчні сонячні станції (PV)* - це найбільш поширений тип сонячних станцій, де енергія сонячного світла перетворюється на електричну енергію за допомогою фотовольтаїчних панелей. Такі панелі можуть бути монокристалічними, полікристалічними або тонкоплівковими.

2. *Сонячні термальні станції (CSP)* - ці станції використовують сонячну енергію для нагріву рідини (зазвичай води або масла), яка потім використовується для генерації пари, що приводить в рух турбіну для виробництва електричної енергії. Вони зазвичай використовуються в більш теплих і сонячних регіонах.

3. *Гібридні сонячні станції*: Це станції, які поєднують фотовольтаїчні технології з іншими джерелами енергії (наприклад, вітровими турбінами) або з накопичувачами енергії (акумуляторами).

Крім того, СЕС розрізняють за призначенням:

- *автономні сонячні станції* - використовуються для забезпечення енергопостачання віддалених або ізольованих об'єктів (наприклад, будинків в сільській місцевості, наметових таборів, маяків). Вони не підключені до централізованої енергомережі і зазвичай мають акумулятори для зберігання енергії.

Автономна сонячна електростанція включає в себе [23]:

- сонячні модулі (батареї, панелі), що перетворюють в електроенергію падаючу на їх робочу поверхню енергію випромінювання Сонця.

- блок акумуляторних батарей, в яких відбувається накопичення надмірної електроенергії в денний час і які стають головним джерелом електроенергії, коли сонячні модулі не можуть повністю забезпечити потреби споживача в електриці.

- контролери заряду / розряду - пристрої, не тільки керують процесом зарядки акумуляторам, але і дозволяють оптимізувати процес енергозабезпечення споживачів при роботі від блоку акумуляторів, мінімізуючи втрати і продовжуючи термін автономного функціонування об'єкта.

- інвертор - перетворювач постійного струму, що надходить в систему від блоку фотоелектричних сонячних батарей або АКБ, в змінний, який подається безпосередньо в енергосистему об'єкта. Схема автономної домашньої сонячної електростанції показана на рисунку 3.1.

- *мережеві сонячні станції (on-grid)* - підключені до загальної електричної мережі. Вони генерують електричну енергію і постачають її в загальну мережу, забезпечуючи живлення для споживачів або продаючи надлишки енергії. Найбільш часто зустрічаються і використовуються аббревіатури - ФЕС, СЕС, в англomовних джерела - PV power plants або простіше PV plants, а також PV farms) - один з видів електростанцій, що найбільш активно розвиваються.

Основні переваги *мережевих сонячних електростанцій* наступні [25]:



- Використання безкоштовної, відновлюваної енергії, доступною практично в необмежених обсягах - сонячного випромінювання. Яке, крім іншого, немає необхідності доставляти до місця генерації електрики.
- Висока надійність - сучасні сонячні батареї можуть ефективно експлуатуватися протягом 25 років. Крім того, станція не має рухомих/обертючих частин, які особливо швидко зношуються і вимагають заміни [27].

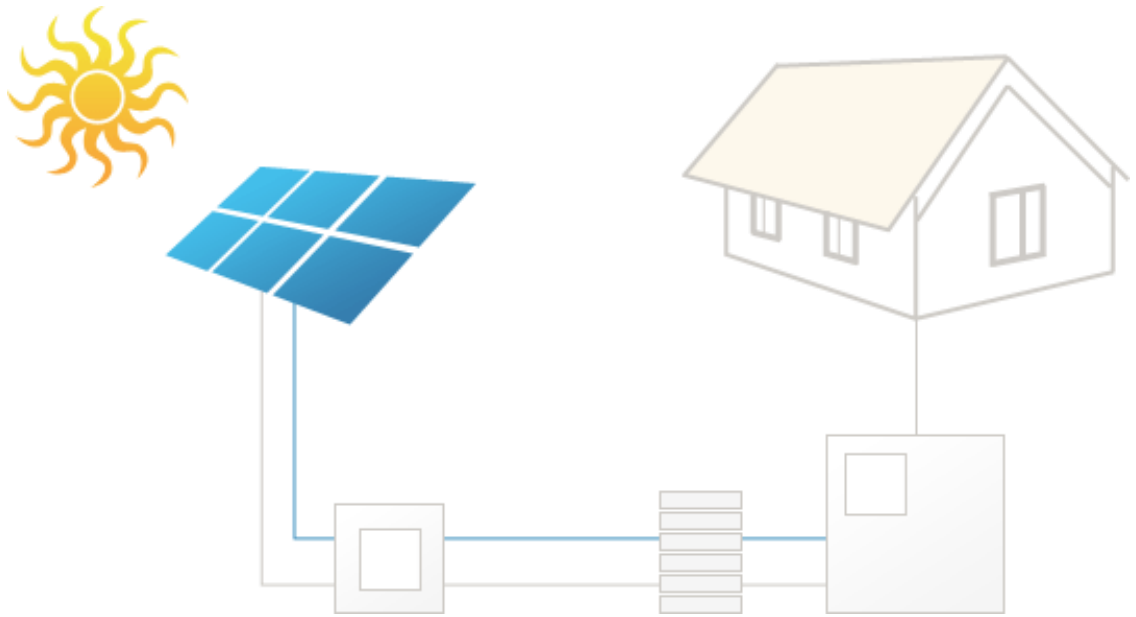


Рисунок 3.1 - Схематичне зображення автономної домашньої сонячної електростанції

- Низькі витрати на експлуатацію - сучасна сонячна електростанція відрізняється високим ступенем автоматизації всіх процесів, тому вимагає мінімальної кількості обслуговуючого персоналу.
- Технічне обслуговування сонячних станцій для підтримки працездатності станції дуже маловитратне і не вимагає проведення трудомістких дорогих операцій.
- Можливість задіяти під будівництво сонячної електростанції не тільки вільні площі, а й ті, які використовуються малоефективно або взагалі

не використовуються, наприклад, фасади і дахи будинків - це не тільки дозволяє заощадити територію, але і значно знижує капіталовкладення в будівництво СЕС.

- Обсяги генерації електроенергії в кілька разів перевершують ті, які були витрачені для її виробництва.
- Висока швидкість повернення інвестицій - на сьогоднішній день, інвестиції в сонячну енергетику окупаються швидше, ніж в нафтогазову галузь [25 - 27].

На рисунку 3.2 наведена схема домашньої мережевої сонячної електростанції.



Рисунок 3.2 - Схематичне зображення домашньої мережевої сонячної електростанції

- *гібридні сонячні станції (off-grid + on-grid)* - це станції, які можуть працювати як автономно, так і підключатися до мережі. Вони можуть зберігати енергію в акумуляторах для використання в разі необхідності.

Сонячна електростанція - це екологічно чистий і економічно вигідний об'єкт, який використовується для виробництва електричної енергії, яка виробляється за рахунок переробки енергії сонячного випромінювання. І такі

об'єкти застосовуються не тільки в промисловості, але і приватному секторі. Домашні фотоелектричні системи бувають не тільки мережевими, але також резервними і автономними [27-28].

*Резервні фотоелектричні системи.* Використання резервних сонячних електростанцій в комплексі з системами накопичення і зберігання електроенергії дозволяє повністю уникнути перерв в подачі електроенергії, які викликані плановими або аварійними відключеннями загальної електричної мережі. Необхідність установки резервних сонячних електростанцій виправдана в тих випадках, коли можливий збиток, викликаний відключенням загальної електромережі, більше або дорівнює витратам на електроенергію, яка буде вироблена резервною СЕС.

*Гібридні системи електропостачання на сонячних батареях.* Гібридні сонячні електростанції - це комбіновані резервні системи електроживлення, в яких, крім сонячних батарей, для забезпечення електроенергією можуть використовуватися й інші джерела: централізована електромережу, вітрогенератори, бензинові або дизельні електроагрегати. На рисунку 3.3 наведена схема гібридної сонячної електростанції.

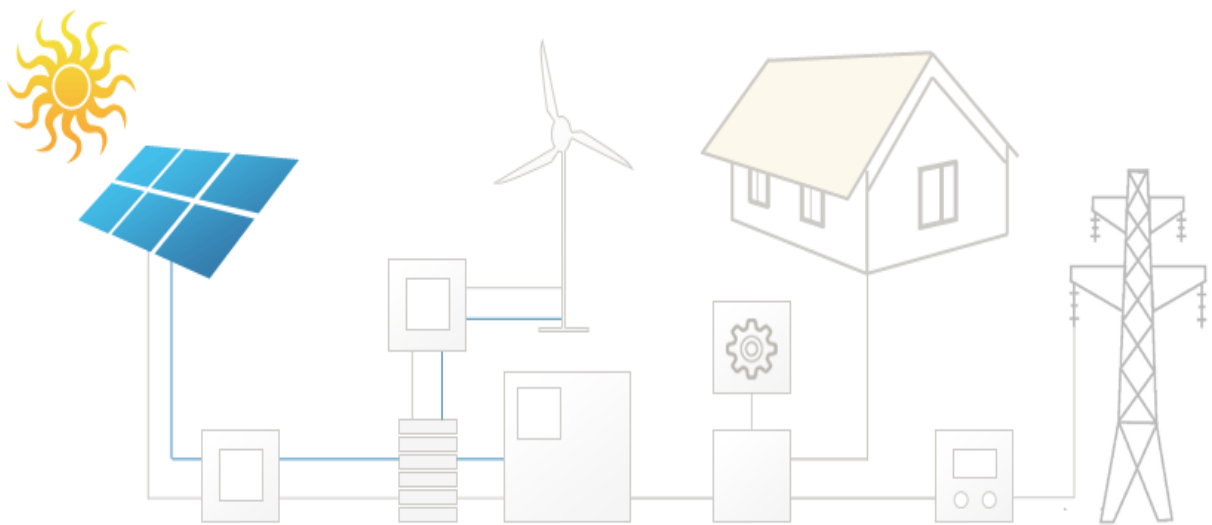


Рисунок 3.3 - Схематичне зображення гібридної сонячної електростанції

Гібридна сонячна електростанція поєднує в собі властивості автономної і мережевої сонячної електростанції. В умовах доброго сонячного освітлення і при правильному підборі потужності, сонячна електростанція повністю забезпечує подачу електроенергії на об'єкт, паралельно здійснюючи зарядку акумуляторів. Після повної зарядки АКБ надлишки електроенергії можуть бути реалізовані в загальну енергосистему по «зеленому» тарифу. Гібридна сонячна електростанція в приватному будинку, вдень, при хорошому сонячному освітленні, при відсутності господарів, при малому енергоспоживанні буде працювати практично в режимі мережевої сонячної електростанції. При скороченні генерації (наступ вечора, похмурий день) дефіцит електроенергії покривається за рахунок підключення акумуляторної групи, а при її розрядки - від загальної енергомережі або іншого джерела [21-23].

*Сонячні електростанції BIPV.* BIPV (абревіатура від англійського Building-integrated photovoltaics) - це сонячні електростанції (СЕС), які інтегровані в будівлі (споруди), виконуючи при цьому крім свого безпосереднього призначення - генерації електроенергії, ще й функції конструктивних елементів будівлі. На думку аналітиків, в середньостроковій перспективі сегмент BIPV-систем стане таким, що найбільш активно розвивається серед інших видів сонячних електростанцій. На рисунках 3.4 та 3.5 показані фото сонячних електростанцій BIPV.



Рисунок 3.4 - Сонячна електростанція BIPV



Рисунок 3.5 - Сонячна електростанція BIPV

4. За способами встановлення розрізняють наступні СЕС [25]:

1. *Наземні сонячні станції* - панелі встановлюються безпосередньо на землі. Це дозволяє розміщувати великі площі сонячних панелей для генерації



великої кількості енергії.

Розміщення комерційних сонячних електростанцій, що найбільш часто використовується - це наземна установка всіх елементів СЕС (сонячні батареї, системи кріплення, інвертори, трансформатори та інше обладнання). З одного боку, при такому способі розміщення обладнання сонячної електростанції термін реалізації проекту в цілому дещо подовжується - адже необхідно узгодити всі формальні питання, пов'язані із земельною ділянкою. З іншого боку, безсумнівна перевага наземних сонячних електростанцій - можливість встановлення більшої (в порівнянні з даховим варіантом) кількості сонячних батарей, іншими словами - можливість отримати більш потужну СЕС. На рисунку 3.6 наведена наземна сонячна електростанція.



Рисунок 3.6 - Зображення наземної сонячної електростанції

2. *Дахові сонячні станції* - панелі встановлюються на дахах будівель. Це зручний спосіб, коли немає можливості виділити велику площу на землі, або коли є потреба в енергозабезпеченні конкретної будівлі [24].

Сонячні електростанції середнього розміру та потужності дуже часто

встановлюють на дахах. Такий спосіб розміщення має певні переваги:

- Можливість уникнути досить тривалої процедури, пов'язаної з оформленням документів і проходженням процедури щодо відведення земельної ділянки під потреби відновлюваної енергетики.
- За рахунок цього прискорюється загальний цикл проекту, що дозволяє заощадити на бюджеті.
- Оптимальне рішення для випадків, коли власник ділянки відчуває дефіцит площі і прагне зберегти первісне призначення земель сільськогосподарського призначення.
- Сонячні панелі менше страждають від затінення високими будинками або деревами в разі розміщення станції в межах населеного пункту або близько зелених насаджень.



Рисунок 3.7 - Дахова сонячна електростанція

5. Також СЕС класифікують за *рівнем інвестицій та розміром*, а саме:

- *промислові сонячні станції* - вони можуть мати значні інвестиції та інфраструктуру для великих масштабів виробництва енергії.

- *домашні сонячні системи* - це системи, що використовуються для забезпечення енергією приватних домогосподарств, із можливістю підключення до мережі або автономної роботи [27].

### **3.2 Аналіз особливостей проектування сонячних електростанцій**

Проектування сонячних станцій — це складний процес, що вимагає врахування численних аспектів. Проектування сонячних станцій потребує комплексного підходу, врахування всіх технічних, економічних та нормативних факторів. Важливо правильно оцінити місце розташування, вибір технологій і відповідність до стандартів безпеки та ефективності.

Розглянемо основні особливості проектування сонячних електростанцій, до яких відносяться наступні [28]:

#### **1. Оцінка сонячного ресурсу.**

- інсоляція - першим кроком є оцінка сонячного ресурсу в конкретному регіоні. Для цього використовують дані про середньорічне сонячне випромінювання, що дозволяє визначити, скільки енергії може бути зібрано за певний час. Важливими факторами є географічне розташування, сезонні коливання, клімат, частота хмарних покривів тощо.

- сонячний кут - важливо враховувати зміни кута падіння сонячних променів впродовж року, щоб правильно розташувати панелі і забезпечити максимальну ефективність.

#### **2. Розрахунок потужності системи.**

- Потрібно визначити, яка потужність сонячної станції необхідна для задоволення потреб в електричній енергії. Це враховує середньодобове або середньорічне споживання енергії на об'єкті.

- Враховують ефективність сонячних панелей (якщо це фотовольтаїчні системи), втрати в системі (наприклад, через інвертори, проводку), та



наявність можливості зберігання енергії (акумулятори).

### 3. Тип сонячних панелей і технології.

- вибір між різними типами панелей (монокристалічні, полікристалічні, тонкоплівкові) залежить від кількості доступної площі, вартості панелей, ефективності та довговічності.

- Також важливо вибрати правильні інвертори, які конвертують постійну напругу, вироблену сонячними панелями, в змінну для використання в домашній або промисловій мережі.

### 4. Вибір місця для розташування сонячних панелей.

- Оцінка площі - для великих сонячних станцій потрібно враховувати достатню площу для встановлення панелей. Для дахових установок важливо врахувати тип даху, його нахил, орієнтацію та можливість забезпечення стійкості до вітрових навантажень.

- Орієнтація та нахил - панелі повинні бути орієнтовані в бік Сонця для максимального збору енергії. Враховується оптимальний кут нахилу панелей для певного регіону, щоб максимізувати ефективність протягом року.

### 5. Інфраструктура.

- Електричні з'єднання - проектування мережі з'єднань між панелями, інверторами, контролерами заряду, акумуляторами і точками підключення до мережі.

- Мережеве підключення - для сонячних станцій, підключених до централізованої мережі, важливо врахувати правила підключення до національних або регіональних енергетичних мереж, зокрема з точки зору безпеки та надійності.

- Система зберігання енергії - якщо планується встановлення акумуляторів, потрібно ретельно спроектувати їх інтеграцію в систему, враховуючи тип акумуляторів, їх ємність і вимоги до обслуговування.

### 6. Безпека та захист.

- Захист від перенапруги та коротких замикань - проектування має включати систему захисту від блискавок, перенапруги, коротких замикань, а

також систему заземлення для забезпечення безпеки всіх компонентів.

- Охолодження системи - висока температура може знижувати ефективність панелей, тому важливо враховувати заходи щодо оптимізації охолодження, наприклад, через вентиляцію або вибір матеріалів з хорошими теплопередавальними властивостями.

#### 7. Економічні аспекти.

- Оцінка вартості - вартість проекту включає не лише вартість обладнання (панелі, інвертори, акумулятори), але й витрати на проектування, монтаж, дозвільну документацію, підключення до мережі та обслуговування.

- Окупність інвестицій - розрахунок строку окупності сонячної станції є важливим для визначення ефективності проекту. Це включає аналіз економії на електроенергії, можливість продажу надлишкової енергії в мережу (якщо станція підключена до неї) та субсидії або податкові пільги, що можуть бути доступні для інвесторів у сонячні технології.

#### 8. Правові та нормативні вимоги.

- Проектування має враховувати вимоги національних і місцевих нормативно-правових актів щодо будівництва, підключення до енергетичних мереж і безпеки. У деяких країнах можуть бути передбачені стандарти для монтажу сонячних панелей на дахах, висоти, освітленості тощо.

- Також важливо звернути увагу на наявність дозволів на землю (якщо це наземна сонячна станція) або на даху будівлі.

#### 9. Моніторинг та управління.

- Для великих сонячних станцій важливо спроектувати систему моніторингу, що дозволяє відстежувати ефективність роботи панелей, виявляти несправності та оптимізувати експлуатацію. Це може включати використання спеціальних контролерів, програмного забезпечення для управління та діагностики.

#### 10. Врахування потенційних змін.

- Оскільки сонячні технології швидко розвиваються, в проекті важливо передбачити можливість модернізації системи, наприклад, для установки

нових типів панелей, або інтеграції нових технологій зберігання енергії [25 - 27].

### **3.3 Аналіз необхідного обладнання для проектування СЕС**

Сонячна електрична станція (СЕС) складається з кількох основних компонентів, які працюють разом для збору, перетворення та зберігання сонячної енергії. Для її проектування необхідне спеціалізоване обладнання та компоненти. Розглянемо основні складові частини СЕС та обладнання, яке необхідне для її проектування [28].

1. Сонячні панелі (фотовольтаїчні модулі) - це основний елемент, який безпосередньо перетворює сонячну енергію в електричну. Вони складаються з фотоелементів, які реагують на сонячне випромінювання та генерують постійну напругу. Розрізняють наступні типи панелей:

- монокристалічні - характеризуються високою ефективністю та довговічністю, але разом з тим, і вищою вартістю.
- полікристалічні – мають меншу ефективність, проте дешевші за монокристалічні.
- тонкоплівкові - легші та дешевші, але менш ефективні.

Для сонячних панелей необхідне наступне обладнання: тести для оцінки ефективності панелей та програмне забезпечення для моделювання продуктивності панелей за різних умов.

2. Інвертор - перетворює постійну електричну енергію, що генерується панелями, на змінну енергію, яку можна використовувати для живлення побутових приладів або передавати в мережу.

Розрізняють наступні типи інверторів:

- мережеві (on-grid) - підключаються до загальної енергомережі.
- автономні (off-grid) - використовуються в ізольованих системах без підключення до мережі.
- гібридні інвертори - можуть працювати як в автономному, так і в

мережевому режимі.

Для обслуговування інверторів необхідне обладнання: вибір інвертора відповідно до потужності СЕС та контролери для регулювання роботи інвертора і захисту від перенапруг.

3. Модуль для зберігання енергії (акумулятори) - використовуються для зберігання надлишкової енергії, яку не споживають одразу. Це особливо важливо для автономних СЕС або гібридних систем, де енергія має зберігатися для використання вночі або в умовах недостатньої інсоляції.

Розрізняють наступні типи акумуляторів [23]:

- літієві акумулятори - мають високу ефективність та довговічність.
- свинцево-кислотні акумулятори - дешевші, але менш ефективні та коротший термін служби.

Для обслуговування акумуляторів необхідне обладнання: контролери заряду для акумуляторів та системи для моніторингу рівня заряду і розряду акумуляторів.

4. Кабелі та електричні компоненти - вони використовуються для з'єднання всіх елементів системи, від сонячних панелей до інверторів і акумуляторів. До таких компонент відносяться:

1. Роз'єми та з'єднувальні елементи - для підключення панелей і інверторів до загальної системи.

2. Захисне обладнання - перемикачі, автоматичні вимикачі, запобіжники для захисту від КЗ і перенапруги.

5. Монтажні конструкції.

1. Каркас для монтажу сонячних панелей: Панелі потрібно закріпити на стабільній платформі, яка може бути на даху або на землі. Вибір конструкції залежить від місця установки (дахи, поле) і типу панелей.

2. Підстави та кріплення: Спеціалізовані монтажні системи для забезпечення надійного кріплення панелей на даху або на землі.

6. Система моніторингу та управління:

- моніторинг продуктивності - система моніторингу дозволяє відстежувати ефективність роботи панелей та інвертора, виявляти

несправності, а також оптимізувати роботу станції для досягнення найкращих результатів.

- програмне забезпечення для управління - використовується для моніторингу продуктивності СЕС у реальному часі, налаштування режимів роботи інверторів, контролю витрат енергії та інших параметрів.

7. Захист від перенапруги та блискавки. Для захисту панелей та інверторів від перенапруг і коротких замикань застосовуються спеціальні пристрої, які включають:

1. Захист від блискавки.
2. Захист від перенапруги.
3. Реле і автоматичні вимикачі для вимкнення системи в разі небезпеки.

8. Кабельні організатори і коробки для з'єднань: коробки для з'єднань (junction boxes) та кабельні канали та організатори, які використовуються для з'єднання кабелів від панелей та інверторів і їхнього подальшого розподілу.

Кабельні канали та організатори: для упорядкування та безпечного прокладання кабелів.

9. Параметри проектування та додаткові елементи.

1. Оцінка навантажень і навантаження на дах - визначення здатності даху витримати вагу сонячних панелей та монтажної конструкції.
2. Розрахунок площі та вибір оптимальної кількості панелей - для досягнення максимальної ефективності.
3. Обладнання для вимірювання інсоляції - для точної оцінки доступного сонячного ресурсу.

10. Підключення до мережі. Якщо СЕС підключена до мережі, потрібне ліцензоване електричне підключення до місцевої енергетичної компанії. Це передбачає спеціальні комутаційні щити та обладнання для синхронізації з мережами.

Проектування та встановлення сонячної електричної станції вимагає детального планування та використання різноманітного обладнання для

забезпечення максимальної ефективності і безпеки. Кожен компонент, від сонячних панелей до інверторів, акумуляторів, електричних з'єднань та захисних пристроїв, має важливе значення для надійної роботи всієї системи.

#### 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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 [31].

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

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

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;  $E = E_{ан} = 0,2$  – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);  $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку в наступному  $t+1$  році порівняно з роком  $t$ , тис. грн.

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

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

де:  $\Pi_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $\Pi_T = 3,68$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0,12$  [12, 31]);  $W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год;  $B$  – додаткові щорічні

витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис. грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (5113 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо  $\Delta W_t$ . Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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 лінії електропередач: 9-501, 2-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501, 502;
- реконструкція ПС «Іллінці» та ПС «Немирів».

*На другому році:*

- будівництво ліній електропередач: 502-503, 503-504, 504-300;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 503, 504;
- реконструкція спорудження додаткового приєднання на ПС «ЛДРЕС»

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у таблицях 4.1 – 4.4.

Таблиця 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

| Ч.ч.<br>згідно<br>з<br>таблицею<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 вартість |
|----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| 1                                      | 2                                                                                  | 3              | 4                      | 5               | 6               | 7                       | 8                          | 9                                    |
| <b>1</b>                               | <b>Установлення<br/>силових<br/>трансформаторів<br/>напругою,<br/>потужністю:</b>  |                |                        |                 |                 |                         |                            |                                      |
| 1.7                                    | 110/10 кВ,<br>6,3 В×А                                                              | 2 од.          | 517,488                | 13498,94        | 451,372         | 371,798                 | 3,43                       | 14843,02                             |
| <b>2</b>                               | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>                                                           |                |                        |                 |                 |                         |                            |                                      |
| 2.1                                    | Приєднання лінії 110<br>кВ з<br>роз'єднувачем                                      | 2              | 292,414                | 397,84          | 30,812          | 22,224                  | 2                          | 745,29                               |
| 2.5                                    | Приєднання<br>трансформатора<br>напруги 110 кВ                                     | 2              | 76,152                 | 2044,102        | 117,386         | 58,22                   | 2,088                      | 2297,948                             |
| 2.8                                    | Приєднання ОПН 110<br>кВ                                                           | 2              | 27,22                  | 286,688         | 69,176          | 42,1                    | 2                          | 427,184                              |
| 2.9                                    | Приєднання<br>трансформа-<br>торів струму                                          | 2              | 130,114                | 1557,01         | 261,55          | 45,264                  | 2,058                      | 1995,996                             |
|                                        | <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                                                           |                | <b>1128,432</b>        | <b>21635,77</b> | <b>1052,646</b> | <b>641,616</b>          | <b>12,174</b>              | <b>24470,64</b>                      |
| <b>3</b>                               | <b>Вузли обладнання 10<br/>кВ:</b>                                                 |                |                        |                 |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1                                    | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10<br>кВ:                                                         |                |                        |                 |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1.1                                  | Камера 10 кВ вводу<br>від<br>силового трансфор-<br>матора з вакуумним<br>вимикачем | 2 од.          | 77,232                 | 881,914         | 23,810          | 25,838                  | 2,000                      | 1010,794                             |
| 3.1.2                                  | Камера секційного<br>вакуумного вимикача<br>10 кВ                                  | 1 од.          | 38,616                 | 421,721         | 11,364          | 12,424                  | 1,000                      | 485,124                              |
| 3.1.3                                  | Камера секційного<br>роз'єднувача 10 кВ                                            | 1 од.          | 38,616                 | 294,832         | 7,960           | 9,162                   | 1,000                      | 351,550                              |
| 3.1.4                                  | Камера лінії 10 кВ з<br>вакуумним вимикачем                                        | 6 од.          | 231,696                | 2069,862        | 55,884          | 62,712                  | 6                          | 2426,154                             |
| 3.1.5                                  | Камера з<br>трансформаторами<br>напруги 10 кВ                                      | 4 од.          | 154,464                | 551,472         | 25,688          | 20,952                  | 4,000                      | 756,576                              |
| 3.1.6                                  | Камери з іншим<br>обладнанням 10 кВ                                                | 2 од.          | 77,232                 | 309,232         | 12,104          | 10,184                  | 2,000                      | 410,752                              |
|                                        | <b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>                                                            |                | <b>617,856</b>         | <b>4529,033</b> | <b>136,81</b>   | <b>141,272</b>          | <b>16</b>                  | <b>5440,97</b>                       |

## Продовження таблиці 4.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

| 1                                   | 2                                                                                                                                                                               | 3       | 4                | 5               | 6              | 7             | 8            | 9                |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|------------------|-----------------|----------------|---------------|--------------|------------------|
| 4                                   | Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:                                                                                                              |         |                  |                 |                |               |              |                  |
| 4.2.1                               | 250 кВ·А                                                                                                                                                                        | 2 од.   | 27,244           | 503,940         | 23,946         | 14,496        | 2,000        | 571,626          |
| 4.3                                 | Заземлювальний реактор 10 кВ                                                                                                                                                    | 2 компл | 108,180          | 1592,330        | 79,152         | 46,852        | 2,026        | 1828,540         |
| 4.4                                 | БСК                                                                                                                                                                             | 1       | 38,616           | 344,977         | 9,314          | 10,452        | 1            | 404,359          |
| <b>Всього</b>                       |                                                                                                                                                                                 |         | <b>174,04</b>    | <b>2441,247</b> | <b>112,412</b> | <b>71,8</b>   | <b>5,026</b> | <b>3691,625</b>  |
| 5                                   | <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         |
| 5.1.2                               | Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)                                                                                                           | 2 компл | 274,882          | 1649,252        | 85,910         | 55,364        | 2,064        | 2067,472         |
| 5.1.3                               | Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)                                                                                                                                 | 1 од.   | 68,721           | 559,852         | 21,513         | 17,472        | 1,000        | 668,558          |
| 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          |
| 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          |
| 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          |
| 5.1.10                              | Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)                                                                                                                                       | 1 од.   | 66,801           | 680,462         | 33,562         | 20,854        | 1,002        | 802,681          |
| 5.1.11                              | Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)                                                                                                                                     | 1 компл | 199,382          | 726,488         | 41,034         | 27,729        | 1,032        | 995,664          |
| 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>1709,318</b>  | <b>8496,762</b> | <b>428,965</b> | <b>294,39</b> | <b>13,25</b> | <b>10942,685</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                                                                                                                                 |         | <b>59 388,94</b> |                 |                |               |              |                  |

Таблиця 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

| Ч.ч.<br>згідно<br>з таблицею 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 вартість |
|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|------------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| 1                                | 2                                                                            | 3              | 4                      | 5                | 6               | 7                       | 8                          | 9                                    |
| <b>1</b>                         | <b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>            |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 1.7                              | 110/10 кВ,<br>16 В×А                                                         | 2 од.          | 601,882                | 22566,38         | 734,56          | 601,984                 | 4,916                      | 24509,72                             |
| <b>2</b>                         | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>                                                     |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 2.1                              | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                       | 2 од.          | 87,512                 | 2613,394         | 110,570         | 72,410                  | 2,138                      | 2886,024                             |
| 2.5                              | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму   | 2 од.          | 143,326                | 5953,842         | 241,54          | 162,244                 | 2,492                      | 6503,458                             |
| 2.8                              | Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1 од.          | 74,910                 | 2709,418         | 111,311         | 74,287                  | 1,216                      | 2971,142                             |
| 2.9                              | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ                                     | 2 од.          | 76,148                 | 2044,102         | 117,386         | 58,220                  | 2,088                      | 2297,948                             |
| 2.12                             | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                         | 1 од.          | 54,027                 | 287,744          | 24,915          | 10,315                  | 1,000                      | 378,001                              |
|                                  | <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                                                     |                | <b>435,935</b>         | <b>13608,506</b> | <b>605,722</b>  | <b>377,473</b>          | <b>8,934</b>               | <b>15036,573</b>                     |
| <b>3</b>                         | <b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>                                               |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1                              | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:                                                      |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1.1                            | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем         | 2 од.          | 77,232                 | 881,914          | 23,810          | 25,838                  | 2,000                      | 1010,794                             |
| 3.1.2                            | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ                                  | 1 од.          | 38,616                 | 421,721          | 11,364          | 12,424                  | 1,000                      | 485,124                              |
| 3.1.3                            | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ                                         | 1 од.          | 38,616                 | 294,832          | 7,960           | 9,162                   | 1,000                      | 351,570                              |
| 3.1.4                            | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                                     | 11 од.         | 424,776                | 3794,747         | 102,454         | 114,972                 | 11                         | 4447,949                             |
| 3.1.5                            | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ                                      | 4 од.          | 154,464                | 551,472          | 25,688          | 20,952                  | 4,000                      | 756,576                              |
| 3.1.6                            | Камери з іншим обладнанням 10 кВ                                             | 2 од.          | 77,232                 | 309,232          | 12,104          | 10,184                  | 2,000                      | 410,752                              |
|                                  | <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>                      |



Таблиця 4.3 – Вартість реконструкції ПС «Немирів»

| 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 вартість |
|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| 1                                        | 2                                                                                                              | 3              | 4                      | 5               | 6               | 7                       | 8                          | 9                                    |
| <b>2</b>                                 | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>                                                                                       |                |                        |                 |                 |                         |                            |                                      |
| 2.1                                      | Приєднання лінії<br>110кВ<br>з вимикачем із<br>вбудованими<br>трансфор-<br>маторами струму                     | 4              | 746,616                | 10981,05        | 459,872         | 319,6                   | 4,964                      | 12512,1                              |
| 2.2                                      | Приєднання лінії<br>110 кВ з<br>роз'єднувачем                                                                  | 4              | 584,828                | 795,68          | 61,624          | 44,44                   | 4                          | 1490,58                              |
| 2.3                                      | Приєднання 110 кВ<br>силового<br>трансформатора з<br>вимикачем із<br>вбудованими<br>трансформаторами<br>струму | 2              | 143,326                | 5953,842        | 241,54          | 162,244                 | 2,492                      | 6503,458                             |
| 2.4                                      | Приєднання<br>трансформатора<br>напруги 110 кВ                                                                 | 1              | 76,152                 | 2044,102        | 117,386         | 58,22                   | 2,088                      | 2297,948                             |
| 2.5                                      | Приєднання<br>секційного<br>вимикача 110 кВ                                                                    | 1              | 64,616                 | 2169,27         | 87,958          | 59,62                   | 1,163                      | 2382,626                             |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                 |                                                                                                                |                | <b>1615,538</b>        | <b>21943,94</b> | <b>968,38</b>   | <b>644,124</b>          | <b>14,707</b>              | <b>25186,71</b>                      |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b>      |                                                                                                                |                | <b>25186,71</b>        |                 |                 |                         |                            |                                      |

Таблиця 4.4 – Вартість реконструкції ПС «Іллінці»

| 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 |
|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|-----------------------------------------|
| 1                                        | 2                                                                                            | 3              | 4                      | 5               | 6               | 7                       | 8                          | 9                                       |
| <b>2</b>                                 | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>                                                                     |                |                        |                 |                 |                         |                            |                                         |
| 2.1                                      | Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму                    | 4              | 746,616                | 10981,05        | 459,872         | 319,6                   | 4,964                      | 12512,1                                 |
| 2.2                                      | Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем                                                      | 4              | 584,828                | 795,68          | 61,624          | 44,44                   | 4                          | 1490,58                                 |
| 2.3                                      | Приєднання 110 кВ силового трансформатора з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму | 2              | 143,326                | 5953,842        | 241,54          | 162,244                 | 2,492                      | 6503,458                                |
| 2.4                                      | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ                                                     | 1              | 76,152                 | 2044,102        | 117,386         | 58,22                   | 2,088                      | 2297,948                                |
| 2.5                                      | Приєднання секційного вимикача 110 кВ                                                        | 2              | 129,232                | 4338,54         | 175,916         | 119,24                  | 2,326                      | 4765,252                                |
| <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                 |                                                                                              |                | <b>1680,154</b>        | <b>24113,21</b> | <b>1056,338</b> | <b>703,744</b>          | <b>15,87</b>               | <b>27569,33</b>                         |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b>      |                                                                                              |                | <b>27569,33</b>        |                 |                 |                         |                            |                                         |

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 173383,987 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 2-му році показані у табл. 4.5 – 4.7.

Таблиця 4.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

| Ч.ч.<br>згідно<br>з таблицею<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 вартість |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|------------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| 1                                   | 2                                                                            | 3              | 4                      | 5                | 6               | 7                       | 8                          | 9                                    |
| <b>1</b>                            | <b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>            |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 1.7                                 | 110/10 кВ,<br>16 В×А                                                         | 2 од.          | 601,882                | 22566,38         | 734,56          | 601,984                 | 4,916                      | 24509,72                             |
| <b>2</b>                            | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>                                                     |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 2.1                                 | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                       | 2 од.          | 87,512                 | 2613,394         | 110,570         | 72,410                  | 2,138                      | 2886,024                             |
| 2.5                                 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму   | 2 од.          | 143,326                | 5953,842         | 241,54          | 162,244                 | 2,492                      | 6503,458                             |
| 2.8                                 | Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1 од.          | 74,910                 | 2709,418         | 111,311         | 74,287                  | 1,216                      | 2971,142                             |
| 2.9                                 | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ                                     | 2 од.          | 76,148                 | 2044,102         | 117,386         | 58,220                  | 2,088                      | 2297,948                             |
| 2.12                                | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                         | 1 од.          | 54,027                 | 287,744          | 24,915          | 10,315                  | 1,000                      | 378,001                              |
|                                     | <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                                                     |                | <b>435,935</b>         | <b>13608,506</b> | <b>605,722</b>  | <b>377,473</b>          | <b>8,934</b>               | <b>15036,573</b>                     |
| <b>3</b>                            | <b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>                                               |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1                                 | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:                                                      |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1.1                               | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем         | 2 од.          | 77,232                 | 881,914          | 23,810          | 25,838                  | 2,000                      | 1010,794                             |
| 3.1.2                               | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ                                  | 1 од.          | 38,616                 | 421,721          | 11,364          | 12,424                  | 1,000                      | 485,124                              |
| 3.1.3                               | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ                                         | 1 од.          | 38,616                 | 294,832          | 7,960           | 9,162                   | 1,000                      | 351,570                              |
| 3.1.4                               | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                                     | 14 од.         | 540,624                | 4829,678         | 130,396         | 146,328                 | 14                         | 5661,026                             |
| 3.1.5                               | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ                                      | 4 од.          | 154,464                | 551,472          | 25,688          | 20,952                  | 4,000                      | 756,576                              |
| 3.1.6                               | Камери з іншим обладнанням 10 кВ                                             | 2 од.          | 77,232                 | 309,232          | 12,104          | 10,184                  | 2,000                      | 410,752                              |
|                                     | <b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>                                                      |                | <b>926,784</b>         | <b>7288,849</b>  | <b>211,322</b>  | <b>224,888</b>          | <b>24</b>                  | <b>8675,842</b>                      |





Таблиця 4.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

| Ч.ч.<br>згідно<br>з таблицею<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 вартість |
|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|------------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| 1                                   | 2                                                                            | 3              | 4                      | 5                | 6               | 7                       | 8                          | 9                                    |
| <b>1</b>                            | <b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>            |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 1.7                                 | 110/10 кВ,<br>10 В×А                                                         | 2 од.          | 602,532                | 17350,13         | 573,722         | 473,808                 | 4,028                      | 19004,22                             |
| <b>2</b>                            | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>                                                     |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 2.1                                 | Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача                       | 2 од.          | 87,512                 | 2613,394         | 110,570         | 72,410                  | 2,138                      | 2886,024                             |
| 2.5                                 | Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму   | 2 од.          | 143,326                | 5953,842         | 241,54          | 162,244                 | 2,492                      | 6503,458                             |
| 2.8                                 | Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму | 1 од.          | 74,910                 | 2709,418         | 111,311         | 74,287                  | 1,216                      | 2971,142                             |
| 2.9                                 | Приєднання трансформатора напруги 110 кВ                                     | 2 од.          | 76,148                 | 2044,102         | 117,386         | 58,220                  | 2,088                      | 2297,948                             |
| 2.12                                | Приєднання ремонтної перемички 110кВ                                         | 1 од.          | 54,027                 | 287,744          | 24,915          | 10,315                  | 1,000                      | 378,001                              |
|                                     | <b>Всього ВРУ 110 кВ</b>                                                     |                | <b>435,935</b>         | <b>13608,506</b> | <b>605,722</b>  | <b>377,473</b>          | <b>8,934</b>               | <b>15036,573</b>                     |
| <b>3</b>                            | <b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>                                               |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1                                 | ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:                                                      |                |                        |                  |                 |                         |                            |                                      |
| 3.1.1                               | Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем         | 2 од.          | 77,232                 | 881,914          | 23,810          | 25,838                  | 2,000                      | 1010,794                             |
| 3.1.2                               | Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ                                  | 1 од.          | 38,616                 | 421,721          | 11,364          | 12,424                  | 1,000                      | 485,124                              |
| 3.1.3                               | Камера секційного роз'єднувача 10 кВ                                         | 1 од.          | 38,616                 | 294,832          | 7,960           | 9,162                   | 1,000                      | 351,570                              |
| 3.1.4                               | Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем                                     | 2 од.          | 77,232                 | 689,954          | 18,628          | 20,904                  | 2                          | 808,718                              |
| 3.1.5                               | Камера з трансформаторами напруги 10 кВ                                      | 4 од.          | 154,464                | 551,472          | 25,688          | 20,952                  | 4,000                      | 756,576                              |
| 3.1.6                               | Камери з іншим обладнанням 10 кВ                                             | 2 од.          | 77,232                 | 309,232          | 12,104          | 10,184                  | 2,000                      | 410,752                              |
|                                     | <b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>                                                      |                | <b>463,392</b>         | <b>3149,125</b>  | <b>99,554</b>   | <b>99,464</b>           | <b>12</b>                  | <b>3823,534</b>                      |

Продовження табл. 4.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

| 1             | 2                                                                                        | 3          | 4              | 5              | 6              | 7             | 8            | 9               | 10             |
|---------------|------------------------------------------------------------------------------------------|------------|----------------|----------------|----------------|---------------|--------------|-----------------|----------------|
| 4             | Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження 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<br>КОМПЛ | 108,180        | 1592,330       | 79,152         | 46,852        | 2,026        | 1828,540        | 52,0           |
| <b>Всього</b> |                                                                                          |            | <b>135,424</b> | <b>2096,27</b> | <b>103,098</b> | <b>61,348</b> | <b>4,026</b> | <b>3287,266</b> | <b>135,424</b> |
| 5             | <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 вводів 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                               | 1 од.      | 68,721         | 412,888        | 21,485         | 13,855        | 1,000        | 517,950         | 12,0           |

|                                     |                                                                                                                                                                                 |         |                  |                 |                |               |              |                 |                 |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|------------------|-----------------|----------------|---------------|--------------|-----------------|-----------------|
|                                     | панель на дві секції 10 кВ)                                                                                                                                                     |         |                  |                 |                |               |              |                 |                 |
| 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 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>1709,318</b>  | <b>8496,762</b> | <b>428,965</b> | <b>294,39</b> | <b>13,25</b> | <b>10942,69</b> | <b>1709,318</b> |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b> |                                                                                                                                                                                 |         | <b>52094,278</b> |                 |                |               |              |                 |                 |

Таблиця 4.7– Вартість спорудження нового приєднання на ПС «ЛДРЕС»

| 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 вартість |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------------------|
| 1                                        | 2                                                                         | 3              | 4                      | 5               | 6               | 7                       | 8                          | 9                                    |
| 2                                        | <b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>                                                  |                |                        |                 |                 |                         |                            |                                      |
| 2.2                                      | Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму | 1              | 186,654                | 2745,262        | 114,968         | 79,9                    | 1,241                      | 3128,024                             |
| 2.3                                      | Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем                                    | 1              | 146,207                | 198,92          | 15,406          | 11,112                  | 1                          | 372,645                              |
|                                          |                                                                           |                | <b>332,861</b>         | <b>2944,182</b> | <b>130,374</b>  | <b>91,012</b>           | <b>2,241</b>               | <b>3500,669</b>                      |
| <b>Загальна кошторисна вартість</b>      |                                                                           |                | <b>3500,669</b>        |                 |                 |                         |                            |                                      |

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 118047,031 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (4.6)$$

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (21,7 + 5,6) = 42961,467 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (13,3 + 10,5 + 5,6) = 46266,196 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 42961,467 + 173383,987 = 216345,455 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_2 = 46266,196 + 118047,031 = 164313,227 \text{ (тис. грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (4.7)$$

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;  $\Delta W_{\text{т}}$  – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (4.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

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

$$B_{\text{Л1}} = (42961,467 \cdot 0,3)/100 = 128,884 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (46266,196 \cdot 0,3)/100 = 138,798 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (216345,455 \cdot 3)/100 = 6490,363 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{\text{П2}} = (164313,227 \cdot 3)/100 = 4929,396 \text{ (тис. грн.)}.$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток В), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.7:

Таблиця 4.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

| Рік будівництва | Побудовані та реконструйовані об'єкти           | Зміна втрати в ЛЕП, кВт | Зміна втрати в трансформаторах, кВт | Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год |
|-----------------|-------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------------|
| 1               | ЛЕП:9-501, 2-502<br>П/ст: 501, 502              | 500                     | 140                                 | 650                                        |
| 2               | ЛЕП:502-503, 503-504, 504-300<br>П/ст: 503, 504 | -110                    | 160                                 | 60                                         |

Річні видатки було розраховано за виразом (4.7) [12, 32]:

$$B_1 = 128,884 + 6490,363 + (650 \cdot 3,68) = 9011,247 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_2 = 138,798 + 4929,396 + (60 \cdot 3,68) = 5288,995 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

$$W_{1(501+502)} = (7,1 + 12,5) \cdot 6400 = 125440 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(503+504)} = 16,2 \cdot 6400 + 10 \cdot 1200 = 115680 \text{ МВт·год}.$$

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

$$\Pi_1 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 125440 - 9011,247 = 46383,057 \text{ тис. грн.};$$

$$\Pi_2 = 5,08 \cdot 0,12 \cdot 115680 - 5288,995 = 65229,533 \text{ тис. грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{46383,067 / (1 + 0,2) + 65229,533 / (1 + 0,2)^2}{211345,455 / (1 + 0,2) + 164313,227 / (1 + 0,2)^2} = 0,289$$

Визначаємо термін окупності проекту наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,302 = 3,4 \text{ роки.}$$

Таблиця 4.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

| Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ                                       |          |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------|
| Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі                                | МВт      | 35,8       |
| Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів                   | год      | 6400       |
| Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям                                     | МВт*год  | 1227630    |
| Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі                               | тис.грн. | 265661,858 |
| Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі                         | Рік      | 3,4        |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | МВт      | 4,01       |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | %        | 1,63       |
| Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі              | МВт*год  | 3600       |
| Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку | МВт*год  | 20520      |

З отриманих результатів можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її спорудження принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку даної електричної мережі в цілому задовільна, оскільки близьке до значення  $E_{ан}$  (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ( $E_{ан} = 0,2$ )). Терміни окупності підтверджують ефективність.



## **5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК**

Розділ магістерської роботи присвячений визначенню заходів і засобів для забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок, а також для забезпечення безпечного обслуговування електричного обладнання ЕМ.

На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію електричного обладнання п/ст, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [29]:

- фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

- хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

- фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

### **5.1 Технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання**

#### **5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць під час виконання робіт**

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) і силові кола приводу;
- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;
- привести в неробоче положення вмикальний вантаж або вмикальні пружини;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата без подавання робочої напруги під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди". Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках. Після випробування, у разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, черговий або з його дозволу керівник робіт повинен виконувати вимоги цих Правил.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітряноповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

Перед підніманням на повітряний вимикач для проведення випробувань та налагодження необхідно:

- вимкнути кола керування;
- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад, від'єднати повітропровідні трубки, замкнути шафи тощо) або поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання кіл керування) за вказівкою керівника робіт тільки одного працівника. У разі перебування працівників на повітряному вимикачі, що знаходиться під тиском, слід припинити усі роботи в шафах керування і розподільчих.

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вмикання і вимикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як всі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

У разі допуску до роботи, пов'язаної з перебуванням працівників всередині повітрозбірників, необхідно:

- закрити засувки повітропроводів, по яких може бути подано повітря, зачинити їх на замок, вивісити на засувках плакати "Не відкривати! Працюють люди";
- випустити в атмосферу повітря, що перебуває під тиском в повітрозбірнику, залишивши відкритим спускний клапан;
- від'єднати від повітрозбірника повітропровід подавання повітря і встановити на ньому заглушки.

Нульовий показ манометрів на баках вимикачів та повітрозбірниках не може бути вірогідною ознакою відсутності в них стисненого повітря. Для того, щоб зняти кришки лазів, безпосередньо перед відгвинчуванням болтів та гайок необхідно відкрити спускні клапани або засувки і переконатись у відсутності стисненого повітря. Спускні клапани або засувки дозволяється

закривати тільки після загвинчування всіх болтів та гайок, що кріплять кришку лазу.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишились під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут" у відсіку, де треба буде працювати.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підключеному до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в комірці КРУ.

Приміщення РУ з комутаційним обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією. Забороняється виконувати будь-яку роботу доти, доки не буде забезпечено п'ятикратний обмін повітря в цьому приміщенні протягом однієї години. Розкривання полюсів повітряного вимикача необхідно проводити на відкритому повітрі. Якщо розкривання полюсів виконується в приміщенні, слід застосовувати спеціальну установку з вакуумним пристроєм, що забезпечує відсмоктування елегазу з робочого місця.

Якщо в процесі розкривання полюсів повітряного вимикача будуть виявлені продукти розпаду елегазу (білий порошок), їх необхідно зібрати пилососом, застосовуючи змінні фільтри.

### **5.1.2 Електробезпека**

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам [29]:

- 1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
- 2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огороджувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні

рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту. Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [30], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

## **5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії**

### **5.2.1 Мікроклімат**

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [29]. Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 5.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву,

- провітрювання приміщень.

Таблиця 5.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

| Період року | Категорія робіт | Температура, °С | Відносна вологість, % | Швидкість руху, м/с |
|-------------|-----------------|-----------------|-----------------------|---------------------|
| Теплий      | ІІб             | 15-29           | 70 при 25°С           | 0,2-0,5             |
| Холодний    | ІІб             | 13-23           | не більш 75           | не більш 0,4        |

### 5.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК [29] наведено в таблиці 5.2. Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

| Назва речовини     | ГДК, мг/м <sup>3</sup> |                 | Клас небезпечності |
|--------------------|------------------------|-----------------|--------------------|
|                    | Максимально разова     | Середньо добова |                    |
| Вуглецю оксид (СО) | 3                      | 1               | 4                  |
| Пил нетоксичний    | 0,5                    | 0,15            | 4                  |

### 5.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника. Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [29] розряд зорової

роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

| Харак-ка зорової роботи | Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм | Розряд зорової роботи | Під-розряд зорової роботи | Контраст об'єкта з фоном | Характеристика фону     | Штучне при системі комбінованого освітлення |                        | Природнє Ен пр | Сумісне Е сум |
|-------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------------|---------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------------------------|------------------------|----------------|---------------|
|                         |                                                            |                       |                           |                          |                         | всього                                      | у т. ч. від загального |                |               |
| Середньої точності      | Від 0,5 до 1,0 включно                                     | IV                    | в                         | малий середній великий   | світлий середній темний | 400                                         | 200                    | 4              | 2,4           |

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

#### 5.2.4 Виробничий шум

Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [29]. Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 5.4.

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху.



Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Таблиця 5.4 – Рівень звукового тиску

| Характер робіт                                  | Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц |    |     |     |     |      |      |      |      |
|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|
|                                                 | 32                                                                                                           | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |
| Постійні робочі місця в промислових приміщеннях | 107                                                                                                          | 95 | 87  | 82  | 78  | 75   | 73   | 71   | 69   |

Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).

- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

### **5.3 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів**

Будь-яке обладнання яке перебуває в комплектній трансформаторній підстанції (далі КТПБ-інверторна) повинне бути заземлене для того щоб обслуговуючий персонал при виконанні будь яких робіт по обслуговуванню та ремонту не потрапив під високу напругу.

Міждержавний стандарт ГОСТ 12.1.030-81 «Заземлення захисне» визначає загальні вимоги до значення захисного заземлення  $R_d$  електроустановок «Занулення» і ПУЕ [10]. Виконаємо розрахунок заземлення системи накопичення енергії з наступними параметрами за методикою, яка представлена в [31]:

1. Виконання мережі – з ізольованою нейтралю. Напряга мережі – 380/220 В.

2. Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$  м;  $d_B = 0,025$  м; товщина стінки  $\delta = 3,5$  мм; відстань між вертикальними заземлювачами  $a = 3$  м, тобто  $a/l_B = 1$ . Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0,5$  м,  $B_c = 40$  мм.

3. Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – нормальна. Кліматична зона – III.

Виконуємо розрахунок згідно методичних вказівок [31].

1. Розрахуємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої:

2. Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту з врахуванням коефіцієнта сезонності для відповідної кліматичної зони:

$$p_{роз} = 40 \cdot 1,352 = 52 (\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

де  $r_{табл} = 40$  Ом·м – приблизне табличне значення питомого опору ґрунту, яке рекомендується для розрахунку, табл. 3.9 [29];

$K_c = 1,3$  – коефіцієнт сезонності, табл. 3.10.

3. Визначаємо  $H$  – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача який показано на рисунку 5.1.

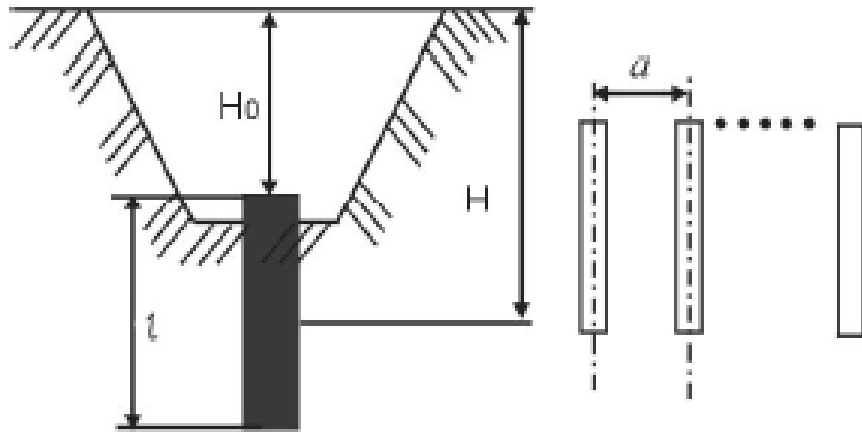


Рисунок 5.1 - Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2} = 0,5 + \frac{3}{2} = 2(\text{м})$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{52}{3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,025} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 37,2(\text{Ом})$$

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

$$n_{op} = \frac{R_B}{n_e \cdot \eta_e} = \frac{37,2}{4 \cdot 1} = 9,3 \text{ шт.}$$

Приймаємо за орієнтовну кількість 9 шт.

6. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$  з табл. 3.12 [29], заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_B = 1$ ,  $n=9$ . Приймаємо  $\eta_B = 0,6$ .

7. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання:

$$n_{\epsilon} = \frac{n_{op}}{\eta_{\epsilon}} = \frac{9}{0,6} = 15 \text{ шт.}$$

Приймаємо  $n_B = 15$  шт.

8. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_B = 15$  без урахування з'єднувальної смуги:

$$R_{розв.в} = \frac{R_{\epsilon}}{n_{\epsilon} \cdot \eta_{\epsilon}} = \frac{37,2}{15 \cdot 0,6} = 4,1(Ом) .$$

9. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_C = 1,05 \cdot a(n - 1) = 1,05 \cdot 3 \cdot 14 = 44,1(м)$$

10. Для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струм:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{52}{44,1} \ln \frac{2(44,1)^2}{0,6 \cdot 0,04} = 5,17(Ом)$$

11. Визначаємо за табл. 3.13 [29] коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при  $a / l = 1$ ,  $n = 15$ . Приймаємо  $\eta_{\Gamma} = 0,55$ .

12. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з урахуванням  $\eta_{\Gamma}$ :

$$R_{PO3.\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} = \frac{5,17}{0,55} = 9,4(Ом)$$

13. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{PO3} = \frac{R_{PO3.Г} \cdot R_{PO3.В}}{R_{PO3.Г} + R_{PO3.В}} = \frac{4,1 \cdot 9,4}{4,1 + 9,4} = 2,9(Ом)$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ [10].

14. Вибираємо матеріал та поперечний переріз з'єднувальних проводів і магістральної шини за табл. 1.7.5, 1.7.6 [29].

Вибираємо сталеву шину товщиною  $\delta = 4$  мм і перерізом 100 мм<sup>2</sup>.

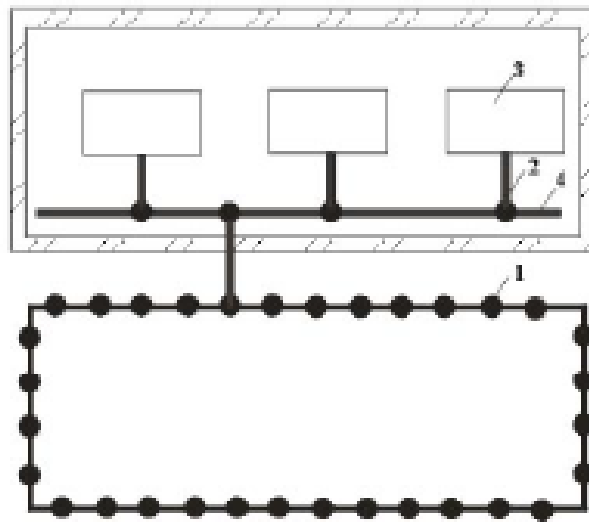


Рисунок 5.2 – Схема захисного заземлення:

1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники;  
3 – заземлюване обладнання; 4 – внутрішня магістраль заземлення

#### 5.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [29, 30]. Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за

вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-ІІІ.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м<sup>2</sup> наступна: до 1 - 100 м<sup>2</sup>.

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях

|    | Стіни  |            |                 |                     | Колони | Сходові клітини,<br>балки, марші | Плити, настили та інші<br>несучі конструкції,<br>переkritтя | Елементи<br>переkritтя     |              |
|----|--------|------------|-----------------|---------------------|--------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------|----------------------------|--------------|
|    | Несучі | Самонесучі | Зовнішні несучі | Внутрішні<br>несучі |        |                                  |                                                             | Плити настили<br>і прогони | Балки, ферми |
| ІІ | 2/0    | 1/0        | 0,25/0          | 0,25/0              | 2/0    | 1/0                              | 0,75/0                                                      | 0,25/0                     | 0,25/0       |

Таблиця 5.6 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

| Об'єм<br>приміщення,<br>тис. м <sup>3</sup> | Категорія<br>приміщення | Ступінь<br>вогнестійкості<br>будівлі | Кількість людей на 1 м<br>ширини Евакуаційного<br>виходу(дверей) |
|---------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
| 1440                                        | Д                       | ІІ                                   | 100                                                              |

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

## ВИСНОВКИ

Отже, в даній магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ.

В 1-му розділі МКР було обґрунтовано доцільність та необхідність розвитку існуючої ЕМ.

В 2-му розділі виконано розрахунки, спроектовано та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі. До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 501, 502, 503) та СЕС (вузол 504). Було задано, що до пунктів 501, 502, 503 під'єднані споживачі 1-ої категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюговим лініям від двох джерел. На споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для підстанції «504» - СЕС було проведено розрахунок надійності. Було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для вузла ЛДТЕС (300) було вирішено залишити наявну схему «Дві робочі і обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови по можливим приєднанням. Для розподільчих пристроїв 110 кВ відгалужувальної підстанції Немирів (вузол 2) та відгалужувальної підстанції Іллінці (вузол 9) запропоновано реконструювати наявні схеми на іншу, а саме: «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин», що задовольнить подальший розвиток електромережі та забезпечить надійність.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 502, 503 та 504 було вибрано схему РП типу «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для вузла 501 обираємо схему «Два блоки лінія –

трансформатор з роз'єднувачами».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Виконано розрахунки усталеного режиму та визначені усі необхідні параметри режиму.

В третьому розділі даної магістерської роботи, в «спеціальній частині», розглянуті та досліджені особливості проектування сонячних електростанцій. Зокрема, було проаналізовано загальну характеристику сонячних електричних станцій та їх основні типи. Крім того, в роботі розглянуто особливості проектування сонячних електростанцій, а також проаналізовано перелік необхідного обладнання для проектування СЕС.

В четвертому розділі магістерської роботи, економічній частині, були розраховані техніко - економічні показники розвитку електричної мережі, а також були визначені загальні витрати на мережу та рентабельність капіталовкладень. Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,01 МВт при сумарній електроенергії, відпущеної новими підстанціям 1227630 МВт\*год. Загальні витрати на мережу складають 265661,858 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проєктного рішення показав його високу ефективність, оскільки  $E$  близький до  $E_a$ , та швидкий термін окупності 3,4 років.

В п'ятому розділі магістерської роботи було розглянуто заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Також було виконано розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів та проаналізовано питання протипожежного захисту електроустановок на підстанції.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Cooperation for Restoring the Ukrainian Energy Infrastructure Project, Part I (Task Force), Energy Charter Secretariat, 2022 Boulevard de la Woluwe, 46 B-1200 Brussels, Belgium Revised version, 25 June 2024 (5 revision). - Звіт про оцінку збитків в рамках проекту «Співпраця для відновлення енергетичної інфраструктури України».
2. Журнал UA-energy. Перспективи розвитку сонячної енергетики. [Електронний ресурс]. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/yakymy-ie-perspektyvy-rozvytku-soniachnoi-enerhii-v-ukraini>.
3. «Renewable Energy Statistics 2022», IRENA, 2022,  
<https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>
4. Робоча група «Оцінка енергетичного сектору України та оцінка шкоди – VI (станом на 15 вересня 2023 р.)», 2023 р.,  
[https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023\\_01\\_24\\_UA\\_sectoral\\_evaluation\\_and\\_damage\\_assessment\\_Version\\_VI.pdf](https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023_01_24_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_VI.pdf).
5. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
6. 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. 110с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
8. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
9. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35

–750 кВ;

10. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

11. 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 МЕВ 45.2-37471933-44.2016. – Київ, 2016,– 42с.

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

13. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;

14. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;

15. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;

16. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

17. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;

18. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;

19. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;

20. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;

21. Журнал gree.com. Стан ВДЕ в Україні. [Електронний ресурс]. URL: [https://www.gree.com.ua/news\\_item/953](https://www.gree.com.ua/news_item/953).

22. Офіційна web-сторінка фірми EcoEnerhiia. Обладнання сонячної

електростанції, критерії якості. [Електронний ресурс]. URL: <https://ecoenerhiia.ua/news/pidbir-obladnannja-dlja-sonjachnoi-elektrostantsii-dlja-domu-kriterii-jakosti.html>.

23. Офіційна web-сторінка фірми Solarssk. Проектування сонячних електростанцій. [Електронний ресурс]. URL: <https://solarssk.com/proektuvannya-sonyachnix-elektrostantsii/>.

24. Офіційна web-сторінка фірми Solarmarket. Обладнання сонячної електростанції, критерії якості. [Електронний ресурс]. URL: <https://solarmarket.com.ua/articles/vidy-solnechnyh-elektrostantsij-v-ukraine>.

25. Офіційна web-сторінка фірми sun-energy. Мережева, автономна та гібридна електростанція. [Електронний ресурс]. URL: <https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-power-plants/medium-8kwt>

26. <https://www.solargarden.com.ua/invertor-dlya-sonyachnoyi-elektrostantsiyyi-vydy-i-osoblyvosti/>.

27. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 204 с.

28. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. 559 с.

29. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця.

30. Пожежна безпека об'єктів будівництва: ДБН В.1.1.7-2002. – [Чинний від 03 грудня 2002 р.]. – К.: Держбуд України, 2003.

31. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

32. СОУ-Н МЕРВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016.

42 с.

33. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В.О. Комар, В.В. Тептя, Ю.В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

## ДОДАТКИ

## ДОДАТОК А

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток електричних мереж 110 кВ з дослідженням особливостей проектування сонячних електростанцій.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем  
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник   
(прізвище, ініціали, посада)

## Показники звіту подібності

| Turnitin          |  |
|-------------------|--|
| Оригінальність    |  |
| Загальна схожість |  |

## Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор  Смалюх В Л.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

## Опис прийнятого рішення

---



---



---

Особа, відповідальна за перевірку  Вишневський С.Я  
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт    
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

**ДОДАТОК Б****Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В. О.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 кВ З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЕКТУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**  
08-21.МКР.014.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц. каф. ЕСС

\_\_\_\_\_ Остра Н.В.

Магістр групи 1ЕСМ-23м

\_\_\_\_\_ Смалюх В.Л.

Вінниця 2024 р.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, добудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – лінії електропередачі та підстанції;

б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування електричної мережі - сформувати оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110/35 кВ, а також дослідити особливості проектування сонячних електростанцій. б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

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

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014.



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

Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується фрагмент схеми електричної мережі 110/35 кВ АТ “Вінницяобленерго”. Дані про лінії існуючої електричної мережі подані в таблиці 1. Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці 2. Схема існуючої електричної мережі до розвитку показана на рисунку 1.

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 6400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 820 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 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.

#### **5. Економічні показники**

Визначити основні техніко-економічні показники оптимального розвитку електричної мережі та на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такого проекту.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

| № з/п | Назва етапів<br>магістерської кваліфікаційної роботи                    | Строк виконання<br>етапів роботи |           | Примітка |
|-------|-------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|-----------|----------|
|       |                                                                         | початок                          | кінець    |          |
| 1     | Розроблення технічного завдання                                         | 17.09.24                         | 19.09.24  |          |
| 2     | Техніко-економічне обґрунтування                                        | 20.09.24                         | 08.10. 24 |          |
| 3     | Електротехнічна частина                                                 | 09.10. 24                        | 22.10. 24 |          |
| 4     | Дослідженням особливостей проектування сонячних електростанцій          | 23.10. 24                        | 29.10. 24 |          |
| 5     | Економічна частина                                                      | 30.10. 24                        | 05.11. 24 |          |
| 6     | Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок | 06.11. 24                        | 12.11. 24 |          |
| 7     | Оформлення пояснювальної записки                                        | 13.11. 24                        | 20.11. 24 |          |
| 8     | Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації     | 21.11. 24                        | 27.11. 24 |          |
| 9     | Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР                         | 28.11. 24                        | 05.12. 24 |          |
| 10    | Рецензування МКР                                                        | 06.12. 24                        | 09.12. 24 |          |
| 11    | Захист МКР                                                              | За графіком                      | -         |          |

## 7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

## 8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні 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, 2021р.

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

Відсутні.

### Додаток до технічного завдання

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

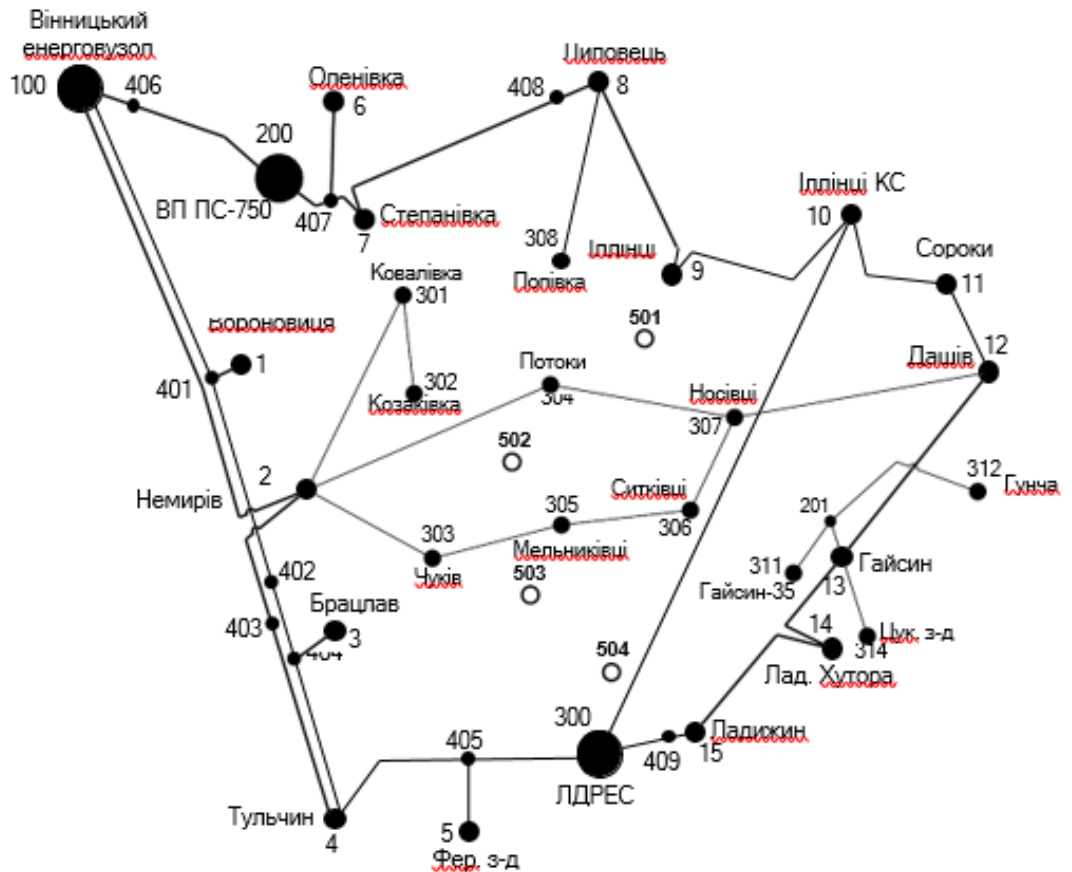


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 820 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 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.

Таблиця 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    | 7,1          | 12,5         | 16,2         | 10,0        |
| cos φ                | 0,88         | 0,89         | 0,87         | 1,00        |
| Категорія споживачів | I            | I            | I            | II          |

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

| Роки експлуатації  | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Макс. навантаж., % | 80   | 75   | 80   | 85   | 90   | 92   | 94   | 97   | 98   | 100  |

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

| № номер початку лінії | № номер кінця лінії | Назва лінії                      | Довжина лінії | Марка проводу |
|-----------------------|---------------------|----------------------------------|---------------|---------------|
| 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                 | Ладизинська 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                  | Ладизинська 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                  | Ладизин – Лад. Хутора            | 10,5          | АС-150        |
| 409                   | 15                  | 409 – Ладизин                    | 1,47          | АС-150        |
| 300                   | 409                 | Ладизинська 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         |

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

| №   | Назва вузла            | $\cos \varphi$ | $S_H$ , 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

### Результати розрахунків режимів роботи проекрованої мережі

#### В.1 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

##### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 81.915 МВт / 719.350 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 79.748 МВт / 698.592 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.299 МВт / 12.879 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.299 МВт / 12.879 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.633 МВт / 5.547 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.235 МВт / 2.331 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.868 МВт / 7.879 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.167 МВт / 20.758 млн.кВт\*г (2.9%)

##### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва                  | Р <sub>нав</sub> , МВт | Q <sub>нав</sub> , МВАр | U, кВ   | Фаза, град |
|---------|------------------------|------------------------|-------------------------|---------|------------|
| 100     | Вінницький енерговузол | -29.239                | -11.844                 | 117.000 | 0.00       |
| 401     | 401                    | 0.000                  | 0.000                   | 116.801 | -0.11      |
| 1       | Вороновиця             | 0.000                  | 0.000                   | 116.704 | -0.13      |
| 402     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.627 | -0.21      |
| 404     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.475 | -0.25      |
| 3       | Брацлав                | 0.000                  | 0.000                   | 116.410 | -0.26      |
| 4       | Тульчин                | 0.000                  | 0.000                   | 116.435 | -0.26      |
| 2       | Немирів                | 0.000                  | 0.000                   | 116.296 | -0.29      |
| 403     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.318 | -0.29      |
| 405     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.872 | -0.05      |
| 5       | Ферментний завод       | 0.000                  | 0.000                   | 116.832 | -0.05      |
| 300     | Ладженська ТЕС         | -52.632                | -28.729                 | 117.000 | 0.00       |
| 406     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.932 | -0.03      |
| 200     | ВП ПС 750              | 0.000                  | 0.000                   | 116.021 | -0.38      |
| 407     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 115.785 | -0.47      |
| 6       | Оленівка               | 0.000                  | 0.000                   | 115.722 | -0.49      |
| 7       | Степанівка             | 0.000                  | 0.000                   | 115.621 | -0.53      |
| 408     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 114.671 | -0.90      |
| 8       | Липовець               | 0.000                  | 0.000                   | 114.550 | -0.94      |
| 9       | Іллінці                | 0.000                  | 0.000                   | 113.742 | -1.17      |
| 10      | Іллінці КС             | 0.000                  | 0.000                   | 112.997 | -1.38      |
| 11      | Сороки                 | 0.000                  | 0.000                   | 113.023 | -1.33      |
| 12      | Дашів                  | 0.000                  | 0.000                   | 113.025 | -1.30      |
| 13      | Гайсин                 | 0.000                  | 0.000                   | 113.365 | -1.06      |
| 14      | Лад.Хутора             | 0.000                  | 0.000                   | 114.049 | -0.78      |
| 15      | Ладжин                 | 0.000                  | 0.000                   | 114.496 | -0.60      |
| 409     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 114.604 | -0.56      |
| 301     | Ковалівка              | 0.000                  | 0.000                   | 37.924  | -1.85      |
| 302     | Козаківка              | 0.000                  | 0.000                   | 37.757  | -1.94      |
| 303     | Чуків                  | 0.000                  | 0.000                   | 37.216  | -3.24      |
| 304     | Потоки                 | 0.000                  | 0.000                   | 36.783  | -3.21      |

|           |             |        |       |         |       |
|-----------|-------------|--------|-------|---------|-------|
| 305       | Мельниківці | 0.000  | 0.000 | 36.725  | -3.44 |
| 306       | Ситківці    | 0.000  | 0.000 | 36.512  | -3.45 |
| 307       | Носівці     | 0.000  | 0.000 | 36.612  | -3.34 |
| 308       | Попівка     | 0.000  | 0.000 | 38.134  | -1.23 |
| 309       | Слободище   | 0.000  | 0.000 | 36.709  | -2.71 |
| 310       | Гранів      | 0.000  | 0.000 | 36.526  | -2.83 |
| 201       |             | 0.000  | 0.000 | 37.054  | -2.25 |
| 311       | Гайсин 35   | 0.000  | 0.000 | 36.960  | -2.30 |
| 312       | Гунча       | 0.000  | 0.000 | 36.921  | -2.19 |
| 313       | Тишківка    | 0.000  | 0.000 | 36.755  | -2.24 |
| 314       | Цук. з-д    | 0.000  | 0.000 | 36.987  | -2.36 |
| 1001010   |             | 2.630  | 1.490 | 10.843  | -2.55 |
| 2001      |             | 0.000  | 0.000 | 115.172 | -1.14 |
| 2001035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.332  | -1.64 |
| 2001010   |             | 0.000  | 0.000 | 11.016  | -1.14 |
| 2002      |             | 0.000  | 0.000 | 113.904 | -2.01 |
| 2002035   |             | 0.000  | 0.000 | 37.662  | -3.05 |
| 2002010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.895  | -2.01 |
| 3001010   |             | 2.520  | 1.500 | 10.814  | -2.59 |
| 4001      |             | 0.000  | 0.000 | 114.540 | -1.90 |
| 4001035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.346  | -1.90 |
| 4001010   |             | 2.740  | 1.326 | 10.849  | -2.87 |
| 4002      |             | 0.000  | 0.000 | 115.305 | -1.30 |
| 4002035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.602  | -1.30 |
| 4002010   |             | 2.740  | 1.326 | 11.023  | -1.29 |
| 5001010   |             | 10.290 | 5.560 | 10.389  | -2.46 |
| 6001010   |             | 2.630  | 1.420 | 10.759  | -2.95 |
| 7001010   |             | 2.860  | 1.460 | 10.737  | -3.22 |
| 8001      |             | 0.000  | 0.000 | 114.358 | -1.14 |
| 8001035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.278  | -1.13 |
| 8001010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.942  | -1.08 |
| 8002      |             | 0.000  | 0.000 | 114.401 | -1.08 |
| 8002035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.278  | -1.13 |
| 8002010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.942  | -1.08 |
| 9001010   |             | 1.480  | 0.840 | 9.553   | -2.58 |
| 9002010   |             | 1.480  | 0.840 | 9.553   | -2.58 |
| 10001010  |             | 12.000 | 7.120 | 10.178  | -2.56 |
| 10002010  |             | 12.000 | 7.120 | 10.178  | -2.56 |
| 11001010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.810  | -1.33 |
| 12001035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.367  | -2.64 |
| 12001     |             | 0.000  | 0.000 | 111.717 | -2.66 |
| 12001010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.685  | -2.66 |
| 12002     |             | 0.000  | 0.000 | 111.685 | -2.48 |
| 12002035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.361  | -2.46 |
| 12002010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.682  | -2.48 |
| 13001     |             | 0.000  | 0.000 | 111.344 | -2.24 |
| 13001035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.255  | -2.21 |
| 13001010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.650  | -2.24 |
| 14001010  |             | 2.970  | 1.440 | 10.583  | -3.66 |
| 15001010  |             | 3.830  | 2.170 | 10.772  | -2.10 |
| 15001     |             | 0.000  | 0.000 | 113.342 | -1.52 |
| 15001035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.945  | -1.52 |
| 15002     |             | 0.000  | 0.000 | 113.342 | -1.52 |
| 15002035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.945  | -1.52 |
| 15002010  |             | 3.830  | 2.170 | 10.772  | -2.10 |
| 301001010 |             | 1.140  | 0.670 | 11.690  | -3.20 |

|           |       |       |        |       |
|-----------|-------|-------|--------|-------|
| 302001010 | 1.030 | 0.580 | 11.667 | -3.17 |
| 303001010 | 0.343 | 0.194 | 11.590 | -3.89 |
| 303002010 | 0.343 | 0.194 | 11.590 | -3.89 |
| 304001010 | 0.629 | 0.320 | 11.446 | -4.00 |
| 304002010 | 0.629 | 0.320 | 11.446 | -4.00 |
| 305001010 | 1.370 | 0.740 | 11.274 | -5.19 |
| 306001010 | 0.743 | 0.423 | 11.326 | -4.40 |
| 306002010 | 0.743 | 0.423 | 11.326 | -4.40 |
| 307001010 | 0.800 | 0.474 | 11.393 | -4.08 |
| 307002010 | 0.800 | 0.474 | 11.393 | -4.08 |
| 308001010 | 0.690 | 0.330 | 11.798 | -2.50 |
| 309001010 | 0.910 | 0.490 | 11.362 | -3.87 |
| 310001010 | 0.910 | 0.450 | 11.212 | -4.66 |
| 311001010 | 0.740 | 0.423 | 11.515 | -2.97 |
| 311002010 | 0.730 | 0.423 | 11.553 | -2.72 |
| 312001010 | 0.285 | 0.148 | 11.520 | -2.74 |
| 312002010 | 0.285 | 1.148 | 11.073 | -2.41 |
| 313001010 | 1.600 | 0.900 | 11.331 | -3.73 |
| 314001010 | 0.514 | 0.280 | 11.467 | -3.35 |
| 314002010 | 0.514 | 0.280 | 11.557 | -2.83 |

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця  | Рп, МВт | Qп, МВАр | Рк, МВт | Qк, МВАр | dP, МВт | dQ, МВАр | I, кА  | dU, кВ |
|-----------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|--------|
| 100       | 401      | 5.586   | 1.656    | 5.580   | 1.642    | 0.006   | 0.014    | 0.029  | 0.199  |
| 401       | 402      | 2.928   | 0.939    | 2.926   | 0.933    | 0.003   | 0.006    | 0.015  | 0.174  |
| 402       | 404      | 2.926   | 1.654    | 2.923   | 1.649    | 0.002   | 0.005    | 0.017  | 0.153  |
| 404       | 4        | 0.382   | 0.644    | 0.382   | 0.644    | 0.000   | 0.000    | 0.004  | 0.041  |
| 4         | 403      | 1.109   | 0.629    | 1.108   | 0.628    | 0.001   | 0.001    | 0.006  | 0.117  |
| 403       | 2        | 1.108   | 1.234    | 1.108   | 1.234    | 0.000   | 0.000    | 0.008  | 0.023  |
| 2         | 100      | -5.617  | -2.644   | -5.637  | -2.689   | 0.020   | 0.045    | -0.031 | -0.706 |
| 2002035   | 303      | 2.724   | 1.877    | 2.698   | 1.845    | 0.026   | 0.031    | 0.051  | 0.452  |
| 303       | 305      | 2.004   | 1.448    | 1.983   | 1.422    | 0.021   | 0.026    | 0.038  | 0.498  |
| 305       | 306      | 0.600   | 0.655    | 0.597   | 0.651    | 0.003   | 0.004    | 0.014  | 0.212  |
| 306       | 307      | -0.902  | -0.235   | -0.904  | -0.238   | 0.002   | 0.002    | -0.015 | -0.104 |
| 307       | 304      | -0.409  | -0.225   | -0.410  | -0.227   | 0.001   | 0.002    | -0.007 | -0.175 |
| 304       | 2002035  | -1.680  | -0.844   | -1.717  | -0.869   | 0.038   | 0.025    | -0.029 | -0.883 |
| 2         | 2002     | 4.453   | 2.990    | 4.447   | 2.796    | 0.006   | 0.193    | 0.027  | 2.460  |
| 2002      | 2002035  | 4.447   | 2.796    | 4.442   | 2.682    | 0.006   | 0.114    | 0.027  | 1.496  |
| 307       | 12001035 | -2.110  | -0.935   | -2.142  | -0.981   | 0.031   | 0.046    | -0.036 | -0.777 |
| 12001     | 12001035 | 2.144   | 0.923    | 2.142   | 0.923    | 0.002   | 0.000    | 0.012  | 0.099  |
| 12        | 12001    | 2.146   | 0.985    | 2.144   | 0.923    | 0.002   | 0.062    | 0.012  | 1.400  |
| 12        | 11       | 1.390   | -0.909   | 1.390   | -0.910   | 0.000   | 0.001    | 0.008  | 0.003  |
| 11        | 10       | 1.379   | -0.530   | 1.378   | -0.531   | 0.001   | 0.001    | 0.008  | 0.029  |
| 10        | 9        | -8.436  | -4.120   | -8.476  | -4.178   | 0.040   | 0.058    | -0.048 | -0.754 |
| 9         | 8        | -11.463 | -5.412   | -11.522 | -5.498   | 0.059   | 0.085    | -0.064 | -0.816 |
| 8         | 408      | -12.269 | -5.764   | -12.279 | -5.777   | 0.009   | 0.014    | -0.068 | -0.123 |
| 408       | 7        | -12.279 | -5.310   | -12.346 | -5.433   | 0.067   | 0.122    | -0.067 | -0.958 |
| 7         | 407      | -15.227 | -6.651   | -15.241 | -6.678   | 0.014   | 0.026    | -0.083 | -0.165 |
| 407       | 200      | -17.892 | -7.955   | -17.916 | -7.999   | 0.024   | 0.044    | -0.097 | -0.237 |
| 200       | 406      | -17.916 | -7.635   | -18.009 | -7.805   | 0.093   | 0.170    | -0.097 | -0.914 |
| 406       | 100      | -18.009 | -7.484   | -18.016 | -7.499   | 0.006   | 0.014    | -0.096 | -0.068 |
| 8         | 8001     | 0.327   | 0.143    | 0.327   | 0.142    | 0.000   | 0.001    | 0.002  | 0.199  |



|          |           |         |         |         |         |       |       |        |        |
|----------|-----------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|--------|--------|
| 8001     | 8001035   | 0.480   | 0.187   | 0.480   | 0.187   | 0.000 | 0.000 | 0.003  | 0.022  |
| 8001035  | 8002035   | -0.218  | -0.129  | -0.218  | -0.129  | 0.000 | 0.000 | -0.004 | -0.000 |
| 8002     | 8002035   | 0.218   | 0.130   | 0.218   | 0.129   | 0.000 | 0.000 | 0.001  | 0.068  |
| 8        | 8002      | 0.372   | 0.176   | 0.372   | 0.175   | 0.000 | 0.001 | 0.002  | 0.153  |
| 8002     | 8002010   | 0.154   | 0.046   | 0.154   | 0.046   | 0.000 | 0.000 | 0.001  | 0.004  |
| 8002010  | 8001010   | 0.154   | 0.046   | 0.154   | 0.046   | 0.000 | 0.000 | 0.008  | 0.000  |
| 8001     | 8001010   | -0.154  | -0.045  | -0.154  | -0.046  | 0.000 | 0.000 | -0.001 | -0.042 |
| 9        | 9001010   | 1.482   | 0.890   | 1.479   | 0.839   | 0.003 | 0.051 | 0.009  | 1.974  |
| 9001010  | 9002010   | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 9        | 9002010   | 1.482   | 0.890   | 1.479   | 0.839   | 0.003 | 0.051 | 0.009  | 1.974  |
| 10       | 300       | -14.322 | -10.060 | -14.574 | -10.770 | 0.251 | 0.708 | -0.089 | -4.035 |
| 12       | 13        | -5.449  | -0.711  | -5.462  | -0.735  | 0.013 | 0.024 | -0.028 | -0.349 |
| 13       | 14        | -10.268 | -4.125  | -10.310 | -4.200  | 0.041 | 0.075 | -0.056 | -0.694 |
| 14       | 15        | -13.302 | -5.348  | -13.337 | -5.411  | 0.035 | 0.063 | -0.072 | -0.451 |
| 15       | 409       | -21.063 | -10.187 | -21.075 | -10.211 | 0.013 | 0.023 | -0.118 | -0.108 |
| 409      | 300       | -21.075 | -9.744  | -21.418 | -10.157 | 0.342 | 0.411 | -0.117 | -2.402 |
| 4        | 405       | -6.265  | -1.913  | -6.281  | -1.944  | 0.016 | 0.030 | -0.032 | -0.439 |
| 405      | 300       | -16.627 | -7.780  | -16.639 | -7.802  | 0.012 | 0.022 | -0.091 | -0.128 |
| 2001035  | 301       | 2.211   | 1.339   | 2.192   | 1.316   | 0.019 | 0.022 | 0.039  | 0.412  |
| 301      | 302       | 1.042   | 0.624   | 1.039   | 0.620   | 0.004 | 0.004 | 0.018  | 0.169  |
| 304      | 304001010 | 0.630   | 0.332   | 0.629   | 0.320   | 0.002 | 0.012 | 0.011  | 0.394  |
| 8001035  | 308       | 0.698   | 0.347   | 0.696   | 0.345   | 0.002 | 0.002 | 0.012  | 0.145  |
| 308      | 308001010 | 0.693   | 0.350   | 0.690   | 0.330   | 0.003 | 0.021 | 0.012  | 0.619  |
| 407      | 6         | 2.651   | 1.529   | 2.650   | 1.527   | 0.001 | 0.002 | 0.015  | 0.064  |
| 6        | 6001010   | 2.639   | 1.575   | 2.628   | 1.419   | 0.010 | 0.155 | 0.015  | 3.377  |
| 304      | 304002010 | 0.630   | 0.332   | 0.629   | 0.320   | 0.002 | 0.012 | 0.011  | 0.394  |
| 2001     | 2001010   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000   | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 10       | 10001010  | 12.006  | 7.461   | 11.992  | 7.116   | 0.014 | 0.344 | 0.072  | 1.603  |
| 10       | 10002010  | 12.006  | 7.461   | 11.992  | 7.116   | 0.014 | 0.344 | 0.072  | 1.603  |
| 11       | 11001010  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 12       | 12002     | 1.872   | 1.014   | 1.870   | 0.964   | 0.002 | 0.050 | 0.011  | 1.416  |
| 12002    | 12002035  | 1.870   | 0.964   | 1.869   | 0.964   | 0.002 | 0.000 | 0.011  | 0.087  |
| 12002035 | 309       | 1.869   | 1.000   | 1.840   | 0.974   | 0.028 | 0.026 | 0.033  | 0.659  |
| 309      | 310       | 0.923   | 0.492   | 0.919   | 0.487   | 0.004 | 0.004 | 0.016  | 0.186  |
| 310      | 310001010 | 0.916   | 0.490   | 0.909   | 0.450   | 0.006 | 0.040 | 0.016  | 0.921  |
| 309      | 309001010 | 0.913   | 0.516   | 0.909   | 0.490   | 0.004 | 0.026 | 0.016  | 0.596  |
| 12002    | 12002010  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 302      | 302001010 | 1.034   | 0.612   | 1.029   | 0.580   | 0.005 | 0.032 | 0.018  | 0.669  |
| 13       | 13001     | 4.776   | 4.043   | 4.771   | 3.874   | 0.004 | 0.169 | 0.032  | 2.087  |
| 13001    | 13001035  | 4.771   | 3.874   | 4.767   | 3.874   | 0.004 | 0.000 | 0.032  | 0.061  |
| 13001035 | 314       | 1.045   | 0.616   | 1.040   | 0.609   | 0.006 | 0.007 | 0.019  | 0.272  |
| 314      | 314001010 | 0.516   | 0.293   | 0.514   | 0.280   | 0.002 | 0.013 | 0.009  | 0.530  |
| 314      | 314002010 | 0.514   | 0.286   | 0.514   | 0.280   | 0.001 | 0.006 | 0.009  | 0.225  |
| 13001035 | 313       | 1.633   | 0.990   | 1.612   | 0.975   | 0.021 | 0.014 | 0.030  | 0.500  |
| 313      | 313001010 | 1.606   | 0.959   | 1.599   | 0.899   | 0.007 | 0.059 | 0.029  | 0.748  |
| 13001035 | 201       | 2.088   | 2.335   | 2.079   | 2.321   | 0.010 | 0.014 | 0.048  | 0.201  |
| 201      | 311       | 1.489   | 0.958   | 1.486   | 0.954   | 0.003 | 0.004 | 0.028  | 0.095  |
| 311      | 311001010 | 0.741   | 0.435   | 0.740   | 0.423   | 0.001 | 0.012 | 0.013  | 0.339  |
| 311      | 311002010 | 0.730   | 0.430   | 0.730   | 0.423   | 0.001 | 0.008 | 0.013  | 0.209  |
| 201      | 312       | 0.589   | 1.393   | 0.586   | 1.389   | 0.004 | 0.004 | 0.024  | 0.132  |
| 312      | 312001010 | 0.285   | 0.152   | 0.285   | 0.148   | 0.001 | 0.004 | 0.005  | 0.279  |
| 312      | 312002010 | 0.294   | 1.203   | 0.285   | 1.147   | 0.009 | 0.056 | 0.019  | 1.690  |
| 13001    | 13001010  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 7        | 7001010   | 2.870   | 1.639   | 2.858   | 1.459   | 0.012 | 0.180 | 0.016  | 3.540  |
| 301      | 301001010 | 1.145   | 0.710   | 1.139   | 0.670   | 0.006 | 0.040 | 0.020  | 0.764  |
| 401      | 1         | 2.652   | 1.582   | 2.650   | 1.580   | 0.002 | 0.002 | 0.015  | 0.097  |



## В.2 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 95.939 МВт / 842.722 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.226 МВт / 816.660 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.648 МВт / 16.343 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.648 МВт / 16.343 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.726 МВт / 6.357 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.339 МВт / 3.362 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.065 МВт / 9.719 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.713 МВт / 26.063 млн.кВт\*г (3.1%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва                  | Р <sub>нав</sub> , МВт | Q <sub>нав</sub> , МВАр | U, кВ   | Фаза, град |
|---------|------------------------|------------------------|-------------------------|---------|------------|
| 100     | Вінницький енерговузол | -37.512                | -16.059                 | 117.000 | 0.00       |
| 401     | 401                    | 0.000                  | 0.000                   | 116.749 | -0.13      |
| 1       | Вороновиця             | 0.000                  | 0.000                   | 116.652 | -0.15      |
| 402     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.492 | -0.26      |
| 404     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.284 | -0.33      |
| 3       | Брацлав                | 0.000                  | 0.000                   | 116.219 | -0.34      |
| 4       | Тульчин                | 0.000                  | 0.000                   | 116.187 | -0.35      |
| 2       | Немирів                | 0.000                  | 0.000                   | 115.634 | -0.55      |
| 403     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 115.702 | -0.53      |
| 405     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.851 | -0.05      |
| 5       | Ферментний завод       | 0.000                  | 0.000                   | 116.811 | -0.06      |
| 300     | Ладигенська ТЕС        | -43.386                | -31.238                 | 117.000 | 0.00       |
| 406     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 116.924 | -0.03      |
| 200     | ВП ПС 750              | 0.000                  | 0.000                   | 115.903 | -0.42      |
| 407     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 115.640 | -0.52      |
| 6       | Оленівка               | 0.000                  | 0.000                   | 115.577 | -0.54      |
| 7       | Степанівка             | 0.000                  | 0.000                   | 115.453 | -0.59      |
| 408     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 114.345 | -1.02      |
| 8       | Липовець               | 0.000                  | 0.000                   | 114.204 | -1.06      |
| 9       | Іллінці                | 0.000                  | 0.000                   | 113.258 | -1.34      |
| 10      | Іллінці КС             | 0.000                  | 0.000                   | 112.653 | -1.51      |
| 11      | Сороки                 | 0.000                  | 0.000                   | 112.729 | -1.44      |
| 12      | Дашів                  | 0.000                  | 0.000                   | 112.753 | -1.40      |
| 13      | Гайсин                 | 0.000                  | 0.000                   | 113.169 | -1.13      |
| 14      | Лад. Хутора            | 0.000                  | 0.000                   | 113.913 | -0.82      |
| 15      | Ладигин                | 0.000                  | 0.000                   | 114.391 | -0.62      |
| 409     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 114.502 | -0.58      |
| 301     | Ковалівка              | 0.000                  | 0.000                   | 37.696  | -2.13      |
| 302     | Козаківка              | 0.000                  | 0.000                   | 37.528  | -2.22      |
| 303     | Чуків                  | 0.000                  | 0.000                   | 37.021  | -3.46      |
| 304     | Потоки                 | 0.000                  | 0.000                   | 36.601  | -3.43      |

|           |             |        |       |         |       |
|-----------|-------------|--------|-------|---------|-------|
| 305       | Мельниківці | 0.000  | 0.000 | 36.539  | -3.66 |
| 306       | Ситківці    | 0.000  | 0.000 | 36.339  | -3.67 |
| 307       | Носівці     | 0.000  | 0.000 | 36.447  | -3.55 |
| 308       | Попівка     | 0.000  | 0.000 | 38.017  | -1.36 |
| 309       | Слободище   | 0.000  | 0.000 | 36.614  | -2.82 |
| 310       | Гранів      | 0.000  | 0.000 | 36.431  | -2.94 |
| 201       |             | 0.000  | 0.000 | 36.987  | -2.32 |
| 311       | Гайсин 35   | 0.000  | 0.000 | 36.893  | -2.37 |
| 312       | Гунча       | 0.000  | 0.000 | 36.854  | -2.26 |
| 313       | Тишківка    | 0.000  | 0.000 | 36.687  | -2.32 |
| 314       | Цук. з-д    | 0.000  | 0.000 | 36.919  | -2.44 |
| 1001010   |             | 2.630  | 1.490 | 10.838  | -2.57 |
| 2001      |             | 0.000  | 0.000 | 114.502 | -1.41 |
| 2001035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.106  | -1.92 |
| 2001010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.952  | -1.41 |
| 2002      |             | 0.000  | 0.000 | 113.280 | -2.25 |
| 2002035   |             | 0.000  | 0.000 | 37.461  | -3.27 |
| 2002010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.835  | -2.25 |
| 3001010   |             | 2.520  | 1.500 | 10.795  | -2.67 |
| 4001      |             | 0.000  | 0.000 | 114.288 | -2.00 |
| 4001035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.262  | -2.00 |
| 4001010   |             | 2.740  | 1.326 | 10.825  | -2.98 |
| 4002      |             | 0.000  | 0.000 | 115.055 | -1.40 |
| 4002035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.519  | -1.40 |
| 4002010   |             | 2.740  | 1.326 | 10.999  | -1.39 |
| 5001010   |             | 10.290 | 5.560 | 10.387  | -2.46 |
| 6001010   |             | 2.630  | 1.420 | 10.745  | -3.01 |
| 7001010   |             | 2.860  | 1.460 | 10.720  | -3.29 |
| 8001      |             | 0.000  | 0.000 | 114.011 | -1.26 |
| 8001035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.161  | -1.26 |
| 8001010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.909  | -1.21 |
| 8002      |             | 0.000  | 0.000 | 114.055 | -1.21 |
| 8002035   |             | 0.000  | 0.000 | 38.161  | -1.26 |
| 8002010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.909  | -1.21 |
| 9001010   |             | 1.480  | 0.840 | 9.511   | -2.77 |
| 9002010   |             | 1.480  | 0.840 | 9.511   | -2.77 |
| 10001010  |             | 12.000 | 7.120 | 10.146  | -2.69 |
| 10002010  |             | 12.000 | 7.120 | 10.146  | -2.69 |
| 11001010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.782  | -1.44 |
| 12001035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.244  | -2.81 |
| 12001     |             | 0.000  | 0.000 | 111.355 | -2.83 |
| 12001010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.651  | -2.83 |
| 12002     |             | 0.000  | 0.000 | 111.408 | -2.59 |
| 12002035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.268  | -2.57 |
| 12002010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.656  | -2.59 |
| 13001     |             | 0.000  | 0.000 | 111.144 | -2.31 |
| 13001035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.188  | -2.29 |
| 13001010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.631  | -2.31 |
| 14001010  |             | 2.970  | 1.440 | 10.569  | -3.71 |
| 15001010  |             | 3.830  | 2.170 | 10.762  | -2.13 |
| 15001     |             | 0.000  | 0.000 | 113.235 | -1.55 |
| 15001035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.909  | -1.55 |
| 15002     |             | 0.000  | 0.000 | 113.235 | -1.55 |
| 15002035  |             | 0.000  | 0.000 | 37.909  | -1.55 |
| 15002010  |             | 3.830  | 2.170 | 10.762  | -2.13 |
| 301001010 |             | 1.140  | 0.670 | 11.617  | -3.50 |



|           |        |       |         |       |
|-----------|--------|-------|---------|-------|
| 302001010 | 1.030  | 0.580 | 11.593  | -3.47 |
| 303001010 | 0.343  | 0.194 | 11.528  | -4.12 |
| 303002010 | 0.343  | 0.194 | 11.528  | -4.12 |
| 304001010 | 0.629  | 0.320 | 11.388  | -4.23 |
| 304002010 | 0.629  | 0.320 | 11.388  | -4.23 |
| 305001010 | 1.370  | 0.740 | 11.214  | -5.43 |
| 306001010 | 0.743  | 0.423 | 11.271  | -4.62 |
| 306002010 | 0.743  | 0.423 | 11.271  | -4.62 |
| 307001010 | 0.800  | 0.474 | 11.341  | -4.30 |
| 307002010 | 0.800  | 0.474 | 11.341  | -4.30 |
| 308001010 | 0.690  | 0.330 | 11.761  | -2.63 |
| 309001010 | 0.910  | 0.490 | 11.332  | -3.98 |
| 310001010 | 0.910  | 0.450 | 11.182  | -4.79 |
| 311001010 | 0.740  | 0.423 | 11.494  | -3.05 |
| 311002010 | 0.730  | 0.423 | 11.532  | -2.80 |
| 312001010 | 0.285  | 0.148 | 11.499  | -2.82 |
| 312002010 | 0.285  | 1.148 | 11.051  | -2.49 |
| 313001010 | 1.600  | 0.900 | 11.309  | -3.81 |
| 314001010 | 0.514  | 0.280 | 11.445  | -3.43 |
| 314002010 | 0.514  | 0.280 | 11.536  | -2.90 |
| 5031      | 0.000  | 0.000 | 114.831 | -0.77 |
| 5021      | 0.000  | 0.000 | 114.768 | -0.80 |
| 5011      | 0.000  | 0.000 | 113.200 | -1.36 |
| 5041      | 0.000  | 0.000 | 117.242 | 0.18  |
| 110       | 0.000  | 0.000 | 114.858 | -0.79 |
| 501101010 | 1.770  | 0.950 | 10.620  | -3.07 |
| 501102010 | 1.770  | 0.950 | 10.620  | -3.07 |
| 502101010 | 1.429  | 0.730 | 11.070  | -3.93 |
| 502102010 | 1.429  | 0.730 | 11.070  | -3.93 |
| 503101010 | 3.540  | 2.000 | 10.536  | -4.17 |
| 503102010 | 3.540  | 2.000 | 10.536  | -4.17 |
| 504101010 | -7.500 | 0.000 | 10.445  | 2.89  |
| 504102010 | -7.500 | 0.000 | 10.445  | 2.89  |

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця  | Рп, МВт | Qп, МВАр | Рк, МВт | Qк, МВАр | dP, МВт | dQ, МВАр | I, кА  | dU, кВ |
|-----------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|--------|
| 100       | 401      | 6.754   | 2.223    | 6.744   | 2.202    | 0.009   | 0.021    | 0.035  | 0.251  |
| 401       | 402      | 4.093   | 1.497    | 4.087   | 1.485    | 0.006   | 0.012    | 0.022  | 0.258  |
| 402       | 404      | 4.087   | 2.204    | 4.082   | 2.195    | 0.005   | 0.009    | 0.023  | 0.209  |
| 404       | 4        | 1.542   | 1.188    | 1.541   | 1.186    | 0.001   | 0.002    | 0.010  | 0.097  |
| 4         | 403      | 5.099   | 2.354    | 5.085   | 2.328    | 0.014   | 0.026    | 0.028  | 0.489  |
| 403       | 2        | 5.085   | 2.928    | 5.083   | 2.924    | 0.002   | 0.004    | 0.029  | 0.069  |
| 2         | 100      | -10.623 | -5.175   | -10.697 | -5.340   | 0.074   | 0.164    | -0.059 | -1.372 |
| 2002035   | 303      | 2.670   | 1.843    | 2.645   | 1.813    | 0.025   | 0.030    | 0.050  | 0.446  |
| 303       | 305      | 1.951   | 1.415    | 1.931   | 1.391    | 0.021   | 0.025    | 0.038  | 0.489  |
| 305       | 306      | 0.548   | 0.623    | 0.545   | 0.619    | 0.003   | 0.003    | 0.013  | 0.199  |
| 306       | 307      | -0.954  | -0.267   | -0.956  | -0.270   | 0.002   | 0.003    | -0.016 | -0.112 |
| 307       | 304      | -0.363  | -0.203   | -0.364  | -0.205   | 0.001   | 0.002    | -0.007 | -0.158 |
| 304       | 2002035  | -1.634  | -0.822   | -1.670  | -0.846   | 0.036   | 0.024    | -0.029 | -0.864 |
| 2         | 2002     | 4.351   | 2.924    | 4.346   | 2.737    | 0.006   | 0.186    | 0.026  | 2.435  |
| 2002      | 2002035  | 4.346   | 2.737    | 4.340   | 2.627    | 0.006   | 0.110    | 0.026  | 1.481  |
| 307       | 12001035 | -2.208  | -0.990   | -2.243  | -1.041   | 0.035   | 0.051    | -0.038 | -0.822 |

|           |           |         |         |         |         |       |       |        |        |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|--------|--------|
| 12001     | 12001035  | 2.245   | 0.983   | 2.243   | 0.983   | 0.003 | 0.000 | 0.013  | 0.104  |
| 12        | 12001     | 2.248   | 1.052   | 2.245   | 0.983   | 0.003 | 0.069 | 0.013  | 1.500  |
| 12        | 11        | 2.189   | -0.659  | 2.188   | -0.660  | 0.001 | 0.001 | 0.012  | 0.026  |
| 11        | 10        | 2.177   | -0.282  | 2.176   | -0.285  | 0.002 | 0.003 | 0.011  | 0.080  |
| 10        | 110       | -15.119 | -11.338 | -15.267 | -11.755 | 0.147 | 0.415 | -0.097 | -2.233 |
| 110       | 300       | -16.255 | -10.760 | -16.406 | -11.186 | 0.151 | 0.425 | -0.098 | -2.153 |
| 110       | 5021      | 0.988   | 0.822   | 0.987   | 0.821   | 0.001 | 0.001 | 0.006  | 0.090  |
| 5021      | 5031      | -1.899  | -0.437  | -1.900  | -0.439  | 0.001 | 0.001 | -0.010 | -0.063 |
| 5031      | 2         | -9.037  | -4.603  | -9.083  | -4.669  | 0.046 | 0.066 | -0.051 | -0.807 |
| 5031      | 503101010 | 3.558   | 2.299   | 3.538   | 1.999   | 0.020 | 0.299 | 0.021  | 4.957  |
| 503101010 | 503102010 | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5031      | 503102010 | 3.558   | 2.299   | 3.538   | 1.999   | 0.020 | 0.299 | 0.021  | 4.957  |
| 5021      | 502101010 | 1.437   | 0.836   | 1.428   | 0.730   | 0.009 | 0.106 | 0.008  | 4.323  |
| 502101010 | 502102010 | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5021      | 502102010 | 1.437   | 0.836   | 1.428   | 0.730   | 0.009 | 0.106 | 0.008  | 4.323  |
| 9         | 9001010   | 1.482   | 0.891   | 1.479   | 0.839   | 0.003 | 0.051 | 0.009  | 1.991  |
| 9001010   | 9002010   | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 9         | 9002010   | 1.482   | 0.891   | 1.479   | 0.839   | 0.003 | 0.051 | 0.009  | 1.991  |
| 8         | 8001      | 0.327   | 0.143   | 0.327   | 0.142   | 0.000 | 0.001 | 0.002  | 0.201  |
| 8001      | 8001035   | 0.481   | 0.187   | 0.480   | 0.187   | 0.000 | 0.000 | 0.003  | 0.022  |
| 8001035   | 8002035   | -0.218  | -0.129  | -0.218  | -0.129  | 0.000 | 0.000 | -0.004 | -0.000 |
| 8002      | 8002035   | 0.218   | 0.130   | 0.218   | 0.129   | 0.000 | 0.000 | 0.001  | 0.068  |
| 8         | 8002      | 0.372   | 0.176   | 0.372   | 0.175   | 0.000 | 0.001 | 0.002  | 0.155  |
| 8002      | 8002010   | 0.154   | 0.046   | 0.154   | 0.046   | 0.000 | 0.000 | 0.001  | 0.004  |
| 8002010   | 8001010   | 0.154   | 0.046   | 0.154   | 0.046   | 0.000 | 0.000 | 0.008  | 0.000  |
| 8001      | 8001010   | -0.154  | -0.045  | -0.154  | -0.046  | 0.000 | 0.000 | -0.001 | -0.043 |
| 10        | 9         | -6.841  | -3.332  | -6.868  | -3.371  | 0.027 | 0.038 | -0.039 | -0.613 |
| 9         | 8         | -13.424 | -6.258  | -13.505 | -6.375  | 0.081 | 0.117 | -0.075 | -0.957 |
| 8         | 408       | -14.252 | -6.642  | -14.265 | -6.661  | 0.013 | 0.018 | -0.079 | -0.143 |
| 408       | 7         | -14.265 | -6.196  | -14.357 | -6.363  | 0.091 | 0.166 | -0.078 | -1.120 |
| 7         | 407       | -17.238 | -7.583  | -17.256 | -7.617  | 0.018 | 0.034 | -0.094 | -0.188 |
| 407       | 200       | -19.907 | -8.896  | -19.937 | -8.950  | 0.030 | 0.054 | -0.109 | -0.265 |
| 200       | 406       | -19.937 | -8.587  | -20.053 | -8.799  | 0.116 | 0.211 | -0.108 | -1.024 |
| 406       | 100       | -20.053 | -8.478  | -20.061 | -8.496  | 0.008 | 0.018 | -0.107 | -0.076 |
| 5011      | 501101010 | 1.774   | 1.022   | 1.769   | 0.949   | 0.005 | 0.072 | 0.010  | 2.298  |
| 501101010 | 501102010 | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5011      | 501102010 | 1.774   | 1.022   | 1.769   | 0.949   | 0.005 | 0.072 | 0.010  | 2.298  |
| 12        | 13        | -6.349  | -1.031  | -6.367  | -1.065  | 0.018 | 0.034 | -0.033 | -0.427 |
| 13        | 14        | -11.174 | -4.457  | -11.223 | -4.547  | 0.049 | 0.090 | -0.061 | -0.755 |
| 14        | 15        | -14.215 | -5.696  | -14.255 | -5.769  | 0.040 | 0.073 | -0.077 | -0.483 |
| 15        | 409       | -21.980 | -10.545 | -21.994 | -10.571 | 0.014 | 0.026 | -0.123 | -0.112 |
| 409       | 300       | -21.994 | -10.105 | -22.368 | -10.554 | 0.372 | 0.447 | -0.122 | -2.504 |
| 4         | 405       | -9.096  | -3.101  | -9.131  | -3.166  | 0.036 | 0.065 | -0.048 | -0.666 |
| 405       | 300       | -19.477 | -9.002  | -19.494 | -9.032  | 0.016 | 0.030 | -0.106 | -0.149 |
| 5041      | 504101010 | -7.477  | 0.354   | -7.495  | 0.000   | 0.018 | 0.353 | -0.037 | -0.000 |
| 504101010 | 504102010 | 0.000   | 0.000   | 0.000   | 0.000   | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5041      | 504102010 | -7.477  | 0.354   | -7.495  | 0.000   | 0.018 | 0.353 | -0.037 | -0.000 |
| 10        | 10002010  | 12.006  | 7.463   | 11.992  | 7.116   | 0.014 | 0.346 | 0.072  | 1.613  |
| 2         | 2001      | 2.214   | 1.389   | 2.213   | 1.342   | 0.001 | 0.046 | 0.013  | 1.161  |
| 8001035   | 308       | 0.698   | 0.347   | 0.696   | 0.345   | 0.002 | 0.002 | 0.012  | 0.146  |
| 308       | 308001010 | 0.693   | 0.351   | 0.690   | 0.330   | 0.003 | 0.021 | 0.012  | 0.623  |
| 301       | 302       | 1.042   | 0.624   | 1.039   | 0.620   | 0.004 | 0.004 | 0.019  | 0.170  |
| 304       | 304001010 | 0.630   | 0.332   | 0.629   | 0.320   | 0.002 | 0.012 | 0.011  | 0.398  |
| 7         | 7001010   | 2.870   | 1.640   | 2.858   | 1.459   | 0.012 | 0.180 | 0.017  | 3.552  |
| 304       | 304002010 | 0.630   | 0.332   | 0.629   | 0.320   | 0.002 | 0.012 | 0.011  | 0.398  |
| 2001      | 2001010   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000   | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |

|          |           |        |        |        |        |       |       |        |        |
|----------|-----------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|--------|
| 302      | 302001010 | 1.034  | 0.612  | 1.029  | 0.580  | 0.005 | 0.033 | 0.018  | 0.678  |
| 301      | 301001010 | 1.145  | 0.710  | 1.139  | 0.670  | 0.006 | 0.041 | 0.021  | 0.773  |
| 407      | 6         | 2.651  | 1.529  | 2.650  | 1.527  | 0.001 | 0.002 | 0.015  | 0.064  |
| 6        | 6001010   | 2.639  | 1.575  | 2.628  | 1.419  | 0.010 | 0.155 | 0.015  | 3.386  |
| 9        | 5011      | 3.570  | 1.913  | 3.569  | 1.911  | 0.001 | 0.002 | 0.021  | 0.059  |
| 12       | 12002     | 1.872  | 1.015  | 1.871  | 0.964  | 0.002 | 0.051 | 0.011  | 1.425  |
| 12002    | 12002035  | 1.871  | 0.964  | 1.869  | 0.964  | 0.002 | 0.000 | 0.011  | 0.087  |
| 2001     | 2001035   | 2.213  | 1.342  | 2.211  | 1.315  | 0.001 | 0.027 | 0.013  | 0.707  |
| 12002035 | 309       | 1.869  | 1.001  | 1.840  | 0.975  | 0.028 | 0.026 | 0.033  | 0.661  |
| 13       | 13001     | 4.776  | 4.044  | 4.772  | 3.874  | 0.005 | 0.169 | 0.032  | 2.094  |
| 13001    | 13001035  | 4.772  | 3.874  | 4.767  | 3.874  | 0.005 | 0.000 | 0.032  | 0.062  |
| 13001035 | 201       | 2.088  | 2.335  | 2.079  | 2.321  | 0.010 | 0.014 | 0.049  | 0.202  |
| 201      | 312       | 0.589  | 1.393  | 0.586  | 1.389  | 0.004 | 0.004 | 0.024  | 0.132  |
| 312      | 312001010 | 0.285  | 0.152  | 0.285  | 0.148  | 0.001 | 0.004 | 0.005  | 0.280  |
| 312      | 312002010 | 0.294  | 1.204  | 0.285  | 1.147  | 0.009 | 0.056 | 0.019  | 1.693  |
| 201      | 311       | 1.489  | 0.958  | 1.486  | 0.954  | 0.003 | 0.004 | 0.028  | 0.095  |
| 311      | 311001010 | 0.741  | 0.435  | 0.740  | 0.423  | 0.001 | 0.012 | 0.013  | 0.340  |
| 311      | 311002010 | 0.730  | 0.430  | 0.730  | 0.423  | 0.001 | 0.008 | 0.013  | 0.210  |
| 13001035 | 313       | 1.633  | 0.990  | 1.612  | 0.976  | 0.021 | 0.014 | 0.030  | 0.501  |
| 313      | 313001010 | 1.606  | 0.959  | 1.599  | 0.899  | 0.007 | 0.059 | 0.029  | 0.751  |
| 13001035 | 314       | 1.045  | 0.616  | 1.039  | 0.609  | 0.006 | 0.007 | 0.019  | 0.272  |
| 314      | 314001010 | 0.516  | 0.293  | 0.514  | 0.280  | 0.002 | 0.013 | 0.009  | 0.532  |
| 314      | 314002010 | 0.514  | 0.286  | 0.514  | 0.280  | 0.001 | 0.006 | 0.009  | 0.226  |
| 13001    | 13001010  | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 309      | 310       | 0.923  | 0.492  | 0.919  | 0.488  | 0.004 | 0.004 | 0.016  | 0.187  |
| 14       | 14001010  | 2.981  | 1.636  | 2.968  | 1.439  | 0.013 | 0.196 | 0.017  | 3.630  |
| 310      | 310001010 | 0.916  | 0.490  | 0.909  | 0.450  | 0.006 | 0.040 | 0.016  | 0.926  |
| 2001035  | 301       | 2.211  | 1.340  | 2.192  | 1.317  | 0.019 | 0.023 | 0.039  | 0.415  |
| 309      | 309001010 | 0.913  | 0.516  | 0.909  | 0.490  | 0.004 | 0.026 | 0.017  | 0.599  |
| 15       | 15001     | 3.832  | 2.306  | 3.830  | 2.221  | 0.002 | 0.085 | 0.023  | 1.190  |
| 15001    | 15001035  | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 15001    | 15001010  | 3.830  | 2.221  | 3.828  | 2.169  | 0.002 | 0.052 | 0.023  | 0.756  |
| 15       | 15002     | 3.832  | 2.306  | 3.830  | 2.221  | 0.002 | 0.085 | 0.023  | 1.190  |
| 15002    | 15002035  | -0.000 | 0.000  | -0.000 | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 15002    | 15002010  | 3.830  | 2.221  | 3.828  | 2.169  | 0.002 | 0.052 | 0.023  | 0.756  |
| 12001    | 12001010  | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 307      | 307001010 | 0.801  | 0.489  | 0.799  | 0.474  | 0.002 | 0.015 | 0.015  | 0.393  |
| 307      | 307002010 | 0.801  | 0.489  | 0.799  | 0.474  | 0.002 | 0.015 | 0.015  | 0.393  |
| 306      | 306001010 | 0.745  | 0.441  | 0.743  | 0.423  | 0.003 | 0.018 | 0.014  | 0.518  |
| 306      | 306002010 | 0.745  | 0.441  | 0.743  | 0.423  | 0.003 | 0.018 | 0.014  | 0.518  |
| 305      | 305001010 | 1.378  | 0.800  | 1.369  | 0.740  | 0.009 | 0.060 | 0.025  | 0.940  |
| 303      | 303001010 | 0.344  | 0.200  | 0.343  | 0.194  | 0.001 | 0.006 | 0.006  | 0.367  |
| 303      | 303002010 | 0.344  | 0.200  | 0.343  | 0.194  | 0.001 | 0.006 | 0.006  | 0.367  |
| 2002     | 2002010   | -0.000 | 0.000  | -0.000 | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 4        | 4001      | 2.746  | 1.488  | 2.742  | 1.385  | 0.004 | 0.102 | 0.015  | 1.967  |
| 4001     | 4001010   | 2.742  | 1.385  | 2.738  | 1.325  | 0.004 | 0.060 | 0.015  | 1.196  |
| 4001     | 4001035   | -0.000 | 0.000  | -0.000 | 0.000  | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 4        | 4002      | 2.742  | 1.389  | 2.740  | 1.325  | 0.002 | 0.063 | 0.015  | 1.165  |
| 4002     | 4002010   | 2.740  | 1.325  | 2.738  | 1.325  | 0.002 | 0.000 | 0.015  | 0.064  |
| 4002     | 4002035   | 0.000  | 0.000  | 0.000  | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 12002    | 12002010  | -0.000 | -0.000 | -0.000 | -0.000 | 0.000 | 0.000 | -0.000 | -0.000 |
| 401      | 1         | 2.652  | 1.583  | 2.650  | 1.581  | 0.002 | 0.002 | 0.015  | 0.097  |
| 405      | 5         | 10.346 | 6.358  | 10.343 | 6.354  | 0.003 | 0.003 | 0.060  | 0.041  |
| 5        | 5001010   | 10.310 | 6.143  | 10.284 | 5.557  | 0.027 | 0.584 | 0.059  | 3.152  |
| 404      | 3         | 2.541  | 1.628  | 2.539  | 1.627  | 0.001 | 0.001 | 0.015  | 0.065  |
| 3        | 3001010   | 2.528  | 1.648  | 2.518  | 1.499  | 0.010 | 0.148 | 0.015  | 3.473  |

|           |           |         |        |         |        |       |       |        |        |
|-----------|-----------|---------|--------|---------|--------|-------|-------|--------|--------|
| 300       | 5041      | -14.882 | 0.466  | -14.914 | 0.419  | 0.032 | 0.046 | -0.073 | -0.241 |
| 11        | 11001010  | 0.000   | -0.000 | 0.000   | -0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000  | -0.000 |
| 1         | 1001010   | 2.639   | 1.646  | 2.628   | 1.489  | 0.010 | 0.156 | 0.015  | 3.456  |
| 10        | 10001010  | 12.006  | 7.463  | 11.992  | 7.116  | 0.014 | 0.346 | 0.072  | 1.613  |
| 10001010  | 10002010  | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 311001010 | 311002010 | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 304001010 | 304002010 | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 15001035  | 15002035  | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 2001010   | 2002010   | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 306001010 | 306002010 | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 2001035   | 2002035   | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 303001010 | 303002010 | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 4001010   | 4002010   | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 307001010 | 307002010 | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 4001035   | 4002035   | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 12001035  | 12002035  | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 312001010 | 312002010 | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 15001010  | 15002010  | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 10001010  | 12002010  | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 314001010 | 314002010 | 0.000   | 0.000  | 0.000   | 0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |

### В.3 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 96.166 МВт / 845.076 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.226 МВт / 816.660 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.914 МВт / 18.980 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.914 МВт / 18.980 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.636 МВт / 5.569 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.390 МВт / 3.868 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.026 МВт / 9.437 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.940 МВт / 28.416 млн.кВт\*г (3.4%)



## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва                  | Р <sub>нав</sub> , МВт | Q <sub>нав</sub> , МВАр | U, кВ   | Фаза, град |
|---------|------------------------|------------------------|-------------------------|---------|------------|
| 100     | Вінницький енерговузол | -37.611                | -17.347                 | 110.000 | 0.00       |
| 401     | 401                    | 0.000                  | 0.000                   | 109.717 | -0.15      |
| 1       | Вороновиця             | 0.000                  | 0.000                   | 109.613 | -0.17      |
| 402     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 109.429 | -0.29      |
| 404     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 109.204 | -0.37      |
| 3       | Брацлав                | 0.000                  | 0.000                   | 109.134 | -0.38      |
| 4       | Тульчин                | 0.000                  | 0.000                   | 109.101 | -0.39      |
| 2       | Немирів                | 0.000                  | 0.000                   | 108.492 | -0.62      |
| 403     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 108.566 | -0.59      |
| 405     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 109.838 | -0.06      |
| 5       | Ферментний завод       | 0.000                  | 0.000                   | 109.795 | -0.07      |
| 300     | Ладигенська ТЕС        | -43.515                | -32.923                 | 110.000 | 0.00       |
| 406     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 109.916 | -0.04      |
| 200     | ВП ПС 750              | 0.000                  | 0.000                   | 108.798 | -0.47      |
| 407     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 108.510 | -0.58      |
| 6       | Оленівка               | 0.000                  | 0.000                   | 108.442 | -0.61      |
| 7       | Степанівка             | 0.000                  | 0.000                   | 108.306 | -0.66      |
| 408     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 107.095 | -1.14      |
| 8       | Липовець               | 0.000                  | 0.000                   | 106.942 | -1.19      |
| 9       | Іллінці                | 0.000                  | 0.000                   | 105.916 | -1.50      |
| 10      | Іллінці КС             | 0.000                  | 0.000                   | 105.264 | -1.70      |
| 11      | Сороки                 | 0.000                  | 0.000                   | 105.342 | -1.61      |
| 12      | Дашів                  | 0.000                  | 0.000                   | 105.367 | -1.57      |
| 13      | Гайсин                 | 0.000                  | 0.000                   | 105.825 | -1.26      |
| 14      | Лад.Хутора             | 0.000                  | 0.000                   | 106.642 | -0.91      |
| 15      | Ладигин                | 0.000                  | 0.000                   | 107.167 | -0.69      |
| 409     |                        | 0.000                  | 0.000                   | 107.288 | -0.65      |
| 301     | Ковалівка              | 0.000                  | 0.000                   | 35.222  | -2.42      |
| 302     | Козаківка              | 0.000                  | 0.000                   | 35.041  | -2.52      |
| 303     | Чуків                  | 0.000                  | 0.000                   | 34.473  | -3.95      |
| 304     | Потоки                 | 0.000                  | 0.000                   | 34.020  | -3.90      |

|           |             |        |       |         |       |
|-----------|-------------|--------|-------|---------|-------|
| 305       | Мельниківці | 0.000  | 0.000 | 33.952  | -4.17 |
| 306       | Ситківці    | 0.000  | 0.000 | 33.737  | -4.18 |
| 307       | Носівці     | 0.000  | 0.000 | 33.854  | -4.04 |
| 308       | Попівка     | 0.000  | 0.000 | 35.569  | -1.52 |
| 309       | Слободище   | 0.000  | 0.000 | 34.040  | -3.20 |
| 310       | Гранів      | 0.000  | 0.000 | 33.841  | -3.33 |
| 201       |             | 0.000  | 0.000 | 34.458  | -2.63 |
| 311       | Гайсин 35   | 0.000  | 0.000 | 34.357  | -2.69 |
| 312       | Гунча       | 0.000  | 0.000 | 34.314  | -2.56 |
| 313       | Тишківка    | 0.000  | 0.000 | 34.134  | -2.62 |
| 314       | Цук. з-д    | 0.000  | 0.000 | 34.385  | -2.76 |
| 1001010   |             | 2.630  | 1.490 | 10.141  | -2.92 |
| 2001      |             | 0.000  | 0.000 | 107.261 | -1.59 |
| 2001035   |             | 0.000  | 0.000 | 35.663  | -2.17 |
| 2001010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.259  | -1.59 |
| 2002      |             | 0.000  | 0.000 | 105.906 | -2.56 |
| 2002035   |             | 0.000  | 0.000 | 34.948  | -3.73 |
| 2002010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.130  | -2.56 |
| 3001010   |             | 2.520  | 1.500 | 10.094  | -3.03 |
| 4001      |             | 0.000  | 0.000 | 107.056 | -2.27 |
| 4001035   |             | 0.000  | 0.000 | 35.840  | -2.27 |
| 4001010   |             | 2.740  | 1.326 | 10.126  | -3.38 |
| 4002      |             | 0.000  | 0.000 | 107.891 | -1.59 |
| 4002035   |             | 0.000  | 0.000 | 36.120  | -1.59 |
| 4002010   |             | 2.740  | 1.326 | 10.313  | -1.57 |
| 5001010   |             | 10.290 | 5.560 | 9.727   | -2.80 |
| 6001010   |             | 2.630  | 1.420 | 10.039  | -3.42 |
| 7001010   |             | 2.860  | 1.460 | 10.012  | -3.74 |
| 8001      |             | 0.000  | 0.000 | 106.731 | -1.42 |
| 8001035   |             | 0.000  | 0.000 | 35.724  | -1.41 |
| 8001010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.213  | -1.36 |
| 8002      |             | 0.000  | 0.000 | 106.779 | -1.36 |
| 8002035   |             | 0.000  | 0.000 | 35.724  | -1.41 |
| 8002010   |             | 0.000  | 0.000 | 10.213  | -1.36 |
| 9001010   |             | 1.480  | 0.840 | 8.872   | -3.14 |
| 9002010   |             | 1.480  | 0.840 | 8.872   | -3.14 |
| 10001010  |             | 12.000 | 7.120 | 9.461   | -3.06 |
| 10002010  |             | 12.000 | 7.120 | 9.461   | -3.06 |
| 11001010  |             | 0.000  | 0.000 | 10.076  | -1.61 |
| 12001035  |             | 0.000  | 0.000 | 34.718  | -3.19 |
| 12001     |             | 0.000  | 0.000 | 103.819 | -3.22 |
| 12001010  |             | 0.000  | 0.000 | 9.930   | -3.22 |
| 12002     |             | 0.000  | 0.000 | 103.886 | -2.94 |
| 12002035  |             | 0.000  | 0.000 | 34.747  | -2.91 |
| 12002010  |             | 0.000  | 0.000 | 9.936   | -2.94 |
| 13001     |             | 0.000  | 0.000 | 103.637 | -2.62 |
| 13001035  |             | 0.000  | 0.000 | 34.673  | -2.59 |
| 13001010  |             | 0.000  | 0.000 | 9.913   | -2.62 |
| 14001010  |             | 2.970  | 1.440 | 9.848   | -4.22 |
| 15001010  |             | 3.830  | 2.170 | 10.058  | -2.41 |
| 15001     |             | 0.000  | 0.000 | 105.925 | -1.75 |
| 15001035  |             | 0.000  | 0.000 | 35.462  | -1.75 |
| 15002     |             | 0.000  | 0.000 | 105.925 | -1.75 |
| 15002035  |             | 0.000  | 0.000 | 35.462  | -1.75 |
| 15002010  |             | 3.830  | 2.170 | 10.058  | -2.41 |
| 301001010 |             | 1.140  | 0.670 | 10.822  | -3.98 |

|           |        |       |         |       |
|-----------|--------|-------|---------|-------|
| 302001010 | 1.030  | 0.580 | 10.796  | -3.95 |
| 303001010 | 0.343  | 0.194 | 10.719  | -4.70 |
| 303002010 | 0.343  | 0.194 | 10.719  | -4.70 |
| 304001010 | 0.629  | 0.320 | 10.568  | -4.83 |
| 304002010 | 0.629  | 0.320 | 10.568  | -4.83 |
| 305001010 | 1.370  | 0.740 | 10.379  | -6.22 |
| 306001010 | 0.743  | 0.423 | 10.441  | -5.29 |
| 306002010 | 0.743  | 0.423 | 10.441  | -5.29 |
| 307001010 | 0.800  | 0.474 | 10.517  | -4.91 |
| 307002010 | 0.800  | 0.474 | 10.517  | -4.91 |
| 308001010 | 0.690  | 0.330 | 10.978  | -2.99 |
| 309001010 | 0.910  | 0.490 | 10.509  | -4.54 |
| 310001010 | 0.910  | 0.450 | 10.345  | -5.48 |
| 311001010 | 0.740  | 0.423 | 10.689  | -3.47 |
| 311002010 | 0.730  | 0.423 | 10.730  | -3.18 |
| 312001010 | 0.285  | 0.148 | 10.694  | -3.20 |
| 312002010 | 0.285  | 1.148 | 10.209  | -2.82 |
| 313001010 | 1.600  | 0.900 | 10.489  | -4.35 |
| 314001010 | 0.514  | 0.280 | 10.637  | -3.91 |
| 314002010 | 0.514  | 0.280 | 10.734  | -3.30 |
| 5031      | 0.000  | 0.000 | 107.619 | -0.86 |
| 5021      | 0.000  | 0.000 | 107.550 | -0.89 |
| 5011      | 0.000  | 0.000 | 105.853 | -1.52 |
| 5041      | 0.000  | 0.000 | 110.254 | 0.21  |
| 110       | 0.000  | 0.000 | 107.647 | -0.88 |
| 501101010 | 1.770  | 0.950 | 9.901   | -3.49 |
| 501102010 | 1.770  | 0.950 | 9.901   | -3.49 |
| 502101010 | 1.429  | 0.730 | 10.315  | -4.48 |
| 502102010 | 1.429  | 0.730 | 10.315  | -4.48 |
| 503101010 | 3.540  | 2.000 | 9.810   | -4.76 |
| 503102010 | 3.540  | 2.000 | 9.810   | -4.76 |
| 504101010 | -7.500 | 0.000 | 9.822   | 3.27  |
| 504102010 | -7.500 | 0.000 | 9.822   | 3.27  |

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця  | Рп, МВт | Qп, МВАр | Рк, МВт | Qк, МВАр | dP, МВт | dQ, МВАр | I, кА  | dU, кВ |
|-----------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|--------|
| 100       | 401      | 6.759   | 2.532    | 6.748   | 2.508    | 0.011   | 0.024    | 0.038  | 0.283  |
| 401       | 402      | 4.096   | 1.671    | 4.089   | 1.656    | 0.007   | 0.015    | 0.023  | 0.289  |
| 402       | 404      | 4.089   | 2.291    | 4.084   | 2.281    | 0.005   | 0.010    | 0.025  | 0.226  |
| 404       | 4        | 1.543   | 1.176    | 1.542   | 1.174    | 0.001   | 0.002    | 0.010  | 0.103  |
| 4         | 403      | 5.129   | 2.522    | 5.113   | 2.492    | 0.016   | 0.030    | 0.030  | 0.539  |
| 403       | 2        | 5.113   | 3.020    | 5.111   | 3.015    | 0.002   | 0.004    | 0.032  | 0.075  |
| 2         | 100      | -10.633 | -5.525   | -10.720 | -5.718   | 0.087   | 0.192    | -0.064 | -1.515 |
| 2002035   | 303      | 2.676   | 1.871    | 2.647   | 1.835    | 0.029   | 0.035    | 0.054  | 0.483  |
| 303       | 305      | 1.953   | 1.436    | 1.929   | 1.407    | 0.024   | 0.029    | 0.041  | 0.529  |
| 305       | 306      | 0.546   | 0.624    | 0.543   | 0.620    | 0.003   | 0.004    | 0.014  | 0.214  |
| 306       | 307      | -0.956  | -0.272   | -0.959  | -0.275   | 0.003   | 0.003    | -0.017 | -0.122 |
| 307       | 304      | -0.363  | -0.205   | -0.364  | -0.207   | 0.001   | 0.002    | -0.007 | -0.171 |
| 304       | 2002035  | -1.633  | -0.835   | -1.675  | -0.862   | 0.042   | 0.028    | -0.031 | -0.933 |
| 2         | 2002     | 4.364   | 3.025    | 4.358   | 2.807    | 0.006   | 0.217    | 0.028  | 2.685  |
| 2002      | 2002035  | 4.358   | 2.807    | 4.351   | 2.679    | 0.006   | 0.128    | 0.028  | 1.631  |
| 307       | 12001035 | -2.209  | -1.006   | -2.250  | -1.065   | 0.041   | 0.059    | -0.041 | -0.894 |

### В.3 Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 95.753 МВт / 840.738 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 93.226 МВт / 816.660 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.394 МВт / 13.824 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.394 МВт / 13.824 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.842 МВт / 7.378 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.290 МВт / 2.876 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.132 МВт / 10.254 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.527 МВт / 24.078 млн.кВт\*г (2.9%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

| N вузла | Назва                  | Р <sub>нав</sub> ,МВт | Q <sub>нав</sub> ,МВАр | U, кВ   | Фаза, град |
|---------|------------------------|-----------------------|------------------------|---------|------------|
| 100     | Вінницький енерговузол | -37.428               | -14.548                | 125.500 | 0.00       |
| 401     | 401                    | 0.000                 | 0.000                  | 125.283 | -0.12      |
| 1       | Вороновиця             | 0.000                 | 0.000                  | 125.193 | -0.14      |
| 402     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 125.058 | -0.24      |
| 404     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 124.869 | -0.29      |
| 3       | Брацлав                | 0.000                 | 0.000                  | 124.809 | -0.30      |
| 4       | Тульчин                | 0.000                 | 0.000                  | 124.778 | -0.31      |
| 2       | Немирів                | 0.000                 | 0.000                  | 124.281 | -0.49      |
| 403     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 124.344 | -0.47      |
| 405     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 125.365 | -0.05      |
| 5       | Ферментний завод       | 0.000                 | 0.000                  | 125.327 | -0.05      |
| 300     | Ладигенська ТЕС        | -43.281               | -29.326                | 125.500 | 0.00       |
| 406     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 125.432 | -0.03      |
| 200     | ВП ПС 750              | 0.000                 | 0.000                  | 124.513 | -0.38      |
| 407     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 124.276 | -0.46      |
| 6       | Оленівка               | 0.000                 | 0.000                  | 124.217 | -0.48      |
| 7       | Степанівка             | 0.000                 | 0.000                  | 124.107 | -0.53      |
| 408     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 123.105 | -0.90      |
| 8       | Липовець               | 0.000                 | 0.000                  | 122.976 | -0.94      |
| 9       | Іллінці                | 0.000                 | 0.000                  | 122.114 | -1.18      |
| 10      | Іллінці КС             | 0.000                 | 0.000                  | 121.558 | -1.33      |
| 11      | Сороки                 | 0.000                 | 0.000                  | 121.630 | -1.26      |
| 12      | Дашів                  | 0.000                 | 0.000                  | 121.652 | -1.23      |
| 13      | Гайсин                 | 0.000                 | 0.000                  | 122.024 | -1.00      |
| 14      | Лад.Хутора             | 0.000                 | 0.000                  | 122.694 | -0.73      |
| 15      | Ладигин                | 0.000                 | 0.000                  | 123.123 | -0.56      |
| 409     |                        | 0.000                 | 0.000                  | 123.224 | -0.52      |
| 301     | Ковалівка              | 0.000                 | 0.000                  | 40.676  | -1.85      |
| 302     | Козаківка              | 0.000                 | 0.000                  | 40.520  | -1.93      |
| 303     | Чуків                  | 0.000                 | 0.000                  | 40.074  | -3.00      |
| 304     | Потоки                 | 0.000                 | 0.000                  | 39.688  | -2.97      |

|           |             |        |       |         |       |
|-----------|-------------|--------|-------|---------|-------|
| 305       | Мельниківці | 0.000  | 0.000 | 39.632  | -3.16 |
| 306       | Ситківці    | 0.000  | 0.000 | 39.448  | -3.17 |
| 307       | Носівці     | 0.000  | 0.000 | 39.547  | -3.07 |
| 308       | Попівка     | 0.000  | 0.000 | 40.972  | -1.19 |
| 309       | Слободище   | 0.000  | 0.000 | 39.696  | -2.45 |
| 310       | Гранів      | 0.000  | 0.000 | 39.528  | -2.56 |
| 201       |             | 0.000  | 0.000 | 40.023  | -2.02 |
| 311       | Гайсин 35   | 0.000  | 0.000 | 39.936  | -2.06 |
| 312       | Гунча       | 0.000  | 0.000 | 39.900  | -1.97 |
| 313       | Тишківка    | 0.000  | 0.000 | 39.747  | -2.02 |
| 314       | Цук. з-д    | 0.000  | 0.000 | 39.960  | -2.12 |
| 1001010   |             | 2.630  | 1.490 | 11.679  | -2.23 |
| 2001      |             | 0.000  | 0.000 | 123.250 | -1.23 |
| 2001035   |             | 0.000  | 0.000 | 41.054  | -1.67 |
| 2001010   |             | 0.000  | 0.000 | 11.789  | -1.23 |
| 2002      |             | 0.000  | 0.000 | 122.161 | -1.95 |
| 2002035   |             | 0.000  | 0.000 | 40.478  | -2.83 |
| 2002010   |             | 0.000  | 0.000 | 11.684  | -1.95 |
| 3001010   |             | 2.520  | 1.500 | 11.641  | -2.32 |
| 4001      |             | 0.000  | 0.000 | 123.029 | -1.74 |
| 4001035   |             | 0.000  | 0.000 | 41.188  | -1.74 |
| 4001010   |             | 2.740  | 1.326 | 11.669  | -2.58 |
| 4002      |             | 0.000  | 0.000 | 123.728 | -1.22 |
| 4002035   |             | 0.000  | 0.000 | 41.422  | -1.22 |
| 4002010   |             | 2.740  | 1.326 | 11.829  | -1.21 |
| 5001010   |             | 10.290 | 5.560 | 11.186  | -2.13 |
| 6001010   |             | 2.630  | 1.420 | 11.596  | -2.61 |
| 7001010   |             | 2.860  | 1.460 | 11.573  | -2.85 |
| 8001      |             | 0.000  | 0.000 | 122.802 | -1.11 |
| 8001035   |             | 0.000  | 0.000 | 41.105  | -1.11 |
| 8001010   |             | 0.000  | 0.000 | 11.749  | -1.06 |
| 8002      |             | 0.000  | 0.000 | 122.841 | -1.06 |
| 8002035   |             | 0.000  | 0.000 | 41.105  | -1.11 |
| 8002010   |             | 0.000  | 0.000 | 11.749  | -1.06 |
| 9001010   |             | 1.480  | 0.840 | 10.280  | -2.40 |
| 9002010   |             | 1.480  | 0.840 | 10.280  | -2.40 |
| 10001010  |             | 12.000 | 7.120 | 10.970  | -2.34 |
| 10002010  |             | 12.000 | 7.120 | 10.970  | -2.34 |
| 11001010  |             | 0.000  | 0.000 | 11.634  | -1.26 |
| 12001035  |             | 0.000  | 0.000 | 40.276  | -2.44 |
| 12001     |             | 0.000  | 0.000 | 120.404 | -2.46 |
| 12001010  |             | 0.000  | 0.000 | 11.516  | -2.46 |
| 12002     |             | 0.000  | 0.000 | 120.444 | -2.25 |
| 12002035  |             | 0.000  | 0.000 | 40.295  | -2.23 |
| 12002010  |             | 0.000  | 0.000 | 11.520  | -2.25 |
| 13001     |             | 0.000  | 0.000 | 120.163 | -2.01 |
| 13001035  |             | 0.000  | 0.000 | 40.209  | -1.99 |
| 13001010  |             | 0.000  | 0.000 | 11.493  | -2.01 |
| 14001010  |             | 2.970  | 1.440 | 11.436  | -3.20 |
| 15001010  |             | 3.830  | 2.170 | 11.611  | -1.85 |
| 15001     |             | 0.000  | 0.000 | 122.056 | -1.36 |
| 15001035  |             | 0.000  | 0.000 | 40.863  | -1.36 |
| 15002     |             | 0.000  | 0.000 | 122.056 | -1.36 |
| 15002035  |             | 0.000  | 0.000 | 40.863  | -1.36 |
| 15002010  |             | 3.830  | 2.170 | 11.611  | -1.85 |
| 301001010 |             | 1.140  | 0.670 | 12.571  | -3.02 |

|           |        |       |         |       |
|-----------|--------|-------|---------|-------|
| 302001010 | 1.030  | 0.580 | 12.549  | -3.00 |
| 303001010 | 0.343  | 0.194 | 12.496  | -3.55 |
| 303002010 | 0.343  | 0.194 | 12.496  | -3.55 |
| 304001010 | 0.629  | 0.320 | 12.367  | -3.65 |
| 304002010 | 0.629  | 0.320 | 12.367  | -3.65 |
| 305001010 | 1.370  | 0.740 | 12.209  | -4.66 |
| 306001010 | 0.743  | 0.423 | 12.260  | -3.98 |
| 306002010 | 0.743  | 0.423 | 12.260  | -3.98 |
| 307001010 | 0.800  | 0.474 | 12.324  | -3.71 |
| 307002010 | 0.800  | 0.474 | 12.324  | -3.71 |
| 308001010 | 0.690  | 0.330 | 12.704  | -2.29 |
| 309001010 | 0.910  | 0.490 | 12.315  | -3.44 |
| 310001010 | 0.910  | 0.450 | 12.178  | -4.12 |
| 311001010 | 0.740  | 0.423 | 12.458  | -2.64 |
| 311002010 | 0.730  | 0.423 | 12.493  | -2.42 |
| 312001010 | 0.285  | 0.148 | 12.463  | -2.44 |
| 312002010 | 0.285  | 1.148 | 12.053  | -2.16 |
| 313001010 | 1.600  | 0.900 | 12.289  | -3.29 |
| 314001010 | 0.514  | 0.280 | 12.414  | -2.97 |
| 314002010 | 0.514  | 0.280 | 12.497  | -2.52 |
| 5031      | 0.000  | 0.000 | 123.552 | -0.68 |
| 5021      | 0.000  | 0.000 | 123.496 | -0.71 |
| 5011      | 0.000  | 0.000 | 122.060 | -1.19 |
| 5041      | 0.000  | 0.000 | 125.729 | 0.16  |
| 110       | 0.000  | 0.000 | 123.578 | -0.69 |
| 501101010 | 1.770  | 0.950 | 11.483  | -2.66 |
| 501102010 | 1.770  | 0.950 | 11.483  | -2.66 |
| 502101010 | 1.429  | 0.730 | 11.975  | -3.40 |
| 502102010 | 1.429  | 0.730 | 11.975  | -3.40 |
| 503101010 | 3.540  | 2.000 | 11.407  | -3.60 |
| 503102010 | 3.540  | 2.000 | 11.407  | -3.60 |
| 504101010 | -7.500 | 0.000 | 11.201  | 2.51  |
| 504102010 | -7.500 | 0.000 | 11.201  | 2.51  |

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

| N початку | N кінця  | Рп, МВт | Qп, МВАр | Рк, МВт | Qк, МВАр | dP, МВт | dQ, МВАр | I, кА  | dU, кВ |
|-----------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|--------|--------|
| 100       | 401      | 6.752   | 1.845    | 6.744   | 1.828    | 0.008   | 0.017    | 0.032  | 0.218  |
| 401       | 402      | 4.092   | 1.288    | 4.087   | 1.278    | 0.005   | 0.010    | 0.020  | 0.225  |
| 402       | 404      | 4.087   | 2.107    | 4.083   | 2.099    | 0.004   | 0.007    | 0.021  | 0.190  |
| 404       | 4        | 1.543   | 1.211    | 1.542   | 1.210    | 0.001   | 0.001    | 0.009  | 0.091  |
| 4         | 403      | 5.068   | 2.165    | 5.057   | 2.144    | 0.012   | 0.021    | 0.025  | 0.437  |
| 403       | 2        | 5.057   | 2.836    | 5.055   | 2.833    | 0.001   | 0.003    | 0.027  | 0.062  |
| 2         | 100      | -10.618 | -4.766   | -10.680 | -4.905   | 0.062   | 0.138    | -0.054 | -1.223 |
| 2002035   | 303      | 2.667   | 1.815    | 2.645   | 1.789    | 0.021   | 0.026    | 0.046  | 0.409  |
| 303       | 305      | 1.950   | 1.394    | 1.933   | 1.373    | 0.017   | 0.021    | 0.034  | 0.448  |
| 305       | 306      | 0.551   | 0.620    | 0.549   | 0.617    | 0.002   | 0.003    | 0.012  | 0.184  |
| 306       | 307      | -0.951  | -0.265   | -0.953  | -0.267   | 0.002   | 0.002    | -0.014 | -0.102 |
| 307       | 304      | -0.363  | -0.201   | -0.364  | -0.202   | 0.001   | 0.001    | -0.006 | -0.144 |
| 304       | 2002035  | -1.635  | -0.808   | -1.665  | -0.828   | 0.030   | 0.020    | -0.026 | -0.794 |
| 2         | 2002     | 4.341   | 2.821    | 4.337   | 2.663    | 0.005   | 0.157    | 0.024  | 2.187  |
| 2002      | 2002035  | 4.337   | 2.663    | 4.332   | 2.570    | 0.005   | 0.093    | 0.024  | 1.331  |
| 307       | 12001035 | -2.206  | -0.975   | -2.236  | -1.018   | 0.029   | 0.043    | -0.035 | -0.750 |



|           |           |         |         |         |         |       |       |        |        |
|-----------|-----------|---------|---------|---------|---------|-------|-------|--------|--------|
| 12001     | 12001035  | 2.238   | 0.950   | 2.236   | 0.950   | 0.002 | 0.000 | 0.012  | 0.097  |
| 12        | 12001     | 2.240   | 1.008   | 2.238   | 0.950   | 0.002 | 0.058 | 0.012  | 1.331  |
| 12        | 11        | 2.171   | -0.661  | 2.170   | -0.662  | 0.001 | 0.001 | 0.011  | 0.023  |
| 11        | 10        | 2.158   | -0.222  | 2.156   | -0.224  | 0.002 | 0.002 | 0.010  | 0.076  |
| 10        | 110       | -15.172 | -11.139 | -15.298 | -11.494 | 0.126 | 0.354 | -0.089 | -2.044 |
| 110       | 300       | -16.303 | -10.178 | -16.430 | -10.536 | 0.127 | 0.357 | -0.090 | -1.931 |
| 110       | 5021      | 1.005   | 0.787   | 1.004   | 0.786   | 0.001 | 0.001 | 0.006  | 0.082  |
| 5021      | 5031      | -1.881  | -0.376  | -1.882  | -0.377  | 0.001 | 0.001 | -0.009 | -0.056 |
| 5031      | 2         | -9.016  | -4.385  | -9.055  | -4.440  | 0.038 | 0.056 | -0.047 | -0.734 |
| 5031      | 503101010 | 3.555   | 2.255   | 3.538   | 1.999   | 0.017 | 0.255 | 0.020  | 4.519  |
| 503101010 | 503102010 | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5031      | 503102010 | 3.555   | 2.255   | 3.538   | 1.999   | 0.017 | 0.255 | 0.020  | 4.519  |
| 5021      | 502101010 | 1.436   | 0.821   | 1.428   | 0.730   | 0.008 | 0.091 | 0.008  | 3.944  |
| 502101010 | 502102010 | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5021      | 502102010 | 1.436   | 0.821   | 1.428   | 0.730   | 0.008 | 0.091 | 0.008  | 3.944  |
| 9         | 9001010   | 1.482   | 0.884   | 1.479   | 0.839   | 0.003 | 0.044 | 0.008  | 1.826  |
| 9001010   | 9002010   | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 9         | 9002010   | 1.482   | 0.884   | 1.479   | 0.839   | 0.003 | 0.044 | 0.008  | 1.826  |
| 8         | 8001      | 0.327   | 0.139   | 0.326   | 0.138   | 0.000 | 0.001 | 0.002  | 0.181  |
| 8001      | 8001035   | 0.480   | 0.181   | 0.480   | 0.181   | 0.000 | 0.000 | 0.002  | 0.021  |
| 8001035   | 8002035   | -0.218  | -0.126  | -0.218  | -0.126  | 0.000 | 0.000 | -0.004 | -0.000 |
| 8002      | 8002035   | 0.218   | 0.127   | 0.218   | 0.126   | 0.000 | 0.000 | 0.001  | 0.062  |
| 8         | 8002      | 0.372   | 0.171   | 0.372   | 0.170   | 0.000 | 0.001 | 0.002  | 0.139  |
| 8002      | 8002010   | 0.154   | 0.044   | 0.154   | 0.044   | 0.000 | 0.000 | 0.001  | 0.003  |
| 8002010   | 8001010   | 0.154   | 0.044   | 0.154   | 0.044   | 0.000 | 0.000 | 0.008  | 0.000  |
| 8001      | 8001010   | -0.154  | -0.044  | -0.154  | -0.044  | 0.000 | 0.000 | -0.001 | -0.038 |
| 10        | 9         | -6.824  | -3.281  | -6.847  | -3.314  | 0.023 | 0.033 | -0.036 | -0.563 |
| 9         | 8         | -13.407 | -6.012  | -13.476 | -6.112  | 0.069 | 0.099 | -0.069 | -0.872 |
| 8         | 408       | -14.231 | -6.361  | -14.241 | -6.376  | 0.011 | 0.016 | -0.073 | -0.130 |
| 408       | 7         | -14.241 | -5.838  | -14.319 | -5.979  | 0.077 | 0.141 | -0.072 | -1.012 |
| 7         | 407       | -17.200 | -7.108  | -17.215 | -7.137  | 0.016 | 0.028 | -0.086 | -0.170 |
| 407       | 200       | -19.866 | -8.346  | -19.892 | -8.393  | 0.025 | 0.046 | -0.100 | -0.239 |
| 200       | 406       | -19.892 | -7.973  | -19.990 | -8.153  | 0.098 | 0.179 | -0.099 | -0.921 |
| 406       | 100       | -19.990 | -7.784  | -19.996 | -7.798  | 0.007 | 0.015 | -0.099 | -0.068 |
| 5011      | 501101010 | 1.773   | 1.011   | 1.769   | 0.949   | 0.004 | 0.061 | 0.010  | 2.104  |
| 501101010 | 501102010 | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5011      | 501102010 | 1.773   | 1.011   | 1.769   | 0.949   | 0.004 | 0.061 | 0.010  | 2.104  |
| 12        | 13        | -6.324  | -0.888  | -6.340  | -0.916  | 0.016 | 0.028 | -0.030 | -0.381 |
| 13        | 14        | -11.146 | -4.160  | -11.187 | -4.235  | 0.041 | 0.075 | -0.056 | -0.678 |
| 14        | 15        | -14.179 | -5.278  | -14.213 | -5.339  | 0.033 | 0.061 | -0.071 | -0.433 |
| 15        | 409       | -21.947 | -10.102 | -21.959 | -10.124 | 0.012 | 0.022 | -0.113 | -0.102 |
| 409       | 300       | -21.959 | -9.585  | -22.275 | -9.965  | 0.315 | 0.378 | -0.112 | -2.281 |
| 4         | 405       | -9.071  | -2.713  | -9.101  | -2.768  | 0.030 | 0.055 | -0.044 | -0.589 |
| 405       | 300       | -19.448 | -8.476  | -19.461 | -8.502  | 0.014 | 0.025 | -0.098 | -0.135 |
| 5041      | 504101010 | -7.480  | 0.308   | -7.495  | 0.000   | 0.016 | 0.307 | -0.034 | -0.034 |
| 504101010 | 504102010 | 0.000   | 0.000   | 0.000   | 0.000   | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |
| 5041      | 504102010 | -7.480  | 0.308   | -7.495  | 0.000   | 0.016 | 0.307 | -0.034 | -0.034 |
| 10        | 10002010  | 12.004  | 7.413   | 11.992  | 7.116   | 0.012 | 0.296 | 0.067  | 1.479  |
| 2         | 2001      | 2.210   | 1.358   | 2.209   | 1.318   | 0.001 | 0.039 | 0.012  | 1.056  |
| 8001035   | 308       | 0.698   | 0.343   | 0.696   | 0.341   | 0.002 | 0.002 | 0.011  | 0.134  |
| 308       | 308001010 | 0.692   | 0.348   | 0.690   | 0.330   | 0.003 | 0.018 | 0.011  | 0.572  |
| 301       | 302       | 1.042   | 0.620   | 1.039   | 0.616   | 0.003 | 0.004 | 0.017  | 0.157  |
| 304       | 304001010 | 0.630   | 0.330   | 0.629   | 0.320   | 0.001 | 0.010 | 0.010  | 0.362  |
| 7         | 7001010   | 2.869   | 1.614   | 2.858   | 1.459   | 0.010 | 0.155 | 0.015  | 3.253  |
| 304       | 304002010 | 0.630   | 0.330   | 0.629   | 0.320   | 0.001 | 0.010 | 0.010  | 0.362  |
| 2001      | 2001010   | 0.000   | -0.000  | 0.000   | -0.000  | 0.000 | 0.000 | 0.000  | 0.000  |

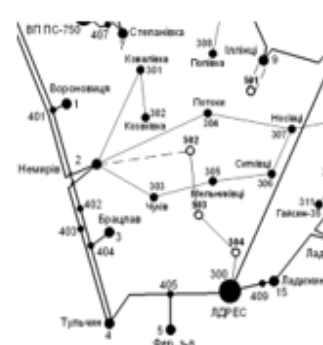
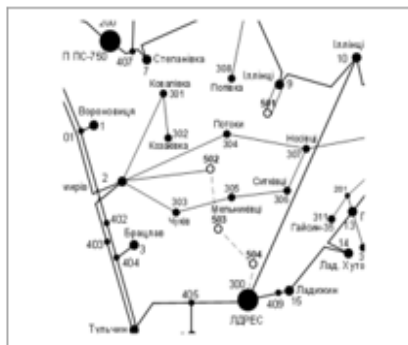
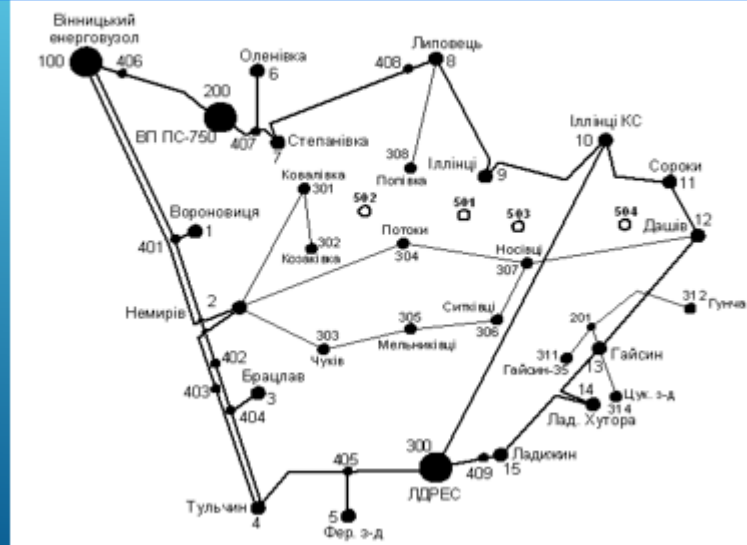
## **ДОДАТОК Г**

### **ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

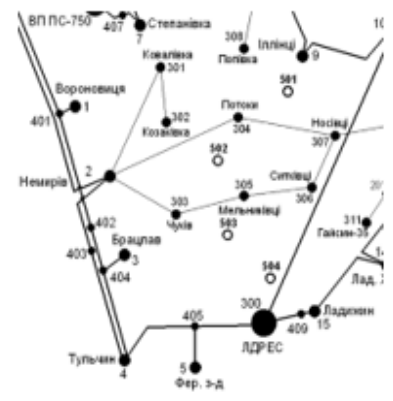
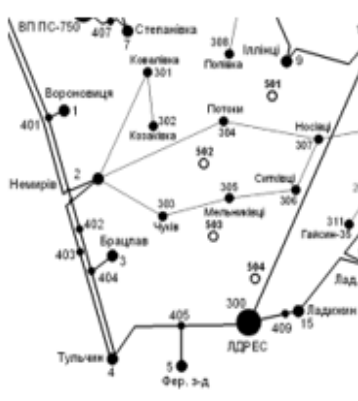
#### **РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110 кВ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОЕКТУВАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**



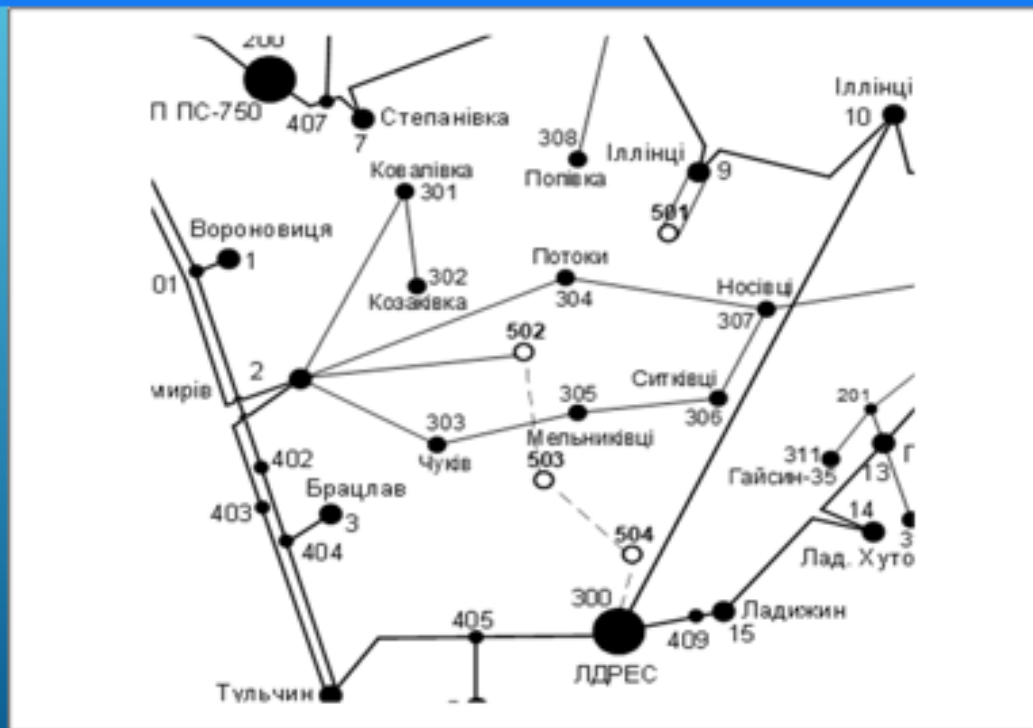
## СХЕМА ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З НОВИМИ СПОЖИВАЧАМИ



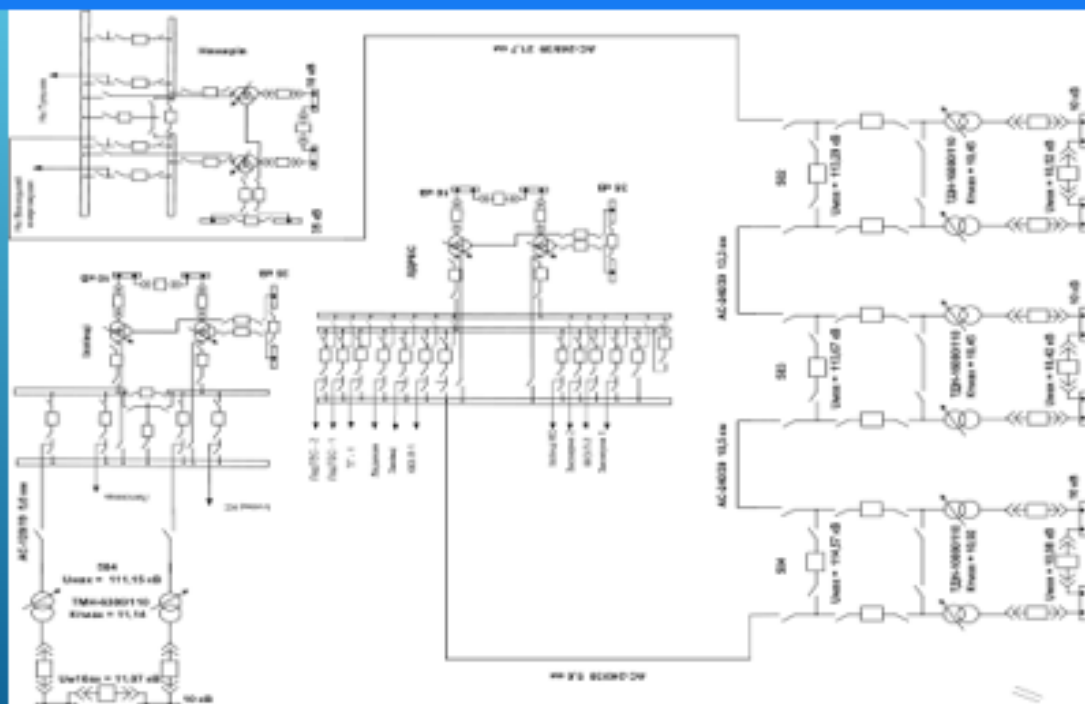
| Послідовність будівництва |                                        |
|---------------------------|----------------------------------------|
|                           | ЛЕП яка будуватиметься на першому році |
|                           | ЛЕП яка будуватиметься на другому році |



## Оптимальний варіант розвитку електричної мережі



## СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



## СХЕМА АВТОНОМНОЇ СЕС



## СХЕМА МЕРЕЖЕВОЇ СЕС



## **ОСНОВНІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ**

| Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ                                      |                 |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|------------|
| Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі                                | <b>МВт</b>      | 35,8       |
| Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів                   | <b>год</b>      | 6400       |
| Сумарна електроенергія, відлучена новим підстанціям                                     | <b>МВт*год</b>  | 1227630    |
| Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі                               | <b>тис.грн.</b> | 265661,858 |
| Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі                         | <b>рік</b>      | 3,4        |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | <b>МВт</b>      | 4,01       |
| Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку     | <b>%</b>        | 1,63       |
| Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі              | <b>МВт*год</b>  | 3600       |
| Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку | <b>МВт*год</b>  | 20520      |