

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Розвиток районної електричної мережі з розрахунком релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ІЕСМ-22

М  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і  
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Герасимук Д.М.

(прізвище та ініціали)

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

Малогулко Ю. В.

(прізвище та ініціали)

«05» чудня 2023 р.

Опонент: к.т.н., доцент ЕСФЕМ

(прізвище та ініціали)

«11» чудня 2023 р.

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.


(прізвище та ініціали)

«28» 11 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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

  
18.09. 2023 року

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

Герасимуку Дмитру Миколайовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

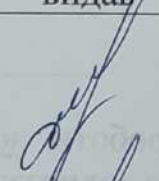
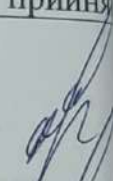

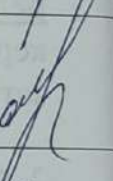
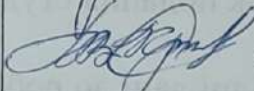
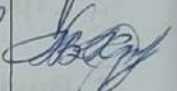
1. Тема роботи. **«Розвиток районної електричної мережі з розрахунком релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110»**  
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.  
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247.
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.  
Посилання на періодичні видання.  
Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 300 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 40 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна



частина. 9. Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора ТДТН-25000/110. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язково креслень) 2. Актуальність. 3. Оптимізація схеми електричної мережі допомогою симплекс-методу. 4. Вибір оптимальної схеми розв'язування електричної мережі методом динамічного програмування. 5. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП. 6. Вибір потужності трансформаторів споживальних підстанцій. 7. Вибір схем розподільних пристроїв підстанції. Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110. 9. Висновок.

#### 6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 18.09.2023 року



#### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр. міп
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	Всс
2	Прогнозування електричних навантажень	27.09.23	08.10.23	Всс
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	09.10.23	15.10.23	Всс
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	22.10.23	Всс
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	23.10.23	29.10.23	Всс

6	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей	30.10.23	05.11.23	<i>Вик</i>
7	Розрахунок і аналіз ustalених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110.	06.11.23	12.11.23	<i>Вик</i>
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	<i>Вик</i>
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	<i>Вик</i>
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.23	01.12.23	<i>Вик</i>
	Рецензування МКР	01.12.23	05.12.23	<i>Вик</i>
	Захист МКР	12.12.23	18.12.23	<i>Вик</i>

Студент

Керівник роботи

  
(підпис)  
  
(підпис)

Д. М. Герасимук

Ю. В. Малогулко

## АНОТАЦІЯ

Герасимук Дмитро Миколайович «Розвиток районної електричної мережі з розрахунком релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 94 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 20 назв; рис.: 12; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування, релейний захист та автоматика.

## ABSTRACT

Voytsehivska Valeriya «The development of the district electric network with the calculation of relay protection and automation of the TDTN-25000/110 type transformer".». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2023. 94 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 20 titles; fig.: 12; tabl. 29.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. The relay protection and automation of the TDTN-25000/110 type transformer were calculated.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, relay protection and automation.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b>	5
<b>1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ</b>	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	10
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	12
<b>2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ</b>	14
2.1 Лінеаризація цільової функції	14
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	18
<b>3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ</b>	24
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	24
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	29
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	30
<b>4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ</b>	33
<b>5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ</b>	36
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	37
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	37
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	38
<b>6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ</b>	42
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	42
<b>7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ</b>	44
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	44
7.2 Регулювання напруги у мережі	45

<b>8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b>	50
<b>9 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПУ ТДТН-250000/110</b>	66
9.1 Вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора та його розрахунок	68
9.2 Розрахунок максимального струмового захисту 11 кВ з пуском по напрузі	73
9.3 Розрахунок максимального струмового захисту 35 кВ з пуском по напрузі	75
9.4 Розрахунок максимального струмового захисту 110 кВ з пуском по напрузі	77
<b>10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b>	79
10.1 Задачі розділу	79
10.2 Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження	80
10.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	82
10.3.1 Мікроклімат	82
10.3.2 Склад повітря робочої зони	83
10.3.3 Виробниче освітлення	84
10.3.4 Виробничий шум	84
10.3.5 Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні	85
10.4 Пожежна безпека	88
10.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі	89
10.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту	89
<b>ВИСНОВОК</b>	90
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	92
<b>ДОДАТКИ</b>	95



## ВСТУП

**Актуальність теми.** При проектуванні та розвитку сучасних електричних мереж необхідно враховувати різноманітні аспекти, щоб забезпечити надійне та якісне електропостачання, використовуючи передові конструкційні принципи. Це вимагає системного підходу та контролю різних факторів, які визначають техніко-економічну ефективність електричної мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

Будівництво мережі завжди виходить із конкретної мети, для якої враховується прогноз майбутнього розвитку чи розширення мережі. Цей прогноз встановлює додаткові обмеження та вимоги, які враховуються під час проектування та будівництва мережі.

Детальні розрахункові режими для перспективного планування включають аналіз наступних факторів:

- Зміни навантаження та генерації протягом доби і року.
- Вплив погодних умов на попит на електроенергію та технічні характеристики системи.
- Прогнозування конкретних умов, таких як випадкові події, пов'язані з кліматичними умовами чи відключення електростанцій.
- Розподіл генеруючих блоків на основі ринкового моделювання або структури покриття навантаження.
- Розташування об'єктів генерації та споживання з урахуванням регіональних особливостей.
- Припущення щодо майбутнього розвитку мережі.

З практичної точки зору, електрична схема розподільних установок повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі за допомогою автоматичних засобів управління.

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в

"Правилах улаштування електроустановок" в таблицях 4.2.10-4.2.13. Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.

- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. Після затвердження конфігурації та послідовності будівництва мережі, визначаються такі параметри, як номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють заплановану конфігурацію мережі тощо. При розробці проекту встановлюється відповідна кількість та тип обладнання, визначаються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, а також вибирається оптимальний розподіл джерел реактивної потужності і необхідні засоби для регулювання напруги з метою досягнення економічності.

Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора є ключовим етапом при проектуванні та експлуатації електроенергетичної системи. Основні причини для виконання цих розрахунків включають:

1. Захист від аварій:
  - короткі замикання: релейний захист дозволяє виявити короткі замикання та інші несприятливі події, швидко відключаючи трансформатор від мережі та запобігаючи пошкодженням.
  - перевантаження: автоматика трансформатора може реагувати на перевантаження та регулювати навантаження для забезпечення оптимальної температури трансформатора.
2. Забезпечення надійності та стійкості:
  - попередження відмов: релейний захист може попередити відмови елементів мережі, таких як трансформатори, запобігаючи можливим аваріям.

- стабільність мережі: автоматика трансформатора може допомагати підтримувати стабільність напруги та інших параметрів мережі.

### 3. Ефективне управління трансформатором:

- заощадження енергії: автоматика може оптимізувати роботу трансформатора, враховуючи режими роботи та забезпечуючи ефективне використання електроенергії.

- продовження терміну експлуатації: автоматика дозволяє встановлювати оптимальні параметри для трансформатора, що може сприяти подовженню його терміну служби.

### 4. Безпека та людський фактор:

- запобігання аваріям: релейний захист та автоматика можуть допомагати запобігти аваріям, що можуть виникнути внаслідок недостатнього контролю або затримки у відключенні.

- людський фактор: автоматика виключає або мінімізує вплив людського фактору на управління системою, зменшуючи ймовірність помилок.

Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора сприяє надійному та безпечному функціонуванню електроенергетичної системи, забезпечуючи ефективний контроль та реагування на різні ситуації та аварії.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110 при розвитку електричної мережі.

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

- визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі;

- на основі аналізу основних техніко-економічних показників роботи фрагменту електричної мережі визначити доцільність виконання оптимізації;

- виконати розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична мережа напругою 110/10 кВ.

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

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи динамічного програмування. Під час визначення оптимальної схеми електричної мережі використовується симплекс-метод.

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



# 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Метод найменших квадратів дозволяє знайти аналітичний вираз  $P'_{\max}(T)$ , який найточніше відповідає залежності максимальної потужності від часу, з мінімальною похибкою. Цей метод дозволяє замінити функцію  $P_{\max}(T)$ , представлену у табличному вигляді, аналітичним виразом.

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

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

Для визначення числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  використовується метод найменших квадратів, який базується на мінімізації виразу відповідно до цього методу:

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

Після застосування процесу диференціювання до вхідної функції, кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$  представлена таким виглядом:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 928, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1871442. \end{cases}$$

звідки  $a' = -2813,45$ ,  $b' = 1,442$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,63T - 3192,995.$$

За допомогою редактора Excel отримаємо апроксимаційну характеристику, також її коефіцієнти (рис 1.1).

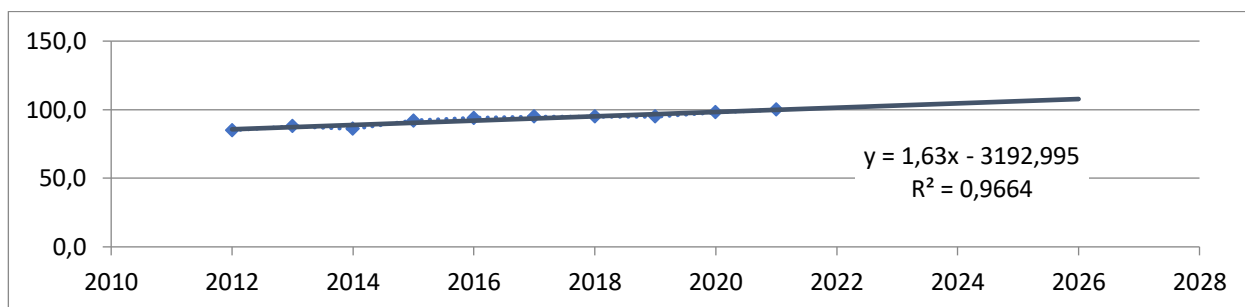


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи представлений графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що передбачається збільшення загального навантаження до 108% від проектної потужності електромережі до 2026 року, що на 8% перевищує прогноз. Таким чином, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно вжити заходів, таких як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 1.1 Розрахунок режиму існуючої електричної мережі

Результати розрахунків максимального навантаження для існуючої мережі, враховуючи прогноз, свідчать про те, що напруги в усіх вузлах відповідають установленим обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

На основі аналізу режиму максимального навантаження існуючої мережі, представленого в додатку, встановлено, що напруги в усіх вузлах відповідають установленим обмеженням або можуть бути узгоджені з ними за допомогою доступних регулюючих пристроїв.

Перевіривши струмові навантаження ліній електропередачі та трансформаторів, було встановлено, що основне обладнання працює у режимах, які є економічними або наближеними до них. Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно невеликі:

- в ПЛЕП – 3,82 МВт;
- в трансформаторах – 1,04 МВт з них холостого ходу 0,68 МВт та навантажувальні 0,37 МВт.

Було проведено аналіз відповідності струмових навантажень ліній передачі електроенергії та трансформаторів. Результати свідчать про те, що основне обладнання функціонує в економічних режимах або наближених до них, що відображено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	100-101	101-1	6-5	5-104
Марка проводу	АС-185	АС-95	АС-120	АС-150
Допустимий струм, А	510	330	370	450
Розрах. струм, А	53	16	98	25

У зоні, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередавання мають достатній резерв щодо пропускної здатності для забезпечення нових споживачів електроенергії та забезпечення необхідних рівнів напруги в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	100	101	5	6
Напруга вузла, кВ	115	114, 64	113, 59	110, 96

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень вказує на те, що струмове навантаження ПЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це створює можливість

транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без необхідності внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

З урахуванням розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2), можна визначити, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна проводити з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

## **1.2 Формування максимального графа електричної мережі**

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У території, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній залишковий резерв пропускної здатності для забезпечення перевезення електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 100 – Вінницький енерговузол з рівнем напруги 115 кВ; вузол № 101 з рівнем напруги 114,64 кВ, №5 Тульчин – 113,59кВ, №6 Рахни тяга – 110,96 кВ.

Оцінюючи розташування нових підстанцій та їх відстань до існуючої мережі, ми створили максимальний граф (рис. 1.2), який враховує всі можливі сценарії приєднання нових підстанцій.



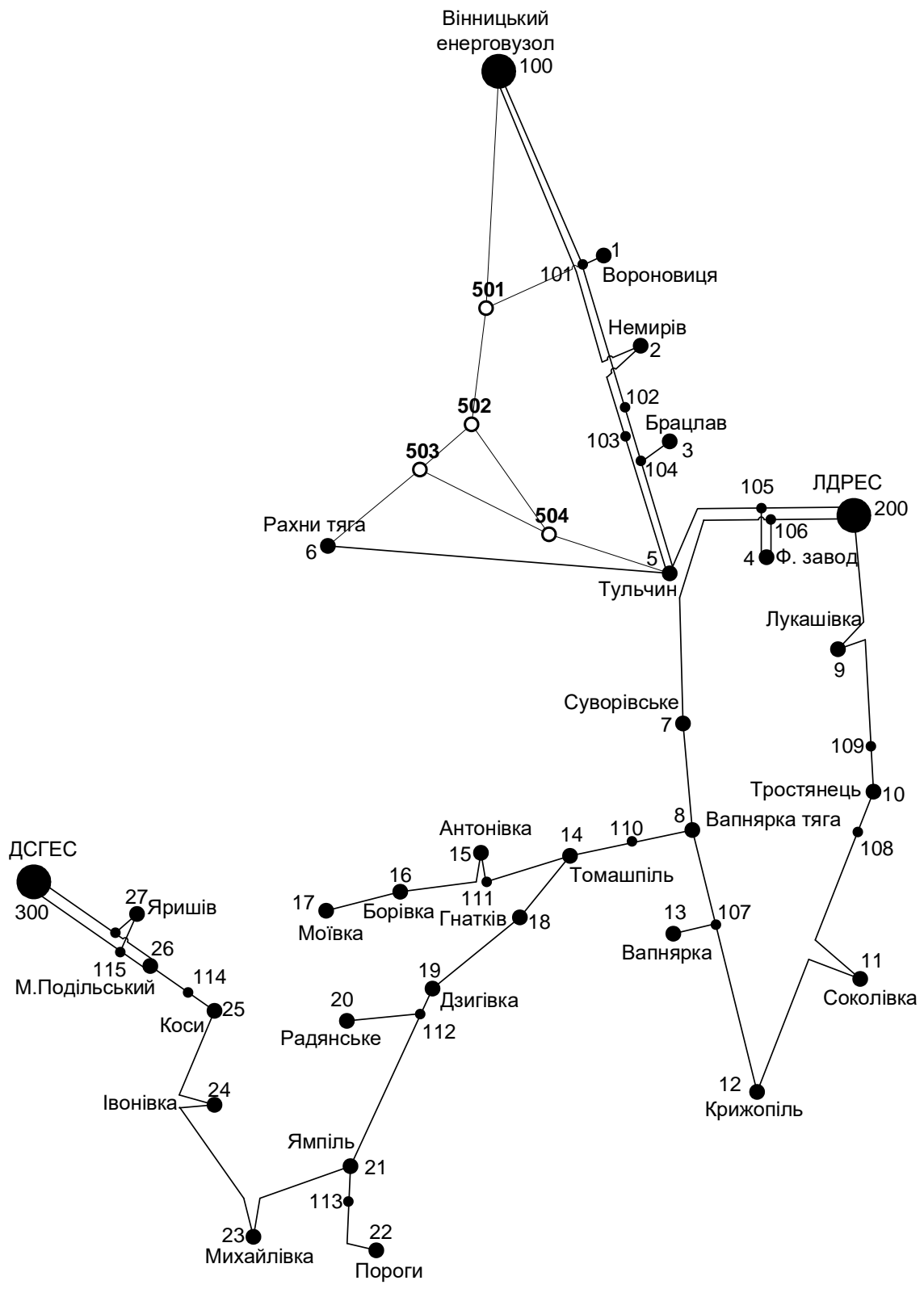


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

### 2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності  $B_i = f(P_i)$  нелінійні. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні  $P_i$ .

Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.1)$$

де  $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$ ;  $K_{0i}$  - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на  $i$ -тій ЛЕП;  $E$  - коефіцієнт дисконту ( $E=0,2$ );  $\alpha$  - 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;  $P_i$  - потужність  $i$ -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.2)$$

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

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

Згідно ПУЕ на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda 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:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.3)$$

де  $U_H$  – номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);  $\tau$  – час максимальних втрат (4849 год/рік для  $T_{нб} = 6200$  год/рік);  $C_0$  – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год;  $r_{0i}$  – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Uном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
100	501	2,5	30	110	1573,680	0,131	15107,3	5,153	15622,6
101	501	1,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	2,885	8748,6
504	5	2,5	30	110	1573,680	0,131	15107,3	5,153	15622,6
503	6	1,4	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	2,885	8748,6
501	502	1,5	18	110	1573,680	0,131	9064,4	3,092	9373,5
502	503	0,8	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,649	4999,2
503	504	1,8	21,6	110	1573,680	0,131	10877,3	3,710	11248,3
502	504	1,7	20,4	110	1573,680	0,131	10273,0	3,504	10623,4

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів  $a_i$  не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти  $b_i$  зросли (табл. 2.2).



Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції  
 дисконтованих витрат типу  $V_d = a+b \cdot P^2$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коефіцієнт a1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
100-501	2,5	16861,3	16229,8	17633,0	15107,3	95,064	16861,3	16510,5	17212,0
101-501	1,4	9442,3	9088,7	9874,5	8460,1	53,236	9442,3	9245,9	9638,7
504-5	2,5	16861,3	16229,8	17633,0	15107,3	95,064	16861,3	16510,5	17212,0
503-6	1,4	9442,3	9088,7	9874,5	8460,1	53,236	9442,3	9245,9	9638,7
501-502	1,5	10116,8	9737,9	10579,8	9064,4	57,038	10116,8	9906,3	10327,2
502-503	0,8	5395,6	5193,5	5642,6	4834,3	30,420	5395,6	5283,3	5507,9
503-504	1,8	12140,1	11685,5	12695,7	10877,3	68,446	12140,1	11887,5	12392,7
502-504	1,7	11465,7	11036,3	11990,4	10273,0	64,643	11465,7	11227,1	11704,2

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв’язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. c, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
100-501	2,5	18,5	16861,3	16528,0	17229,6	913,9	16861,3	15175,1	18547,4
101-501	1,4	18,5	9442,3	9255,7	9648,6	511,8	9442,3	8498,1	10386,5
504-5	2,5	18,5	16861,3	16528,0	17229,6	913,9	16861,3	15175,1	18547,4
503-6	1,4	18,5	9442,3	9255,7	9648,6	511,8	9442,3	8498,1	10386,5
501-502	1,5	18,5	10116,8	9916,8	10337,7	548,3	10116,8	9105,1	11128,4
502-503	0,8	18,5	5395,6	5289,0	5513,5	292,4	5395,6	4856,0	5935,2
503-504	1,8	18,5	12140,1	11900,2	12405,3	658,0	12140,1	10926,1	13354,1
502-504	1,7	18,5	11465,7	11239,0	11716,1	621,4	11465,7	10319,1	12612,2



2. II-ий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі. Це досягається за допомогою Симплекс-алгоритму (СА).

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

1. Змінними  $x_i$ , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти  $c_i$  функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки модель була побудована з урахуванням заданих напрямків потужності в максимальному графі, може виникнути ситуація, коли деякі змінні приймають від'ємні значення. Це протиріччя може бути вирішено шляхом введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. рис. 2.1 та 2.5.

Номінальний	Варіанти ЛЕП															Потужності вугіля	Необхідно до вугіля		
	300-501	101-501	504-5	503-6	501-502	502-501	502-508	503-502	503-504	504-509	502-504	504-502	0-0	0-0					
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.40	12.40	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	16.50	16.50	
503	0	0	0	-1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	
504	0	0	-1	0	0	0	0	0	1	-1	1	1	-1	0	0	0	-0.10	-0.10	
Коефіцієнти цільової функції	2135.330	1195.710	2135.330	1195.710	1201.200	1201.200	601.300	601.300	2527.443	2527.443	1472.000	1472.000	0.000	0.000				0.000	
Потужності ЛЕП																			
Постійні складові витрат	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000			0.000
Варіант 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	0.000			0.000
Додатковий витрати, тис. грн																			0.000

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 1)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.2.

Номери вузлів	Переток ЛП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	100-501	101-501	504-5	503-6	501-502	502-501	502-503	503-502	503-504	504-503	502-504	504-502	0-0	0-0				
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	16.50	0.00	
503	0	0	0	-1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0.00	0.00	
504	0	0	-1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	-0.10	0.00	
Коефіцієнти цільової функції	2135.330	1195.709	2135.330	1195.709	1201.203	1201.203	603.300	603.300	1537.443	1537.443	1452.030	1452.030	0.000	0.000			67095.210	
Потужність ЛП	0.000	20.0	0.000	0.000	16.400	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.100	0.000	0.000				
Постійні складові витрат	0.000	0460.104	15107.329	0.000	9064.390	0.000	0.000	0.000	0.000	10077.277	0.000	10272.904	0.000	0.000			53702.092	
Змінні складові витрат	0.000	2393.266	0.000	0.000	331.490	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	237.427	0.000	0.035	0.000	0.000		3462.213	
Дисконтовані витрати тис. грн																		57244.311

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

У контексті симплекс-методу, необхідно внести корективи до коефіцієнтів цільової функції, оскільки перетоки по лініям можуть змінюватись. Внаслідок цього, ми змінюємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок, як показано на рис. 2.3.

Номери вузлів	Переток ЛП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	100-501	101-501	504-5	503-6	501-502	502-501	502-503	503-502	503-504	504-503	502-504	504-502	0-0	0-0				
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	16.50	0.00	
503	0	0	0	-1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0.00	0.00	
504	0	0	-1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	-0.10	0.00	
Коефіцієнти цільової функції	2135.330	376.352	2135.330	1195.709	603.400	1201.203	603.300	603.300	1537.443	1537.443	1452.030	1452.030	0.000	0.000			53702.092	
Потужність ЛП	0.000	20.0	0.000	0.000	16.400	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.100	0.000	0.000	0.000			3462.213	
Постійні складові витрат	0.000	0460.104	0.000	0.000	9064.390	0.000	0.000	0.000	4034.345	0.000	10077.277	0.000	0.000	0.000			3462.213	
Змінні складові витрат	0.000	2393.266	0.000	0.000	331.490	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	243.400	0.000	0.000	0.000			36704.277	
Дисконтовані витрати тис. грн																		36704.277

Рисунок 2.3 – Внесення змін в вартісні коефіцієнти шляхом модифікації перетоків потужності через лінії

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Переток ЛП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах		
	100-501	101-501	504-5	503-6	501-502	502-501	502-503	503-502	503-504	504-503	502-504	504-502	0-0	0-0				
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00	
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	0	16.50	0.00	
503	0	0	0	-1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0.00	0.00	
504	0	0	-1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	-0.10	0.00	
Коефіцієнти цільової функції	2135.330	376.352	2135.330	1195.709	603.400	1201.203	603.300	603.300	1537.443	1537.443	1452.030	1452.030	0.000	0.000			31077.940	
Потужність ЛП	0.000	20.0	0.000	0.000	16.400	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.100	0.000	0.000			43509.208	
Постійні складові витрат	0.000	0460.104	0.000	0.000	9064.390	0.000	0.000	0.000	4034.345	0.000	10077.277	0.000	10272.904	0.000	0.000		3462.213	
Змінні складові витрат	0.000	2393.266	0.000	0.000	331.490	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	237.427	0.000	0.035	0.000	0.000		40771.521	
Дисконтовані витрати тис. грн																		40771.521

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

Оскільки потоки змінились малозначно, а вартість значно зросла, ми повертаємось до попередньої ітерації і вважаємо її оптимальною.

У таблиці на рис. 2.3 представлено схему ЕМ, яка забезпечує мінімальні витрати. Графічне зображення цієї схеми подано на рис. 2.6. Проте ця схема не відповідає вимогам надійності для нових споживачів, тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для створення замкнених контурів.

Таким чином, було вирішено побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 504-5 довжиною 16,8 км, щоб забезпечити живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення. Отримана конфігурація мережі дозволить задовольнити потреби всіх споживачів відповідно до їх категорій. Таке рішення зміцнить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить існуючі ЛЕП.

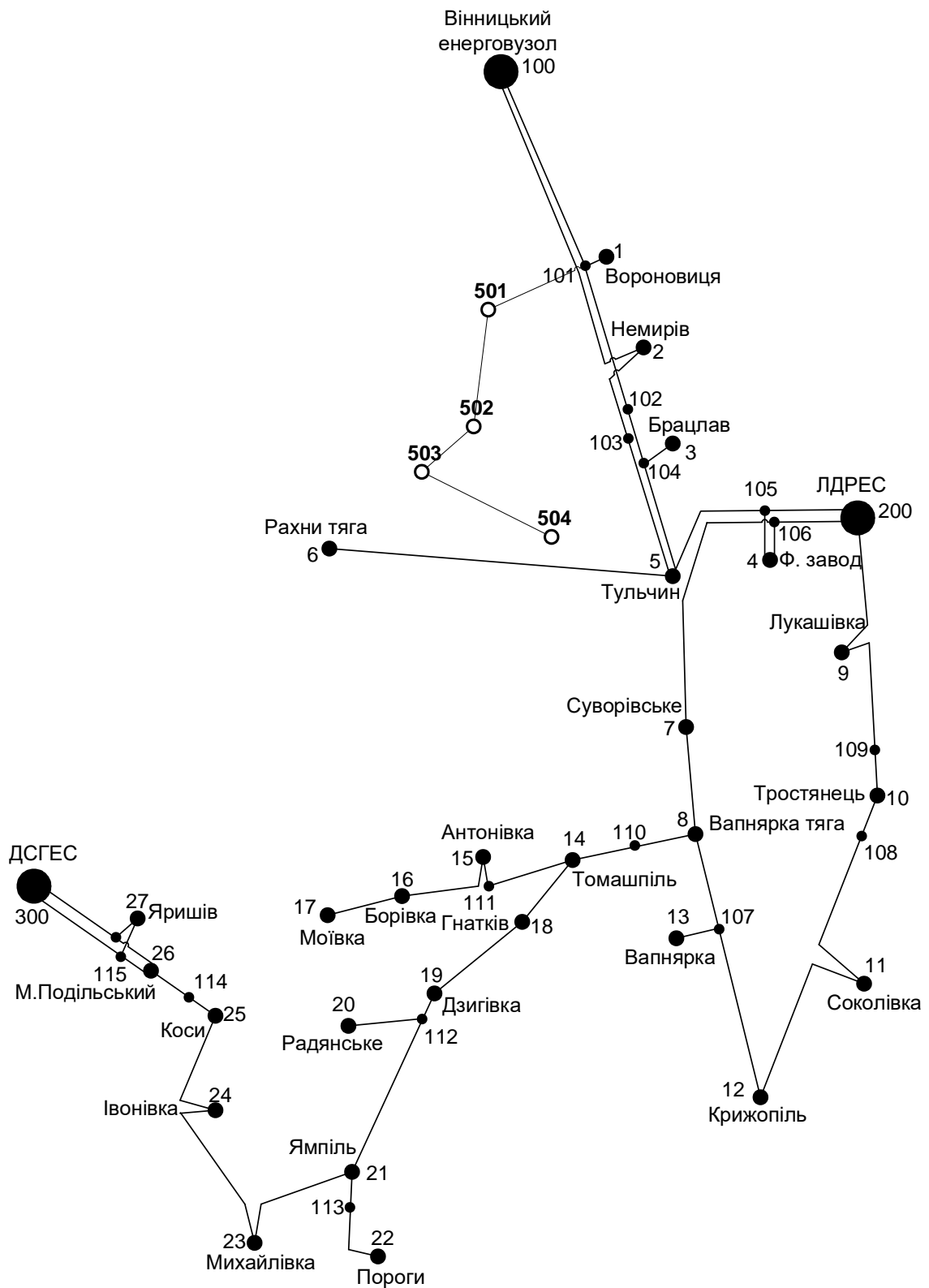


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

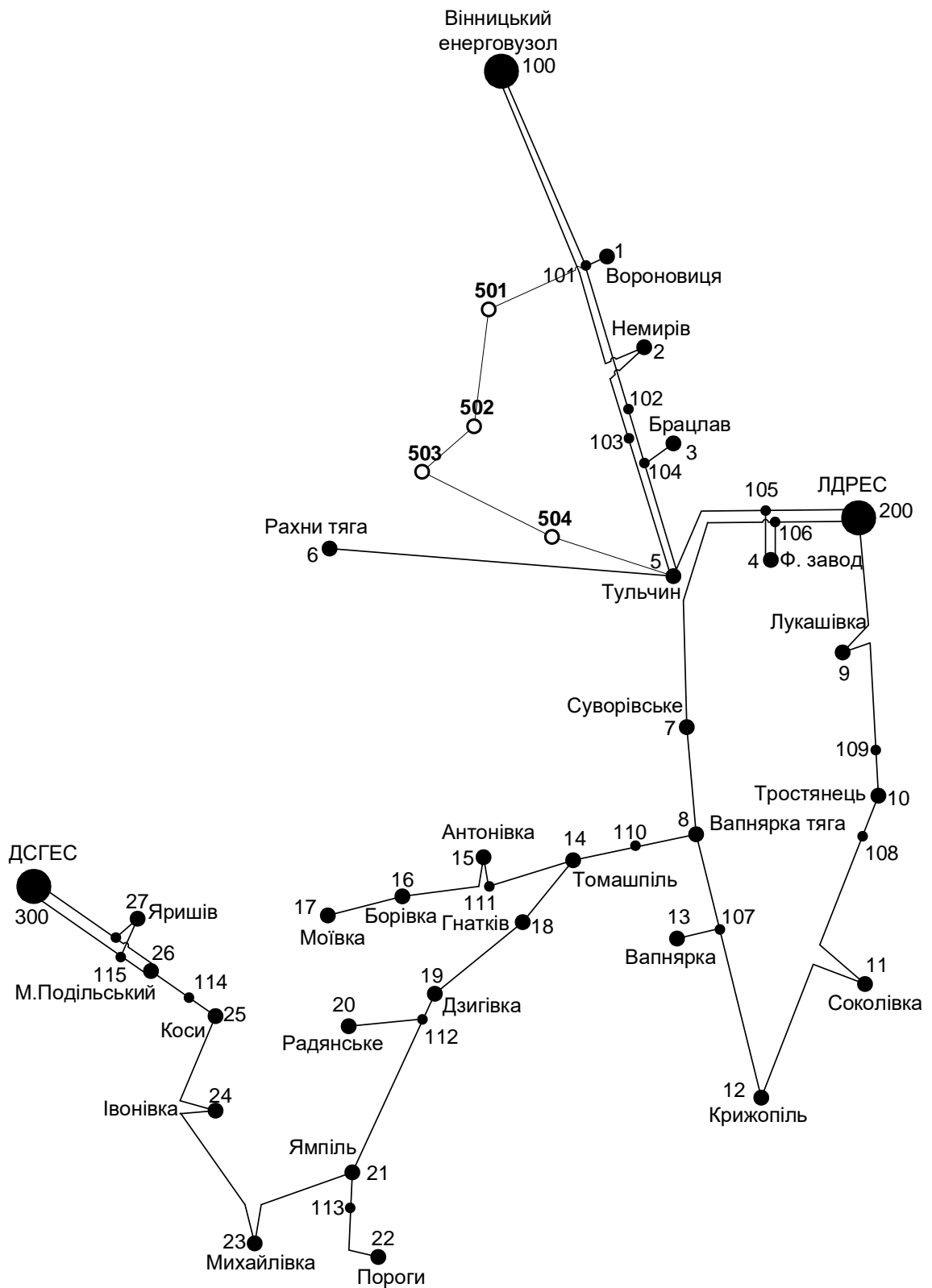


Рисунок 2.6 – Оптимальна конфігурація електричної мережі з урахуванням вимог до надійності для споживачів першої категорії

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

У енергетичній галузі, для вирішення задач оптимізації, які пов'язані з плануванням перспективного розвитку електромереж і враховують часовий фактор, використовуються не лише методи лінійної та нелінійної оптимізації, але й метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування і дозволяє оптимізувати багатокрокові процеси для функцій з багатьма змінними. При використанні динамічного програмування, операція розбивається на послідовні кроки, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

#### 3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Необхідно розробити схему електричної мережі для забезпечення електропостачання нових навантажень, які будуть введені протягом двох років у вузлах 701, 702, 703, 704.

Запишемо цільову функцію:

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

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



Значення  $V_t$  для кожного року визначаються за формулою:

$$V_t = K \times K_d + E, \quad (3.2)$$

Для вирішення вказаних задач (3.1), можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема, метод динамічного програмування.

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

На прямому етапі рухаючись від першого року до останнього, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок обирається таким чином, щоб сумарні витрати на поточний та наступний рік були мінімальними.

$$(V_i + V_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

Таким чином, перша етап включає розрахунок витрат на перший рік, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий результат відображає оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, через невідомість варіантів наступних років на попередніх етапах, отриманий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На другому етапі здійснюється рух від останнього року до першого, де уточнюються параметри електричної мережі та траєкторія оптимального будівництва згідно з критерієм (3.3).

Задача динамічного програмування формулюється з використанням цільової функції (3.1), де функція витрат може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Тому, згідно з завданням для оптимізації ЕМ, що розглядається:

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

З Excel беремо  $a_i$  та  $b_i$ . Врахуємо обмеження на найбільшу довжину побудованої лінії електропередавання впродовж року, які виражаються у нерівності  $L_{\max} \leq 35$  км, а також враховуються обмеження щодо балансу потужностей.

**Перший крок.** Впродовж 4-х років потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. В зв'язку з тим, що за 1 рік не можна вводити більше ніж 35 км ліній, то поступово підключатимемо нових споживачів.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноступові лінії до пунктів 101-501 та 501-502.

Сумарне збільшення довжини ЛЕП:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{101-501} + \Delta L_{501-502} = 16,8 + 18 = 34,8 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються  $B_t$  для кожної ЛЕП, що будується впродовж 1-го року. Аналогічно виконуємо розрахунки для інших варіантів розвитку схеми. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

**Другий крок.** Для другого року, врахувавши розвиток на 1-му році, формуємо варіанти електропостачання. Для кожного варіанту другого року враховуємо обмеження по введеній довжині ЛЕП.

На другому році розвитку для варіанту 1 будуємо одноланцюгову ЛЕП 502-503, 503-504. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

**Третій крок.** Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. Аналогічно враховуємо обмеження по введеній довжині ЛЕП для кожного варіанту третього року. Для варіанту 1 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 5-504. Результати розрахунків подано в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
1	101-501	16,8	31,61226	34,8	31120,99	63373,71	52811,42	52811,42
	501-502	18	18,04853		32252,710			
2	101-501	16,8	13,56374	16,8	29888,17	29888,17	24906,81	24906,81
3	5-504	30	8,860185	30	53086,96	53086,96	44239,13	44239,13

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
11	502-503	9,6	0,109385	31,2	16920,01	55142,62	38293,49	91104,91
	503-504	21,6	8,860185		38222,61			
12	5-504	30	8,860185	39,6	53086,96	70073,12	48661,89	101473,3
	502-503	9,6	8,7508		16986,16			
13	5-504	30	8,860185	30	53086,96	53086,96	36865,94	105898,4
14	502-503	9,6	8,7508	9,6	16986,16	69797,59	48470,55	101282
21	501-502	18	26,79932	27,6	32888,49	49874,65	34635,18	59541,98
	502-503	9,6	8,7508		16986,16			
22	5-504	30	8,860185	30	53086,960	53086,96	36865,94	61772,75
23	501-502	18	18,04853	18	32252,710	32252,71	22397,72	47304,53
31	504-503	21,6	26,79932	31,2	39466,19	56667,64	39352,52	83591,66
	503-502	9,6	18,04853		17201,45			
32	1-501	16,8	31,61226	34,8	31120,99	63373,71	44009,52	88248,65
	501-502	18	18,04853		32252,71			

33	503-504	21,6	8,7508	21,6	38218,86	38218,86	26540,88	70780,01
34	1-501	16,8	13,56374	16,8	29888,17	29888,17	20755,67	64994,81

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Vi	Vi,сум	Vt	Вартість
111	5-504	30	5,51	30	52956,97	52956,97	30646,4	121751,3
121	503-504	21,6	14,33	21,6	38469,2	38469,2	22262,27	123735,6
131	502-503	9,6	5,48	31,2	16945,95	55415,14	32068,95	137967,3
	503-504	21,6	14,33		38469,2			
141	503-504	21,6	8,7508	21,6	38218,86	38218,86	22117,4	101282
142	504-5	30	8,860185	30	53086,96	53086,96	30721,62	132003,6
211	503-504	21,6	8,7508	21,6	38218,86	38218,86	22117,4	81659,38
212	5-504	30	8,860185	30	53086,96	53086,96	30721,62	90263,6
221	501-502	18	26,79932	27,6	32888,49	49874,65	28862,65	90635,4
	502-503	9,6	8,7508		16986,16			
231	504-503	21,6	26,79932	31,2	39466,19	56667,64	32793,77	80098,3
	503-502	9,6	18,04853		17201,45			
311	501-502	18	12,57	34,8	31980,97	62628,87	36243,56	119835,2
	501-101	16,8	26,2		30647,9			
321	502-503	9,6	5,48	31,2	16945,95	55415,14	32068,95	120317,6
	503-504	21,6	14,33		38469,2			
331	503-502	9,6	8,7508	27,6	16986,16	49874,65	28862,65	99642,66
	502-501	18	26,79932		32888,49			
332	1-501	16,8	31,61226	34,8	31120,99	63373,71	36674,6	107454,6
	501-502	18	18,04853		32252,71			
341	501-502	18	26,79932	27,6	32888,49	49874,65	28862,65	93857,45
	502-503	9,6	8,7508		16986,16			
342	503-504	21,6	9,18834	31,2	38234,12	55435,57	32080,77	97075,58
	503-502	9,6	18,04853		17201,45			
343	501-502	18	18,04853	39,6	32252,71	70475,32	40784,33	105779,1
	503-504	21,6	8,860185		38222,61			

Таблиця 3.4 - Можливі варіанти розвитку для четвертого року

1411	5-504	30	5,51	30	52956,97	52956,97	25538,66	126820,6
1421	503-504	21,6	14,33	21,6	38469,2	38469,2	18551,89	150555,5
2111	5-504	30	5,51	30	52956,97	52956,97	25538,66	107198
2121	503-504	21,6	14,33	21,6	38469,2	38469,2	18551,89	108815,5
2311	5-504	30	5,51	30	52956,97	52956,97	25538,66	105637
3311	101-501	16,8	26,2	16,8	30647,9	30647,9	14780,04	114422,7
3321	502-503	9,6	5,48	9,6	16945,95	16945,95	8172,235	115626,8
3411	503-504	21,6	14,33	21,6	38469,2	38469,2	18551,89	112409,3
3421	501-502	18	12,57	18	31980,97	31980,97	15422,92	112498,5
3431	503-504	21,6	14,33	21,6	38469,2	38469,2	18551,89	124331

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По  $V_{\Sigma}$  з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 2311 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 спричинило зміни перетоків потужності в лініях електропередавання, які були побудовані на 1-му, 2-му та 3-му роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування

Варіант схеми	ЛЕП	L	P	$L_{\text{сум}}$	$V_i$	$V_{i,\text{сум}}$	$V_t$	Вартість
2311	5-504	30	5,51	30	52956,97	52956,97	25538,66	97552,67
231	504-503	21,6	14,33	31,2	38469,2	55415,14	32068,95	72014,01
	503-502	9,6	5,48		16945,95			
23	501-502	18	12,57	18	31980,97	31980,97	22209,01	39945,06
2	101-501	16,8	26,2	16,8	30647,9	30647,9	17736,05	17736,05

Використання схеми, обраної за симплекс-методом та розрахункових потужностей у лініях має змогу скоротити кількість обчислень, оскільки використання зворотного ходу виявляється непотрібним.

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

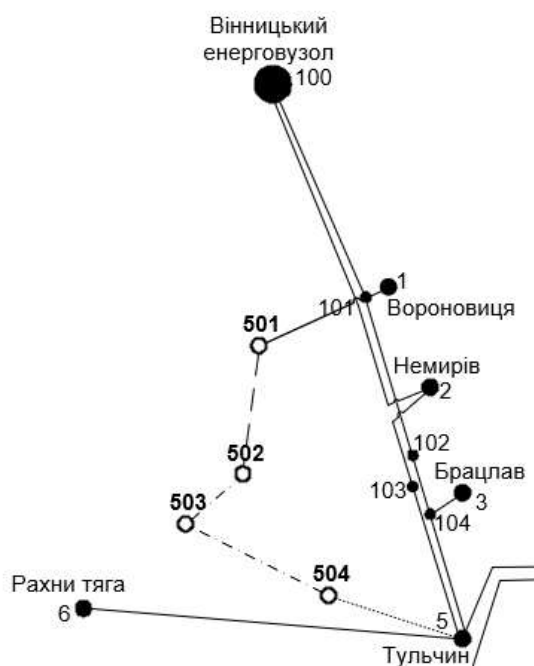


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

**На першому році:**

————— будівництво лінії електропередач: 101 - 501;

**На другому році:**

----- будівництво ліній електропередач: 501-502, 502-503;

**На третьому році:**

..... будівництво ліній електропередач: 503 - 504, 503 - 502;

**На четвертому році:**

————— будівництво ліній електропередач: 504 - 5.

### 3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП  $I_{\max}$  та з урахуванням

середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за виразом 3.5:

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

Час найбільших навантажень  $T_{нб} = 6200$  (год). Отже  $\alpha_T = 1,05$ , оскільки  $T_{нб} < 6000$  годин, район ожеледі – III, тому  $\alpha_1 = 1$ .

$$I_{розр101-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{22,42}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 157,82 \text{ (A)};$$

$$I_{розр501-502} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{10,1317}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 76,66 \text{ (A)};$$

$$I_{розр502-503} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{5,16}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 30,35 \text{ (A)};$$

$$I_{розр503-504} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{13,13}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 81 \text{ (A)};$$

$$I_{розр504-5} = 1 \cdot 1 \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 38,74 \text{ (A)}.$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження  $T_{нб}$  (6200 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

$$F_{розр} = \frac{I_{розр}}{J_{ек}}; \quad (3.6)$$

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

$$F_{розр101-501} = \frac{I_{розр}}{J_{ек}} = \frac{157,82}{0,7} = 225,46 \text{ (мм}^2\text{)};$$

$$F_{\text{розр}501-502} = \frac{76,66}{0,7} = 109,5 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}502-503} = \frac{30,35}{0,7} = 45 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}503-504} = \frac{81}{0,7} = 115,7 (\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}504-5} = \frac{38,74}{0,7} = 55,34 (\text{мм}^2).$$

Згідно ПУЕ електрична мережа напругою 110 кВ повинна прокладатись проводом АС 240/39, проте допустимо її прокладати і проводом марки АС-120/19, отже приймаємо АС-120/19 для усіх ділянок мережі, а для ділянки 101-501 – АС – 240/39.

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 101-501;

2й – розрив лінії 5-504;

3й – розрив лінії 101-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 5-504 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 503-502;

6й – розрив лінії 503-504.

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа6, А	Іпа, А max	Іпа Доп.	Марка проводу
101-501	0	198,35	0	242,52	189,6	244,3	244,3	450	АС-240/39
501-502	79,35	117,35	79,35	158,7	108,25	160,4	160,4	390	АС-120/19
502-503	188,56	0,41	188,67	49,39	0	50,86	188,67		АС-120/19
503-504	247,782	46,32	247,95	1,99	80,54	0	247,95		АС-120/19
504-5	214,72	0	259,36	0	0,35	46,3	259,36		АС-120/19



## 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

У роботі не проведено детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях в нормальних режимах, враховуючи графік роботи, коефіцієнт початкового навантаження та температуру навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування може виникати ситуація, коли потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях обирається з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, але лише впродовж максимум 6 год. але не довше п'яти днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

1. Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії, то повинно бути встановлено не менше двох трансформаторів.

2. На підстанціях, які забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, хоча такі можливості в даний час є досить обмеженими.

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{1,4 \cdot (n_{\text{т}} - 1)} \quad (4.1)$$

де  $n_{\text{т}}$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{13,56}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,9} = 10,76 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 10.0 МВА.

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

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 0,7-0,8$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Результати проведених розрахунків свідчать, що трансформатори, які були обрані з врахуванням встановленої потужності, здатні не лише забезпечити надійне електропостачання споживачів, але й сприяють розвитку споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій був здійснений за аналогічними принципами, і отримані результати можна знайти в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u <sub>k</sub> %	ΔPk кВт	ΔPx кВт	I <sub>x</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQx кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
502	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_H} \leq 0.7 - 0.8. \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{15,07}{2 \cdot 10} = 0,75 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з2.па} = \frac{20,1}{2 \cdot 16} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з3.па} = \frac{9,72}{2 \cdot 6,3} = 0,77 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{з4.па} = \frac{8,86}{2 \cdot 6,3} = 0,7 \leq 0,7 - 0,8.$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 0,7-0,8$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Аналогічно вибираємо трансформатори для інших підстанцій та зводимо отримані результати до табл. 4.1.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, а також роль і положення підстанції в електричній мережі, включаючи лінії і трансформатори.

Електрична схема підстанції повинна відповідати наступним функціям, враховуючи її місце в електричній мережі:

- Забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах згідно з вимогами надійності електропостачання та наявністю резервних джерел живлення.
- Забезпечувати надійний транзит потоків електроенергії через підстанцію у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах залежно від значення для конкретного ділянки мережі.
- Враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку навантаження мережі та інші фактори. Розвиток підстанції має відбуватися етапами, з врахуванням простоти і економічності, мінімізуючи роботи з реконструкції і забезпечуючи мінімальне обмеження електропостачання споживачів.
- Враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

При проектуванні нових підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, переважно використовуються електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13.

При будівництві нових електричних підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, рекомендується застосовувати переважно електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Для забезпечення підвищеної надійності та безпеки обслуговування підстанцій, ці схеми повинні бути оснащені комутаційними елементами та додатковими компонентами, які відповідають вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові

схеми електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ для електричних підстанцій».

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції, становить дві, для цих вузлів була обрана схема "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів" (рис. 5.1).

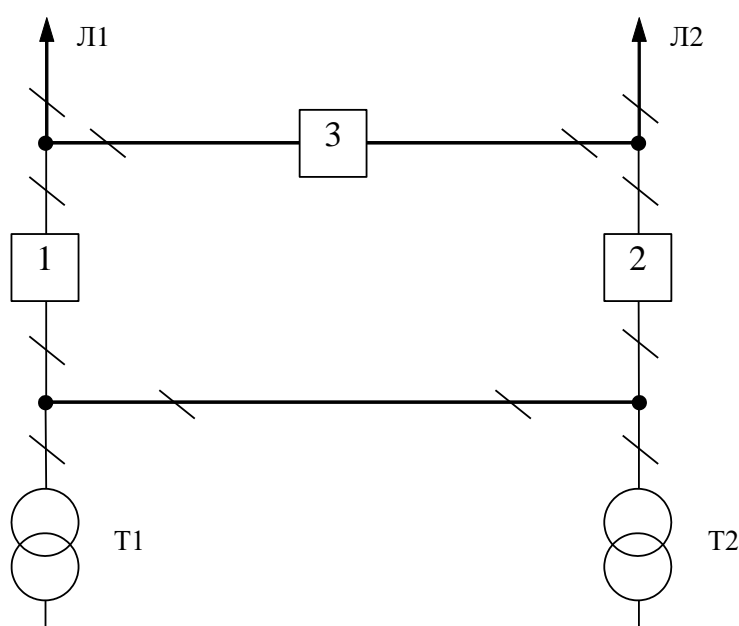


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

Наведена схема забезпечує транзит електричної енергії при відмові або виведенні в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

### 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Тульчин (вузол 5) пропонується залишити наявну схему, а саме «Одна

секціонована система збірних шин з обхідною» (рис. 5.2). Дана схема має можливість живити 3-6 приєднань, а отже забезпечує перспективний розвиток.

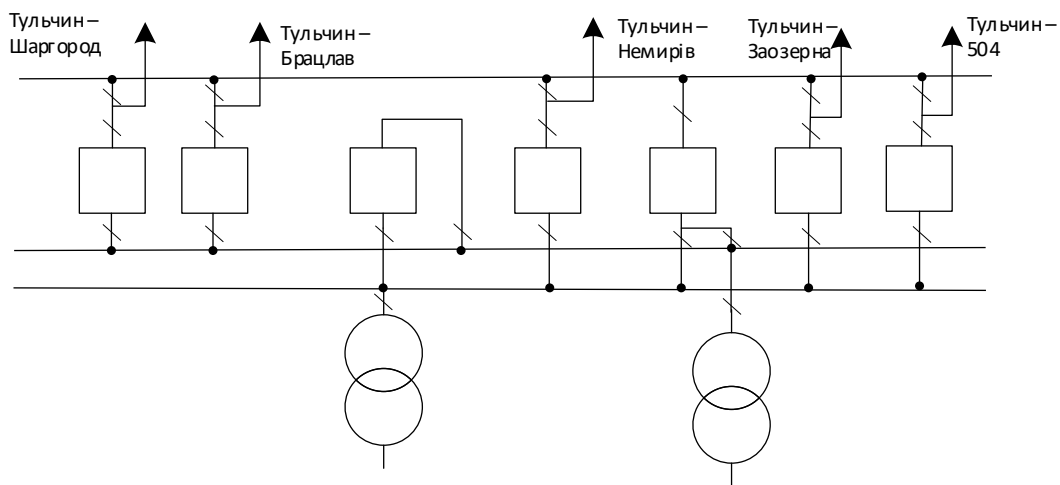


Рисунок 5.2 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Нова мережа має двобічне живлення, то для її приєднання можна використати найпростіші схеми. Тому для підстанції «Тульчин» залишаємо схему «Одна секціонована система збірних шин з обхідною», а для 101 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

### 5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми підстанції з генеруванням 502.

Використовуємо для визначення показників надійності формалізований метод, а саме - табличний метод В.Д. Тарівердієва. Вихідні дані:

- параметри потоку раптових відмов вимикачів розподільних пристроїв та елементів, що комутуються,  $\omega_i$  (1/рік);
- тривалість планових ремонтів  $T_{\Pi}$  (год);
- час поновлення вимикачів  $T_B$  (год);
- час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год);
- періодичність  $m$  (1/рік);
- час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_P$  (год).

Проводимо розрахунок відповідно до форми таблиці 5.1. У лівому стовпці виписуємо елементи і наслідки відмов, що розглядаються, а також відповідні параметри потоку відмов. У верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи розподільних пристроїв –  $K_j$ , які в даному випадку знаходяться як  $K_j = K_{\Pi} = 3 \cdot 10^{-4}$  (відносних одиниць).

Для нормального режиму роботи розподільного пристрою присвоюємо номер 0; приймаємо коефіцієнт нормального режиму:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (5.4)$$

де  $n$  – кількість вимикачів в розподільних пристроях.

Згідно з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9991.$$

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

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

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

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

де  $T_{П1} = 45$  год;

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримуємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 5.1).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 502)

Вимикач що відмовив	Параметр потіку відмов $w_i$	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=4,57$		
		Q1	Q3	Q2
Q1	0,03		ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, Л-2, Л-1	ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)
			ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, D (Л-2, Л-1)	ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)
Q3	0,03	ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, Л- 2, Л-1		ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)
		ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, D (Л-2, Л-1)		ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)
Q2	0,03	ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, Л- 2, Л-1	ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, Л-2, Л-1	
		ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)	ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)	

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

Для обрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (5.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (5.6) та недовідпуск електроенергії (5.7).



Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ( $Z_0 = 300$  грн./кВт·год.).

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)	1	1	0,03	0,03
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)	1	1	0,03	0,03
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, Л-2, Л-1	4	1	0,03	0,12
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, D (Л-1, Л-2, Т-2)	0	15,5	0,03	0
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, D (Л-1, Л-2, Т-1)	0	15,5	0,03	0
ЛЕП, ЛЕП, D (Л-1, Т-1), D (Л-2, Т-2)	0	15,5	0,03	0
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Т-1, D (Л-1, Л-2)	2	15,5	0,03	0,06
ЛЕП, ЛЕП, Т-1, Л-1, D (Л-2, Т-2)	2	15,5	0,03	0,06
ЛЕП, ЛЕП, Т-2, Л-2, D (Л-1, Т-1)	2	15,5	0,03	0,06

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.5)$$

$$W_{рик} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

$W_{рик}$ , МВт·год	$\Delta W_{нд}$ , МВт·год	$M_{зб}$ , тис. грн.
250251	0,541	162,373

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

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

### 6.1 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. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти  $f=f_{\text{ном}}$  для вузлів 601,602,603,604 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 36,9 + 0.05 \cdot 36,9 = 35,055 \text{ (МВт)},$$

де  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;  $\sum P_{\text{ні}}$  – сумарна активна потужність навантажень;  $\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$  – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах (5 % від);  $\sum P_{\text{ні}}$ ;  $K = 0.9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (6.2)$$

$$Q_{\Gamma} = 35,055 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 11,147 \text{ (МВАр)},$$

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

Загальна реактивна потужність, яка споживається в районі, визначається шляхом сумування відповідних навантажень у окремих точках з урахуванням коефіцієнта одночасності. Для реактивних навантажень, цей коефіцієнт орієнтовно становить 0.95.

Розрахунок генерування реактивної потужності відрізка ЛЕП – 101-501:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (6.3)$$

$$Q_{\text{ЛЕП101-501}} = 113,17^2 \cdot (3,02 \cdot 10^{-6} \cdot 16,8) = 0,65 \text{ (МВАр)}.$$

Аналогічно розраховуємо і для інших відрізків. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,65 + 0,332 + 0,765 + 1,099 + 1,345 = 4,191 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 19,55 = 18,573 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 18,573 = 1,857 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 18,573 + 1,857 - 11,147 - 1,476 - 4,191 = 3,616 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 18,573 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 11,147 МВАр, бачимо, що доцільно встановити компенсуючі пристрої УКРЛ56-10,5-3600-450 УЗ на 3600 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 502.

## **7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ**

Проводимо розрахунок встановленого режиму вхідної електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати «RVM – Hign». Цей комплекс програмного забезпечення надає можливість виконати розрахунок усталеного режиму на основі вказаної інформації про відгалуження (довжина та марка) та вузли (номінальна напруга, кількість та тип трансформаторів) вхідної електричної мережі, яка працює при напрузі 110/35/10 кВ.

### **7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків**

Результати розрахунків за програмою надають інформацію про втрати потужності та електроенергії в електричній мережі, а також про стан усталеного режиму. Зокрема, програма видає дані про рівні напруг у вузлах ЕМ та струмів у її вітках. Результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ наведені в додатках у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках та результати розрахунків по вузлах.

Файл з вхідними даними, враховуючи розвиток та отримані результати розрахунків зведено в додаток Г.

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

Режим мінімальних навантажень характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. При цьому режимі рівень напруги в балансуємих вузлах приймаємо рівною 110 кВ.

Післяаварійний режим - це режим функціонування енергосистеми, в якому передбачено планове обмеження навантаження на певні споживачі з метою забезпечення належної надійності та якості електропостачання

залишковим частинам споживачів. Рівень напруги в балансувальних вузлах приймається на рівні 121 кВ.

Проаналізувавши отримані дані, бачимо, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі  $\pm 10\%U_{\text{ном}}$ .

Дані для визначення мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після проведення розширення подано в додатках Г, відповідно.

Мережа електропостачання відзначається низькими втратами потужності на рівні 4,1 МВт. У додатках представлені вхідні дані та результати розрахунків для мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після впровадження розширень.

## **7.2. Регулювання напруги у мережі**

Нормальна робота споживачів залежить від забезпечення стабільних значень частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Одним із основних завдань є підтримка потрібних параметрів напруги в розподільчих мережах напругою 10 кВ. Для цього використовуються трансформатори з регульованим перетворенням напруги (РПН), які здійснюють регулювання напруги в центрах живлення. У цьому розділі виконується вибір оптимальних налаштувань трансформаторів. Метою регулювання напруги є забезпечення нормативних відхилень напруги на вторинних шинах підстанцій.

Значення напруг в вузлах на високій та низькій сторонах без впливу РПН наведені у таблиці 7.1.

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	111,8	106,58	118,03
502	110,56	105,26	116,88
503	110,7	105,41	117,02
504	111,86	106,63	118,1

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,21	9,68	10,83
502	10,13	9,6	10,77
503	10,07	9,53	10,71
504	10,72	10,22	11,32

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{ВН}}, \quad (7.2)$$

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

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

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}}. \quad (7.3)$$

Визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, враховуючи межі регулювання і номінальний коефіцієнт трансформації.

Обрані трансформатори мають напругу ВН - 115 кВ, а НН – 10,5 кВ. Межі регулювання трансформаторів  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Дійсний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10.5} = 10.9. \quad (7.4)$$

З урахуванням обмежень регулювання, кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступній відпайці, буде обчислюватись шляхом множення розрахованого коефіцієнта трансформації ( $K_{Тд}$ ), який визначається за виразом (7.4), на відносну кількість робочих витків, що відповідає даній відпайці. Коефіцієнт трансформації для ЕОМ, натомість, є оберненим значенням дійсного коефіцієнта трансформації. За допомогою формули (7.2) ми розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, які будуть приведені до сторони ВН.

$$\Delta U_{T501} = \frac{(13,56) \cdot (7,95 / 2) + (6,57) \cdot (139 / 2)}{111,8} = 4,6 \text{ (кВ)}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{111,42 - 4,6}{10,5} = 10,2.$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T701д} = 10,298$ , що відповідає 10-й відпайці.

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

$$U_{HH501д} = \frac{111,8 - 4,6}{10,298} = 10,4 \text{ (кВ)}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К <sub>Т6</sub>	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Виконуємо розрахунок для інших нових вузлів споживання схеми аналогічно і заносимо їх до таблиці 7.4.



Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	4,56	10,2	10,41	10	10,298	0,097
502	3,80	10,1	10,53	11	10,141	0,098
503	4,80	10,0	10,44	11	10,141	0,098
504	0,58	10,7	10,33	7	10,768	0,092

В роботі проведено розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Г) в зв'язку з розробкою 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 Г). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

## 8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

В роботі було проведено розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку 110 кВ електричної мережі, включаючи вибір головних схем вузлових та споживальних підстанцій, обладнання підстанцій та електричних мереж, аналіз режиму максимальних навантажень та розробку заходів для підтримки якості напруги в системі. Проведені розрахунки дали можливість проаналізувати економічну ефективність проекту розвитку ЕМ.

В енергетичній галузі для оцінки економічної ефективності проекту застосовується показник рентабельності капіталовкладень. Оскільки проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років, формула для цього показника матиме наступний вигляд:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (8.1)$$

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:

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

де:  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 2,65$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);  $W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год;  $B$  – додаткові щорічні

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

де  $K_t$  – капіталовкладення, тис.грн.;

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

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

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

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

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

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

$\tau$  – час максимальних втрат (3633 год);

$\Delta L_i$  – довжина  $i$ -тої 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  $\Delta W_t$ .

Капіталовкладення:

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

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

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

Підвищення обтяження, яке було визначено в результаті прогнозування навантаження на наступний період, не призвело до необхідності розширення потужності трансформаторів.

Згідно з остаточним варіантом розвитку електричної мережі, передбачено будівництво нових енергетичних об'єктів.

**На першому році:**

- будівництво лінії електропередач: 101-501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- спорудження відгалужувальної опори від ПЛ Вороновиця – Немирів (вузол 101).

**На другому році:**

- будівництво ліній електропередач: 501-502;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502;

**На третьому році:**

- будівництво ліній електропередач: 504-503 та 503-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 503 та 504.

**На четвертому році:**

- будівництво лінії електропередач: 5-504;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Тульчин (вузол 5).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- 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, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	<b>19004,222</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,550	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	2509,418	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	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,768	125,424	12	4852,308
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>849,552</b>	<b>6598,895</b>	<b>192,694</b>	<b>203,984</b>	<b>22</b>	<b>7867,124</b>

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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 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>84</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 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>1509,318</b>	<b>8496,762</b>	<b>428,965</b>	<b>294,39</b>	<b>13,25</b>	<b>10942,685</b>	<b>1509,318</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>56137,87</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість облаштування відгалужувальної опори від ПЛ Вороновиця – Немирів (вузол 101):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>159,817</b>	<b>342,264</b>	<b>49,9</b>	<b>32,16</b>	<b>2</b>	<b>586,23</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>586,237</b>					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 56724,11 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані в табл. 8.3.

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- 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, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,376	734,56	601,984	4,916	<b>24509,718</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,550	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2509,418	111,311	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформа- тора 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	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	15 од.	579,24	5174,655	139,71	156,78	15	6065,385
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>965,4</b>	<b>7633,826</b>	<b>220,636</b>	<b>235,34</b>	<b>25</b>	<b>9080,201</b>
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
4.4	Вартість приєднання БСК	38,616	344,977	9,314	10,452	1	404,359	6,9
<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 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

**Продовження таблиці 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)**

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>1509,318</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>63 260,44</b>					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 63 260,44 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 8.4 та 8.5.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна 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, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	<b>14843,022</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,550	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	2509,418	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	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	8 од.	250,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513
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>695,088</b>	<b>5218,987</b>	<b>155,438</b>	<b>162,176</b>	<b>18</b>	<b>6249,688</b>

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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 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>84</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 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>1509,318</b>	<b>8496,762</b>	<b>428,965</b>	<b>294,39</b>	<b>13,25</b>	<b>10942,685</b>	<b>1509,318</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>50359,23</b>							

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна 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, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	<b>14843,022</b>
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,550	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	2509,418	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	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	250,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513

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>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>130,82</b>	<b>15</b>	<b>5036,611</b>

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>3287,266</b>	<b>84</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 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>1509,318</b>	<b>8496,762</b>	<b>428,965</b>	<b>294,39</b>	<b>13,25</b>	<b>10942,685</b>	<b>1509,318</b>	
<b>Загальна кошторисна вартість</b>		<b>49146,16</b>							

Підсумовуючи, капіталовкладення на розвиток ЕМ на 3-му році - 99505,387 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на четвертому році показані у табл. 8.6.

Таблиця 8.6 – Вартість приєднання нової лінії до ПС Тульчин

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>2</b>	<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>					

Капіталовкладення на розвиток ЕМ на 1-му році - 3500,669 тис. грн.

Капіталовкладення на спорудження ЛЕП:

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

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 16,8 = 26437,82 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 18 = 28326,24 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (9,6+21,6) = 49098,82 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП4}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 30 = 47210,4 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 56\,724,107 + 26437,82 = 83161,93 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 63\,260,44 + 28326,24 = 91586,68 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 99\,505,39 + 49098,82 = 148604,21 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_4 = 3500,669 + 47210,4 = 50711,07 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

де  $B_{\text{Л}}$  – відрахування від капіталовкладень на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн;  $B_{\text{П}}$  – відрахування від капіталовкладень на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн;  $\Delta W_t$  – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

Згідно з виразами (8.9-8.10):

$$V_{л1} = (26437,82637 \cdot 0,3)/100 = 79,31 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л2} = (28326,24254 \cdot 0,3)/100 = 84,98 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л3} = (49098,8204 \cdot 0,3)/100 = 147,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{л4} = (47210,40423 \cdot 0,3)/100 = 141,63 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п1} = (56724,107 \cdot 3)/100 = 1701,72 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п2} = (63260,44 \cdot 3)/100 = 1897,81 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п3} = (99505,39 \cdot 3)/100 = 2985,16 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{п4} = (3500,669 \cdot 3)/100 = 105,02 \text{ (тис.грн.)};$$

Зміна втрат електроенергії по роках наведена в таблиці 8.7 згідно з результатами розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Г):

Річні видатки (виразом 8.7):

$$B_1 = 79,31 + 1701,72 + (1182 \cdot 1,65) = 3731,33 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 84,98 + 1897,81 + (3512 \cdot 1,65) = 7777,59 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 147,3 + 2985,16 + (1716 \cdot 1,65) = 5963,86 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_4 = 141,63 + 105,02 + (-549 \cdot 1,65) = 659,2 \text{ (тис.грн.)}$$

Таблиця 8.7 – 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:110-501 П/ст: 110, 501	141	103	1182
2	ЛЕП:501-502 П/ст: 502	658	120	3512
3	ЛЕП: 503-504, 502-503 П/ст: 503, 504	205	153	1716
4	ЛЕП: 5-504 П/ст: 5	-124	-6	-549

Додаткова електроенергія, що надходить до ЕМ визначається як загальна річна кількість електроенергії, яку використовують додатково підключені споживачі. Ця кількість визначається для кожного року розвитку:

$$W_{1(501)} = 13,56 \cdot 6200 = 84095,2 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(502)} = 18,05 \cdot 6200 = 111901 \text{ МВт·год.}$$

$$W_{3(503+504\text{СЕС})} = 8,75 \cdot 6200 + 8,86 \cdot 1200 = 54250 + 10632 = 64886,96 \text{ МВт·год.}$$

$$W_4 = 0 \cdot 6200 = 0 \text{ МВт·год.}$$

Згідно з (8.2) зміна прибутку по роках:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 84095,2 - 3731,33 = 12919,5196 \text{ (тис.грн);}$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 111901 - 7777,59 = 14378,808 \text{ (тис.грн);}$$

$$\Pi_3 = (5,2 \cdot 0,12 \cdot 10632) + (1,65 \cdot 0,12 \cdot 54250) - 5963,86 = 11412,01 \text{ (тис.грн);}$$

$$\Pi_4 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 659,2 = -659,2 \text{ (тис.грн).}$$

Рентабельність проекту розвитку згідно результатів попередніх розрахунків (8.1):



$$E'_a = \frac{12919,5196 / (1+0,2) + 14378,808 / (1+0,2)^2 + 83161,93 / (1+0,2) + 91586,68 / (1+0,2)^2 + 11412,01 / (1+0,2)^3 + (-659,2) / (1+0,2)^4}{+148604,21 / (1+0,2)^3 + 50711,07 / (1+0,2)^4} = 0,111.$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,111 = 9 \text{ років.}$$

Таблиця 8.8 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	40,36
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	250251,003
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	374 063,89
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5,726
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,9
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	633
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	28500

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

Рентабельність проекту розвитку в цілому відносно задовільна, оскільки близьке до значення  $E_{ан}$  (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ( $E_{ан} = 0,2$ )). Терміни окупності (9 років) підтверджують ефективність.

## **9 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПУ ТДТН-25000/110**

Основні види пошкоджень трансформаторів включають одно- та багатофазні замикання в обмотках і на виводах трансформатора, а також явище "пожежа сталі". Однофазні пошкодження можуть бути двох типів: заземлення і виткові замикання між витками обмотки. Найбільш ймовірні однофазні та багатофазні замикання в обмотках та однофазні замикання на виводах трансформатора. Багатофазні замикання в обмотках виникають значно рідше. Система захисту від коротких замикань працює шляхом автоматичного відключення пошкодженого трансформатора.

Аномальні режими роботи трансформаторів спричинені зовнішніми короткими замиканнями і перевантаженнями. У таких випадках в обмотках трансформатора можуть виникати значні струми або надструми. Особливо небезпечні струми, що виникають при зовнішніх коротких замиканнях, і ці струми можуть значно перевищувати номінальний струм трансформатора. При тривалому протіканні струму може відбуватися інтенсивне нагрівання ізоляції обмоток та її пошкодження. Крім того, при короткому замиканні відбувається зниження напруги в мережі. Тому трансформатор повинен бути обладнаний захистом від надструмів, що виникають внаслідок зовнішніх коротких замикань.

Перевантаження трансформаторів не має впливу на систему електропостачання в цілому, оскільки воно не супроводжується зниженням напруги. Крім того, струми перевантаження зазвичай є невеликими, і їх проходження допускається протягом певного часу, достатнього для того, щоб персонал міг вжити необхідних заходів для розвантаження трансформатора. Відповідно до норм, перевантаження струмом може бути допущено протягом 45 хвилин.

Основними захистами трансформатора включають:

- диференційний струмовий захист;

- газовий захист трансформатора;
- газовий захист РПН, струмове відсічення на трансформаторах малої потужності;
- диференційний струмовий захист ошиновки нижчої напруги;
- диференційний струмовий захист ошиновки вищого і середнього напруги;
- диференційний захист ошиновки вищої (середньої) напруги;
- диференційний захист ланцюгів низької напруги.

Для захисту від пошкоджень контакторів РПН використовується газовий захист РПН. Захист здійснюється за допомогою струменевого реле, розташованого між баком РПН і розширювачем. Газовий захист РПН виконує відключення трансформатора з усіх боків зі заборонаю автоматичного повторного включення (сигнальний елемент в струменевому реле відсутній).

Диференційний захист трансформатора реагує на всі види коротких замикань (з винятком однофазних замикань на землю в обмотці 6-10-35 кВ), обмежені областю дії трансформаторів струму (ТТ). При заміні вимикача трансформатора на обхідний вимикач, диференційний захист автоматично переключається з ТТ вимикача на ТТ обхідного вимикача. Захист виконує відключення трансформатора з усіх боків із заборонаю автоматичного повторного включення. Зона дії цього захисту охоплює лінійний трансформатор, реактор і ошиновку ланцюгів низької напруги від вбудованих ТТ АТ до внесених ТТ в осередку введення нижчої напруги. Захист працює для відключення АТ з усіх боків із заборонаю автоматичного повторного включення.

В якості резервного захисту для трансформаторів у тупикових та підстанціях, що підключені до цих гілок, використовується максимальний струмовий захист (МСЗ), активований за допомогою пуску по напрузі або без напруги. МСЗ встановлюється на кожному боці трансформатора. Зазвичай, з боку живлення (110 кВ, 220 кВ), МСЗ працює з двома часовими витримками.

Захист із меншою витримкою часу використовується для відключення вводу 10 кВ, тоді як захист із більшою витримкою часу використовується для відключення трансформатора з усіх сторін.

У випадку, коли з високої сторони трансформатора встановлені короткозамкнуті вимикачі та відсікачі, основний захист, який не має часової витримки, та резервний захист із найбільшою витримкою часу включаються при ввімкненні короткозамкнутого вимикача. Це призводить до штучного однофазного короткого замикання, яке відключається захистом лінії живлення. У безструмову паузу (при автоматичному ввімкненні лінії живлення) роз'єднувач автоматично відключається, в результаті чого пошкоджений трансформатор (автотрансформатор) повністю відключається.

Надавання команди-імпульсу на відключення вимикача з боку живильної лінії у випадку пошкодження трансформатора, що не має власного вимикача (для створення штучного короткого замикання), може здійснюватися за допомогою високочастотного каналу.

З метою надійного резервування захисту трансформатора передбачено резервний незалежний МСЗ-110 кВ. Цей захист є повністю автономним як у ланцюгах струму, так і в операційних та вихідних ланцюгах. Резервний МСЗ-110 з більшою витримкою часу, ніж основний МСЗ-110, діє на окрему котушку включення короткозамкнутого вимикача або окрему котушку відключення вимикача на стороні 110 кВ.

На цих гілках трансформаторів та тупикових підстанціях 110 кВ можуть застосовуватися одноступінчасті захисти струму нульової послідовності, які діють на відключення трансформатора.

## **9.1 Вибір уставок спрацювання диференційного захисту трансформатора та його розрахунок**

Обираємо трансформатор типу ТДТН-25000/110. Схема і група з'єднань обмоток: Y/Y/ $\Delta$ -0-11; номінальна напруга обмоток: 115±9×1,78%/38,5±2×2,5%/11 кВ.

Напруга короткого замикання:

$$- 110 \text{ кВ } U_{KBC} = 10,5\%;$$

$$- 35 \text{ кВ } U_{KBH} = 17,5\%;$$

$$- 10 \text{ кВ } U_{КСН} = 6\%.$$

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму:

$$K_{ТТВН} = \frac{300}{5};$$

$$K_{ТТСН} = \frac{300}{5};$$

$$K_{ТТНН} = \frac{1000}{5}.$$

Першим кроком є перевірка можливості цифрового вирівнювання струмів на вхідних гілках, яке застосовується для захисту трансформатора. Для цього проводиться визначення первинних номінальних струмів.

$$I_{номВН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,511 \text{ (A)};$$

$$I_{номСН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 374,903 \text{ (A)};$$

$$I_{номНН} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1312,16 \text{ (A)}.$$

Визначаємо вторинні номінальні струми на обох сторонах трансформатора, враховуючи установку групи токових трансформаторів у конфігурації "зірка". Це відноситься до всіх напрямків, з яких застосовується захист для даного трансформатора.

$$i_{ном.втВН} = \frac{I_{номВН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}} = \frac{125,511}{\frac{300}{5}} = 2,092 \text{ (A)};$$

$$i_{ном.втСН} = \frac{I_{номСН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.СН}} = \frac{374,903}{\frac{300}{5}} = 6,248 \text{ (A)};$$

$$i_{\text{ном.вт.НН}} = \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ.НН}}} = \frac{1312,16}{\frac{300}{5}} = 6,561 \text{ (А)}.$$

Номинальний струм і відносна похибка вирівнювання:

при  $I_{\text{ном.вт.н}} = 1 \div 5$ , відповідно  $I_{\text{ном.т.н}} = 5 \text{ А}$ ,  $\Delta f_{\text{вир}^*} = 0,02$ ;

при  $I_{\text{ном.вт.н}} = 5 \div 20$ , відповідно  $I_{\text{ном.т.н}} = 5 \text{ А}$ ,  $\Delta f_{\text{вир}^*} = 0,03$ ;

Перевірка забезпечення цифрового вирівнювання для всіх сторін, що захищається трансформатором, проводиться за виразом:

$$0,1 \leq \frac{i_{\text{ном.вт.ВН}}}{I_{\text{ном.т.н}}} = \frac{2,092}{5} = 0,58 \leq 4;$$

$$0,1 \leq \frac{i_{\text{ном.вт.ВН}}}{I_{\text{ном.т.н}}} = \frac{6,248}{5} = 1,23 \leq 4;$$

$$0,1 \leq \frac{i_{\text{ном.вт.ВН}}}{I_{\text{ном.т.н}}} = \frac{6,561}{5} = 1,31 \leq 4.$$

Отже, для всіх сторін цифрове вирівнювання амплітуд струмів плечей забезпечується.

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт небалансу:

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}^e})^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}})^2},$$

де:  $K'_{\text{пер}}$  - коефіцієнт, що враховує перехідний процес,  $K'_{\text{пер}} = 1$  для трансформатора не більше 40 МВА).

$$K_{\text{нб.розр}} = \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (0,16 + 0,02)] + (0,16 + 0,02)^2} = \sqrt{0,046} = 0,214.$$

Початковий диференційний струм спрацювання:

$$I_{d \text{ min}} = K_{\text{відлашт}} \cdot K_{\text{нб.розр}} \cdot \text{End Section1} = 1,2 \cdot 0,21 \cdot 1,15 = 0,295,$$

де  $K_{\text{відлашт}} = 1,2$  - коефіцієнт відбудови; EndSection1 – початковий гальмівний струм, приймається рівним 1,15 за рекомендаціями фірми «АВВ».

Чутливість для горизонтальної ділянки гальмівної характеристики:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.розр}}}{I_{\text{диф.спр}}} = 12,3 \geq 2 \quad (\text{умова виконується}),$$

де  $I_{\text{диф.розр}}$  - визначаємо уставку по початковому диференційного струму спрацювання  $I_{d\text{min}} = 0,3$ .

Розрахунковий мінімальний диференційний струм буде при КЗ на стороні НН:

$$I_{\text{диф.розр}} = \frac{I_{k.\text{min}2}}{I_{\text{номВН}}} = 3,7 \text{ (А)}.$$

де:  $I_{k.\text{min}2} = 297 \text{ (А)}$  - двофазне коротке замикання на НН.

Ми можемо спостерігати, що чутливість до внутрішніх коротких замикань на горизонтальній ділянці гальмівної характеристики забезпечена. Чутливість захисту на нахиленій ділянці гальмівної характеристики завжди забезпечується, оскільки виконується відповідна умова. Згідно з умовами, встановленими для режиму включення магнітного струму, параметр спрацювання струмового органу диференційної відсічки повинен бути не менше 500%,  $I_{\text{дунре}} \geq 500\%$ .

Параметр спрацювання знаходимо за виразом:

$$I_{\text{дунре}} \geq K_{\text{відлашт}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I'_{k.\text{max}} \cdot 100 = 1,2 \cdot 0,65 \cdot 0,063 \cdot 100 = 706,9\%.$$

де  $K_{\text{відлашт}} = 1,2$  - коефіцієнт відбудови;

$K_{\text{нб}(1)}$  - відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до наведеної амплітуді періодичної складової наскрізного струму. Згідно рекомендацій фірми «АВВ» для для трансформаторів з розщепленою

обмоткою приймати 0,65 при використанні з усіх боків ТТ з вторинним номінальним струмом 5А.

Відносний максимальний струм при зовнішньому КЗ:

$$I'_{K.\max} = \frac{I_{K.\max}}{I_{\text{номВН}}} = \frac{728}{80,33} = 9,06 \text{ (A)}.$$

$I_{K.\max}$  - максимальний струм при зовнішньому КЗ, приведений до опорної сторони (боку ВН);

$I_{K.\text{опор}}$  - номінальний струм опорної сторони (сторони ВН) трансформатора, що захищається.

Результати розрахунків і вибраних параметрів зведені в табл. 9.1.

Таблиця 9.1 – Розрахункові дані

Позначення параметра	Одиниці виміру	Діапазон	За замовчуванням	Прийняте значення
1	2	3	4	5
EndSection1	У% від $I_{\text{ном.опор}}$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	У% від $I_{\text{ном.опор}}$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	У% від $I_{\text{ном.опор}}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	У% від $I_{\text{ном.опор}}$	1,00-50,00	10	7,1
I2 / I1 ratio	%	5-100	15	14
I5 / I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	–	On;Off	On	Off
SOTFMode	–	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	–	On;Off	On	Off
OpenCNEnable	–	On;Off	On	Off



## 9.2 Розрахунок максимального струмового захисту 11 кВ з пуском по напрузі

Для виконання максимально-струмового захисту з пуском по напрузі, необхідно підключити термінал *REF615* для трансформаторів струму класу точності *10P* і завести ланцюг напруги з обмоток ТН-10 кВ з'єднаного в «зірку».

Струм спрацювання:

$$I_{CЗ} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 1312,16 = 2154,705 \text{ (А)},$$

$K_H = 1,1 - 1,25$ , приймаємо 1,2 (для терміналів фірми «ABB»);

$K_n$  - коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних терміналів приймається - 0,95;

$M = 0,95$  – коефіцієнт повернення реле, для мікропроцесорних терміналів приймається – 0,95;

$K_3 = 1,3$  – коефіцієнт запасу;

$I_{ном} = 1312,16$  (А) – первинний номінальний струм, що захищається трансформатором.

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 11 кВ трансформатора (основна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості  $K_\chi$  повинен бути не менше 1,5.

$$I_{CЗ} = \frac{I_3}{K_\chi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3617}{1,5} = 2088,276 \text{ (А)},$$

Струм спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ приєднань 11 кВ. Максимальна уставка МСЗ приєднань ( $I_{CЗ} = 300$  А):

$$I_{CЗ} = \frac{I_3}{K_\chi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{3617}{1,5} = 2088,276 \text{ (А)},$$

де  $K_n = 1,2$  – коефіцієнт надійності.

Час спрацювання, за умовою узгодження з часом спрацювання приєднань 11 кВ  $t_{c3} = 0,5$  (с):

$$t = t_{c3} + \Delta t = 0,5 + 0,4 = 0,9 \text{ (с)},$$

де  $\Delta t = 0,3 - 0,5$  (с) – ступінь селективності, приймаємо 0,4 (с).

Струм і час спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ СВ-11 кВ ( $I_{c3} = 800$  А,  $t_{c3} = 1$  (с)):

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{c3МЗ} = 1,2 \cdot 800 = 960 \text{ (А)};$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ (с)},$$

де  $\Delta t = 0,3 - 0,5$  (с) – ступінь селективності, приймаємо 0,4 (с);

$K_{HTT} = 1000/5$  – коефіцієнт трансформалції трансформаторів струму;

$K_{CX} = 1$  – при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму «повна зірка».

Визначимо напругу спрацювання реле мінімальної напруги

За умовою забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{c3} = \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_{\epsilon}} = \frac{0,85 \cdot 10000}{1,2 \cdot 1,2} = 5902,8 \text{ (В)},$$

де  $K_{отс}$  – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;

$K_{\epsilon}$  – коефіцієнт повернення, приймається 1,2.

В орієнтовних розрахунках можна прийняти  $U_{мин} = (0,85 - 0,9) U_{ном}$ .

За умовою відлаштування від напруги самозапуску при включенні від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{c3} = \frac{U_{зан}}{K_{отс}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{1,2} = 5833,3 \text{ (В)},$$

де  $K_{отс}$  – коефіцієнт відлаштування, приймається 1,2;

$K_g$  – коефіцієнт повернення, приймається 1,2.

В орієнтовних розрахунках можна прийняти  $U_{зан} = 0,7U_{ном}$ .

Вторинне значення:

$$U_{cp} = \frac{U_{c3}}{K_{тн}} = \frac{5833,3}{\frac{10000}{100}} = 58,3 \text{ (В)},$$

де  $K_{ТН} = 10000/100$  – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Приймаємо напруги спрацювання реле: первинна напруга  $U_{c3} = 5800$  (В), вторинна напруга реле  $U_{cp} = 58$  (В).

#### **9.4 Розрахунок максимального струмового захисту 35 кВ з пуском по напрузі**

Розрахунок МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі виконується за аналогією розрахунку МСЗ-11 з пуском по напрузі. МСЗ-35 кВ з пуском по напрузі реалізується за допомогою терміналу захисту REC 650 (фірми «ABB»). Для цього з потрібно завести в термінал струмові і ланцюги напруги з трансформаторів струму 35 кВ і трансформатора напруги 35 кВ.

Струм спрацювання по умові налагодження від струму навантаження (номінального струму трансформатора).

$$I_{c3} = \frac{K_H \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 374,903 = 615,63 \text{ (А)}.$$

Всі коефіцієнти по аналогії розрахунку МСЗ-11 кВ.

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ нашинах 35 кВ трансформатора (основна зона). Згідно ПУЕ коефіцієнт чутливості ( $K_u$ ) повинен бути не менше 1,5.

$$I_{c3} = \frac{I_{кз}}{K_u} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1362}{1,5} = 786,351 \text{ (А)}.$$

Струм спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ. Максимальна уставка МСЗ приєднань ( $I_{c3} = 240$  А):

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{c3MC3} = 1,2 \cdot 240 = 288 \text{ (A)}.$$

де  $K_H = 1,2$  – коефіцієнт надійності.

Час спрацювання, за умовою узгодження з часом спрацювання приєднань 35 кВ  $t_{c3} = 2,5$  сек:

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,5 + 0,4 = 2,9 \text{ (с)},$$

де  $\Delta t = 0,3 - 0,5$  (с) – ступінь селективності, приймаємо 0,4 (с).

Струм і час спрацювання за умовою узгодження по чутливості з МСЗ СВ-35 кВ ( $I_{c3} = 550$  А,  $t_{c3} = 2,9$  с):

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{c3MC3} = 1,1 \cdot 550 = 605 \text{ (A)};$$

$$t = t_{c3} + \Delta t = 2,9 + 0,4 = 3,3 \text{ (с)},$$

де  $\Delta t = 0,3 - 0,5$  (с) – ступінь селективності, приймаємо 0,4 (с).

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cnp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}}{K_{ТСНН}} = \frac{786,351 \cdot 1}{300/5} = 13,106 \text{ (A)}.$$

де  $K_{TT} = 300/5$  – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{cx} = 1$  (при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму – «повна зірка»).

Визначимо напругу спраф цювання реле мінімальної напруги.

За умовою забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ:

$$U_{c3} = \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_{\epsilon}} = \frac{0,85 \cdot 35000}{1,2 \cdot 1,2} = 20659,7 \text{ (В)},$$

де  $K_{отс}$  – коефіцієнт відлаштування, приймається 1, 2;

$K_{\epsilon}$  – коефіцієнт повернення, приймається 1,2;

В орієнтовних розрахунках можна прийняти можна  $U_{мин} = 0,7 U_{ном}$ .

Вторинне значення:

$$U_{cp} = \frac{U_{cз}}{K_{TH}} = \frac{20416,7}{\frac{35000}{100}} = 58,3;$$

де  $K_{TH} = 35000/100$  – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги;

Приймаємо напруги спрацювання реле: первинна напруга

$U_{cз} = 20300$  (В), вторинна напруга реле  $U_{cp} = 58$  (В).

#### **9.4 Розрахунок максимального струмового захисту 110 кВ з пуском по напрузі**

МСЗ – 110 кВ з пуском по напрузі реалізується за допомогою терміналу захисту REC 650 (фірми «ABB»).

Струм спрацювання по умові відлаштування від струму навантаження (номінального струму трансформатора):

$$I_{cз} = \frac{K_n \cdot K_3}{K_n} \cdot I_{ном} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 125,511 = 206,102 \text{ (А)},$$

де  $K_n = 1,2$  (для терміналів фірми «ABB»);

$$K_3 = 0,95;$$

$$K_n = 1,3;$$

$I_{ном} = 80,33$  (А) – первинний номінальний струм, що захищений трансформатора.

Струм і час спрацювання приведені до сторони 110 кВ, за умовою узгодження по чутливості з МСЗ – 35 кВ трансформатора  $I_{cз} = 618$  (А),  $t = 3,3$  (с).

$$I_{cз} = K_n \cdot I_{cзМТЗ} \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 1400 \cdot \frac{10500}{115000} = 153,39 \text{ (А)};$$

$$t = t_{cз} + \Delta t = 1,4 + 0,4 = 1,8 \text{ (с)},$$

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ трансформатора (резервна зона).

$$I_{cз} = K_n \cdot I_{cз} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{504}{1,2} = 363,73 \text{ (A)};$$

Струм спрацювання за умовою забезпечення чутливості при КЗ на шинах 11 кВ трансформатора (КЗ за «трикутником») (резервна зона).

$$I_{cз} = \frac{I_{K3}}{K_q} = \frac{342}{1,2} = 285 \text{ (A)}.$$

Вторинний струм спрацювання реле:

$$I_{cпр} = \frac{I_{cз} \cdot K_{cx}}{K_{TT}} = \frac{206,102 \cdot 1}{300/5} = 3,435 \text{ (A)}.$$

де  $K_{TT} = 300/5$  – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{CX} = 1$  (при схемі з'єднання обмоток трансформаторів струму – «повна зірка»).

Напруга спрацювання реле напруги приймаємо:  $U_{cx} = \frac{20300}{58}$  (В) від ТН-35 кВ;  $U_{cx} = \frac{5800}{58}$  (В) від ТН-11 кВ.

Таким чином, було виконано розрахунок диференційного захисту для трансформатора на основі терміналу від компанії АВВ RET670. Були обрані трансформатори струму, вказані початкові дані для терміналу, визначені параметри максимального струмового захисту, використовуючи термінали REF615 та REC 650 для кожного класу напруги, і обрані напруги спрацювання реле мінімальної напруги. Описані можливі аномальні режими роботи трансформатора та можливі пошкодження, що можуть виникнути в їх результаті, а також представлені основні та допоміжні засоби захисту та протидії у випадку їх виникнення.

## ВИСНОВОК

В магістерській кваліфікаційній роботі підключено нові споживачі (вузли 501, 502 та 503) та СЕС (вузол 504). Відповідно до категорії споживачів (переважно I), було розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано за допомогою двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему визначено за допомогою симплекс-методу, після чого проведено розрахунок можливих варіантів послідовності будівництва електричної мережі використовуючи метод динамічного програмування. За результатами проведеного розрахунку обрано економічно-доцільний варіант.

Щодо надійності, то відгалужувальної підстанції Тульчин (вузол 5) вирішено залишити наявну схеми, а саме «Одна секціонована система збірних шин з обхідною», а для 101 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН. За допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових підстанцій (501,502,503,504) обрано схему РП типу "місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів". Цей вибір базується на результатах попередніх розрахунків, схемі електричних з'єднань проектованої мережі та можливостях подальшого її розвитку.

Отримана мережа була перевірена щодо різних параметрів режиму, таких як напруга в вузлах, струми і потужності на ділянках мережі та інші. Згідно з отриманими результатами, була оцінена доцільність використання пристроїв для регулювання напруги з метою підтримання необхідного рівня напруги в різних режимах, включаючи нормальний, аварійний та режим максимального навантаження.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 5,726 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 4 роки складає 374 063,89 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0,111)$  близький до  $E_a'(0,2)$ , та швидкий термін окупності 9 років.

Крім того, в МКР було розраховано диференційний захист трансформатора (ABB RET 670). Обрано трансформатори струму, визначені уставки МСЗ на основі терміналів REF615 та REC650 (для різних класів напруг), а також напруги спрацювання реле мінімальної напруги.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
5. 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: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
6. Кирик В. В. Електричні мережі та ситеми: підручник /В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990- 031-9
7. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2010, IDT)/НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Ананічева С.С. Якість електроенергії. Регулювання напруги та частоти в енергосистемах: навчальний посібник / С. С. Ананічева, А. А. Алексєєв, А. Л. Мизін.; 3-тє вид., Випр. Єкатеринбург: УрФУ 2012. 93 с.
9. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
10. ПРАВИЛА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ: НПАОП 40.1-1.21-98: ЗАТВ. 09.01.1998 № 4 /ДЕРЖ. КОМІТЕТ УКРАЇНИ ПО НАГЛЯДУ ЗА ОХОРОНОЮ

ПРАЦІ. КИЇВ, 2008. 150 С.

11. ГKD 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

12. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

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

14. СОУ-Н МEB 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.

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

16. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

17. 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.)

18. Методичні вказівки до виконання бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітніх програм «Електроенергетика та електротехніка», «Електричні станції» та «Електричні системи та мережі» [Електронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар. – Вінниця: ВНТУ, 2022, (PDF, 95 с.)

19. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Системи автоматизованого проєктування електроустановок» для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 36 с.

20. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 10.1 Задачі розділу

Оскільки роботи з оптимізації режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності відбуваються в приміщенні за персональним комп'ютером, тому потрібно дотримуватись правил охорони праці, враховувати санітарно-гігієнічні норми, що характеризують виробничий шум, освітлення вібрацію.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт, пов'язаних з оптимізацією режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності, сформульовано основні задачі охорони праці за темою МКР:

1. Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження, яке виконує дослідник на тему МКР.

2. Аналіз умов праці при виконанні дослідження, а саме санітарно-гігієнічні умови та проведення розрахунку занулення для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням.

3. Основні заходи протипожежного захисту робочого місця дослідника та приміщення в якому проводяться дослідження.

Науково-технічний прогрес вніс серйозні зміни в умови виробничої діяльності робітників розумової праці. Їх праця стала більш інтенсивною, напруженою та вимагає значних витрат розумової, емоційної і фізичної енергії.

Це потребує комплексного рішення проблем ергономіки, гігієни і організації праці, регламентації режимів праці та відпочинку. Охорона здоров'я працівників, забезпечення безпеки умов праці, ліквідація професійних захворювань і виробничого травматизму становить одну з головних проблем людського суспільства.

Дослідження на тему «Оптимізація режимів електричної мережі 110 кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності» відбувалася в приміщенні, яке обладнане робочими місцями з ПК. На розробника, згідно ГОСТ 12.0.003-74, могли мати вплив такі небезпечні виробничі фактори:

1. Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена чи понижена температура повітря робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень електромагнітного випромінювання;
- підвищена чи понижена іонізація повітря;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи нестача природного освітлення.

2. Психофізіологічні: статичне перевантаження; розумове перевантаження; емоційні перевантаження.

Схема приміщення, де дослідник виконує роботу по оптимізації режимів електричної мережі 110 кВ, зображена на рис. 10.1.

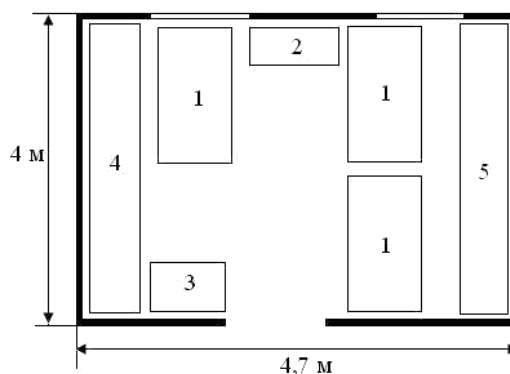


Рисунок 10.1 – Схема приміщення

Умовні позначення: 1 – робочі місця обладнані ПК; 2 – стіл для принтера; 3 – стіл для копіювального апарату; 4, 5 – меблі для документації.

Відповідно до наведених факторів здійснюємо планування щодо безпечного виконання дослідження.

## 10.2 Технічні рішення щодо безпечного виконання дослідження

Робоче місце, добре пристосоване до трудової діяльності дослідника, правильно і доцільно організоване, щодо простору, форми, розміру забезпечує йому зручне положення при роботі і високу продуктивність праці при найменшому фізичному і психічному напруженні. При правильній організації робочого місця продуктивність праці дослідника зростає з 8 до 20%.

Приміщення, де виконувалася робота, його розміри (площа, об'єм) повинні в першу чергу відповідати кількості робітників і наявному комплекту технічних засобів.

Площа приміщення становить 18,8 м<sup>2</sup>, об'єм – 60,2 м<sup>3</sup>. Відповідно на одного працівника припадає 6,3 м<sup>2</sup> площі і 20,1 м<sup>3</sup> об'єму повітря. Отримані дані повністю відповідають вимогам НПАОП 0.00-1.28-10.

Відповідно до ГОСТ 12.2.032-78 конструкція робочого місця і взаємне розташування всіх його елементів повинне відповідати антропометричним, фізичним і психологічним вимогам. Велике значення має також характер роботи.

Основним робочим положенням є положення сидячи. Робоче місце для виконання робіт у положенні сидячи організується відповідно до ГОСТ 12.2.032-78.

Раціональне планування робочого місця передбачає чіткий порядок і сталість розміщення предметів, засобів праці і документації. Те, що потрібно для виконання робіт частіше, розташоване в зоні легкої досяжності робочого простору.

Вимоги безпеки перед початком роботи:

- увімкнути систему кондиціонування в приміщенні;
- перевірити надійність встановлення апаратури на робочому столі.

Повернути монітор так, щоб було зручно дивитися на екран – під прямим кутом (а не збоку) і трохи зверху вниз, при цьому екран має бути трохи нахиленим, нижній його край ближче до оператора;

- перевірити загальний стан апаратури, перевірити справність електропроводки, з'єднувальних шнурів, штепсельних вилок, розеток, заземлення захисного екрана;

- відрегулювати освітленість робочого місця;

Основні вимоги безпеки під час виконання роботи:

- не залишати працюючі ПК і їхні пристрої без нагляду;

- підключати і відключати роз'єм кабелів пристроїв ПК тільки при відключеній напрузі;

- подавати напругу на пристрої і окремі блоки ПК тільки після ретельної перевірки надійності кріплення провідників заземлення, справності кабелів і роз'ємів мережі електроживлення;

- при виявленні запаху горілого в пристроях ПК необхідно вимкнути апаратуру, повторно не включати і звернутися до спеціаліста з технічного обслуговування ПК.

-

### 10.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Під час роботи на працівника впливають різні шкідливі фактори. Кожен із цих факторів впливає на організм людини, викликає в нього функціональні зміни, професійні захворювання або отруєння.

Для уникнення небезпечного впливу під час виконання дослідження на тему «Оптимізація режимів електричної мережі 110кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності» розробляємо рекомендації з гігієни праці та виробничої санітарії.

Робота дослідника за енерговитратами відноситься до категорії I, а (енерговитрати до 139Дж/с) [79]. Робоче місце – постійне.

#### 10.3.1 Мікроклімат

Обчислювальна техніка є джерелом істотних тепловиділень, що може привести до підвищення температури і зниження відносної вологості в приміщенні. У приміщеннях, де встановлені комп'ютери, повинні дотримуватися певні параметри мікроклімату. У санітарних нормах ДСН

3.3.6.042-99 встановлені величини параметрів мікроклімату, що створюють комфортні умови. Ці норми встановлюються в залежності від пори року, характеру трудового процесу і характеру виробничого приміщення.

Допустимі параметри мікроклімату для цієї категорії та вихідних даних наведені в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 – Параметри мікроклімату

Період року	Параметр мікроклімату	Величина
Холодний	Температура повітря в приміщенні	21 ... 23 ° С
	Відносна вологість	40 ... 60%
	Швидкість руху повітря	до 0,1 м / с
Теплий	Температура повітря в приміщенні	22... 24 ° С
	Відносна вологість	40... 60%
	Швидкість руху повітря	0,1 ... 0,2 м / с

### 10.3.2 Склад повітря робочої зони

На підприємствах повітря робочої зони може забруднюватися шкідливими речовинами, які утворюються в результаті технологічного процесу, або містяться в сировині, продуктах чи напівпродуктах, у відходах виробництва. Ці речовини потрапляють у повітря у вигляді пилу, газів або пари і діють негативно на організм людини.

В досліджуваному приміщенні можливими шкідливими речовинами у повітрі є пил та озон. Джерелами цих речовин є офісна техніка. Пил потрапляє у приміщення ззовні, через вікна, двері та заноситься співробітниками. ГДК вказаних шкідливих речовин наведені в таблиці 10.2.



Таблиця 10.2 – ГДК шкідливих речовин у повітрі

Назва речовини	Максимально разова, ГДК, мг/м <sup>3</sup>	Середньо добова	Клас небезпечності
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4
Озон	0,16	0,03	4

Забезпечення складу повітря робочої зони здійснюється за допомогою системи кондиціонування та вологого прибирання.

### 10.3.3 Виробниче освітлення

Згідно ДБН В.2.5-28-2006 в приміщенні, де здійснюється робота за допомогою ПК необхідно застосувати систему комбінованого освітлення.

При виконанні робіт категорії високої зорової точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,3 ... 0,5 мм) величина коефіцієнта природного освітлення (КПО) повинна бути не нижче 1,5%, а при зоровій роботі середньої точності (найменший розмір об'єкту розрізнення 0,5 ... 1,0 мм) КПО повинен бути не нижче 1,0%. В якості джерел штучного освітлення звичайно використовуються люмінесцентні лампи типу ЛБ, або ДРЛ, які попарно об'єднуються в світильники, які повинні розташовуватися рівномірно над робочими поверхнями.

Вимоги до освітленості в приміщеннях, де встановлені комп'ютери, наступні: при виконанні зорових робіт високої точності загальна освітленість повинна складати 300лк, а комбінована – 750 лк; аналогічні вимоги при виконанні робіт середньої точності – 200 і 300лк відповідно.

### 10.3.4 Виробничий шум

Під впливом шуму знижується концентрація уваги, порушуються фізіологічні функції, з'являється втома у зв'язку з підвищеними енергетичними витратами і нервово-психічним напруженням, погіршується мовна комутація. Все це знижує працездатність людини і її продуктивність,

якість і безпеку праці. Тривала дія інтенсивного шуму (вище 80 дБ (А) на слух людини приводить до його часткової або повної втрати, шум в приміщенні не повинен перевищувати 50 дБ (А).

Джерелом шуму під час виконання роботи є працююча офісна техніка, а також – рух автотранспорту біля будинку.

Для зниження рівня шуму стіни і стеля приміщень, де встановлені комп'ютери, можуть бути облицьовані звукопоглинальними матеріалами.

10.3.5 Технічні рішення по електробезпеці за робочим місцем дослідника та в приміщенні

Дослідження на тему « Оптимізація режимів електричної мережі 110кВ з урахуванням впливу додаткових джерел реактивної потужності » відбувалася в приміщенні, де використовується чотири провідна трифазна електромережа з заземленим нульовим проводом. Величина напруги цієї мережі становить 380 x 220В (фазна напруга (фаза – «0») – 220 В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380 В).

Категорія умов з небезпеки електротравматизму – без підвищеної небезпеки, оскільки чинники підвищеної небезпеки (підвищена температура повітря (більша за 35° С), вологість (більша 75%), струмопровідна підлога, струмопровідний пил, можливість одночасного дотику обслуговуючого персоналу до металевого корпусу споживача електроенергії та металоконструкцій, що мають зв'язок із землею) та особливої небезпеки (вологість повітря в приміщеннях близька до насичення, конденсація вологи на поверхні устаткування та будівельних конструкціях (100%); хімічно активне середовище, що призводить до руйнування ізоляції, чи біологічне середовище, що у вигляді плісняви утворюється на обладнанні та струмопровідних елементах) відсутні.

Досліджуване приміщення – сухе з відносною вологістю не більше 70% і температурою повітря в межах + 15 ... + 28 ° С, з неструмопровідною підлогою (дерев'яною), з повітряним середовищем без струмопровідного пилу.

Для запобігання електротравмам у приміщенні здійснюються:

- 1) ізоляція нормально струмоведучих елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів;
- 2) захисне заземлення із використанням природних заземлювачів;
- 3) систематичне проведення інструктажу з електробезпеки;
- 4) суворе дотримання правил електробезпеки на робочому місці.

Для забезпечення безпеки при роботі з електрообладнанням необхідно забезпечити його занулення. Метою розрахунку занулення є визначення умов, при яких воно сприяє швидкому відключення пошкодженого електрообладнання від мережі.

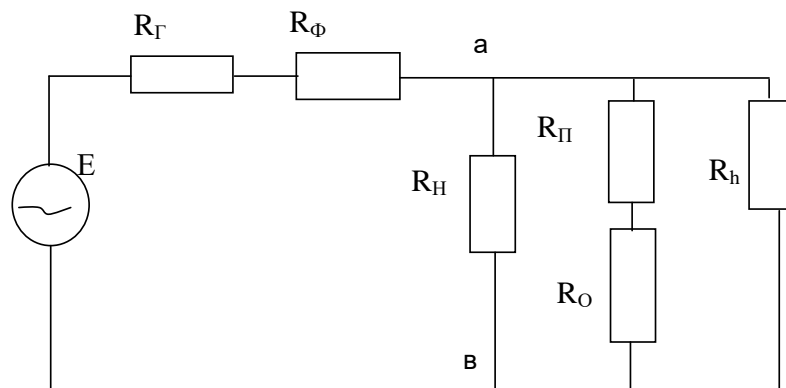


Рисунок 10.2 – Еквівалентна схема кола

$R_{Г}$  – опір генератора;  $R_{Ф}$  – опір фазного провода;  $R_{О}$  – опір заземлюючої нейтралі;  $R_{н}$  – опір тіла;  $R_{Н}$  – опір нульового провода;  $R_{П}$  – опір повторного занулення.

Проведемо розрахунок занулення при напрузі в мережі 220 В, трьохфазна мережа з заземленою нейтралю.

Опір фазного і нульового проводів розраховується, виходячи з довжини проводів за формулою:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{s},$$

де  $\rho = 0.018 \left( \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}} \right)$  - питомий опір мідного провідника;  $l$  – довжина провідника;  $l = 30 \text{ м}$ ;  $s$  – поперечний переріз провідника.

Переріз нульового провідника:

$$S_H = S_\Phi / 2 = 1.5 \text{ мм}^2$$

Переріз фазного провідника :  $S_\Phi = 3 \text{ мм}^2$

Тоді:

$$R_\Phi = \rho \cdot \frac{l}{S_\Phi} = 0.018 \cdot \frac{30}{3} = 0.18 \text{ (Ом)}$$

$$R_H = \rho \cdot \frac{l}{S_H} = 0.018 \cdot \frac{30}{1.5} = 0.36 \text{ (Ом)}$$

Опір кола між точками (а) и (в) розраховуємо, прийнявши :

$R_o = 4 \text{ Ом}$ ,  $R_n = 10 \text{ Ом}$ ,

$$R_{AB} = \frac{\left( \frac{R_H \cdot R_{II}}{R_H + R_{II}} + R_o \right) \cdot R_H}{\frac{R_H \cdot R_{II}}{R_H + R_{II}} + R_o + R_H} = \frac{\left( \frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 \right) \cdot 0.3}{\frac{600 \cdot 10}{600 + 10} + 4 + 0.3} = 0.28 \text{ (Ом)}$$

$R_H = 600 \text{ (Ом)}$  – опір тіла.

Розраховуємо струм К.З

Струм К.З розраховується за наступною формулою:

$$I_{K3} = \frac{U_\Phi}{\sqrt{3} \cdot (R_\Phi + R_\Gamma + R_{AB})} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (0.29 + 0.36 + 0.18)} = 153 \text{ (А)}$$

Захист дослідника в приміщенні від напруги дотику проводиться шляхом відключення живлення за допомогою автоматичного вимикача. Для їх спрацьовування необхідно, щоб виконувалася умова:

$$\frac{I_{кз}}{I_H} \geq K,$$

де  $k$  – кратність струму короткого замикання до номінального струму вимикача ( $k = 3$  для приміщень з нормальним середовищем). Номінальний струм вимикача ( $I_H$ ) беремо з умови:

$$I_H \geq I_{доп.раб} \cdot 1.3$$

де  $I_{доп.раб} = \frac{P_{номр}}{U_\phi} = \frac{2.2(Kвт)}{220(B)} = 10 (A)$  – для однофазного споживача.

$P_{номр} = 2.2 * 10^3 Вт$  – потужність, яка споживається приладами.

Відповідно,  $I_H \geq 13 A$ .

Вибираємо автоматичний вимикач “Etimat ETI B 16 ”:  $U_H = 220В$ ,  $I_H = 16 A$ ,

$$\text{Тоді, } K = \frac{153}{16} = 9,6 > 3$$

Отже, для занулення необхідно використати автоматичний вимикач Etimat ETI B 16 с струмом навантаження 16А, що забезпечить безпеку виконання робіт в приміщенні.

#### 10.4 Пожежна безпека

Пожежна безпека – це стан об’єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Досліджуване приміщення знаходиться на першому поверсі цегляної будівля. Фундаментна основа: бетонні блоки, перекриття: бетонні плити, покрівля жерстяна. Стіни зовнішні: керамічні блоки (250 мм.), оштукатурені з внутрішньої сторони будівлі. Стіни внутрішні та перегородки: керамічні блоки (115 мм). Двері: вхідні дерев’яні, внутрішні дерев’яні. Вікна: металопластикові теплозберігаючі з подвійним склопакетом з встановленням

підвіконь. Підлога: цементно-пісчане стягнення, покриття лінолеум та паркет та керамічні плити.

В приміщенні використовуються тільки негорючі речовини та матеріали у холодному стані, тому за ступенем вибухопожежної та пожежної небезпеки приміщення відноситься до категорії «Д» згідно НАПБ Б.03.002-2007. За вогнестійкістю приміщення відноситься до третьої категорії згідно з ДБН В.1.1.7-2002.

#### 10.4.1 Технічні рішення системи запобігання пожежі

Можливі причини виникнення пожежі у приміщенні, де відбувається дослідження такі:

- несправна електропроводка (іскріння, перегрів провідників, пересихання електроізоляційних матеріалів);
- використання електропобутових пристроїв (електрочайники, обігрівачі); попадання вологи на працююче електрообладнання;
- залишення без нагляду увімкннутих комп'ютерів, обчислювальної техніки та інших електроприладів.

#### 10.4.2 Технічні рішення системи протипожежного захисту

У приміщенні на випадок виникнення пожежі для обмеження її розповсюдження знаходиться переносний вуглекислотний вогнегасник типу ОУ-5, що відповідає нормам НАПБ Б.03.001-2004. Підходи до засобів первинного пожежогасіння та відключення електричного устаткування вільні.

У коридорі приміщення розташована схема евакуації людей при пожежі. Шляхи евакуації з відділу відповідають правилам пожежної безпеки. У будинку є два виходи, ширина коридору – 2-3 метри, ширина дверей – 0,8 м., двері відкриваються по ходу руху людей у випадку евакуації.

В цілому приміщення по категорії вибухо- і пожежонебезпечності та ступеню вогнестійкості відповідає нормам, але особливу увагу потрібно звернути на утримання в справному стані засобів протипожежного захисту та своєчасне інформування пожежної охорони про несправність пожежної техніки, впровадження систем протипожежного захисту.

## **ДОДАТКИ**

## ДОДАТОК А



## 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.

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

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«РОЗВИТОК РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З РОЗРАХУНКОМ  
РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ТРАНСФОРМАТОРА ТИПУ  
ТДТН-25000/110»

08-21.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ Малогулко Ю.В.

(підпис)

Магістр групи 1ЕСМ-21м

\_\_\_\_\_ Герасимук Д.М.

(підпис)

Вінниця 2023 р.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року «**Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки**», а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – розрахунком релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110 при розвитку електричної мережі;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

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

2. Нормативний документ Міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016. – 42с.

3. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроен.-ка, електротехніка та ел.-механіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

4. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістер.-х кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 –

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120с.

#### 4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 300 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 2.65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 40 км за рік.

Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

#### 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації.

#### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	27.09.23	08.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі.	09.10.23	15.10.23	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	22.10.23	розділ 3
5	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	23.10.23	29.10.23	розділ 4
6	Вибір схем розподільних	30.10.23	05.11.23	розділ 5,6

	пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей			
7	Розрахунок і аналіз ustalених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту. Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора типу ТДТН-25000/110.	06.11.23	12.11.23	розділ 7,8,9
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Оформлення пояснювальної записки.	13.11.23	19.11.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	20.11.23	26.11.23	плакати, презентація

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

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, 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 Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

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

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

Відсутні.

## ДОДАТОК В

### БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

Надзвичайні ситуації (НС) характеризуються якісними і кількісними критеріями. До якісних критеріїв відносяться раптовість і швидкість розвитку подій. До кількісних критеріїв потрібно відносити, наприклад, потужність факторів ураження, що може привести до людських жертв, руйнувань будинків, споруд, виведенню великих територій із використання, екологічних наслідків.

На підстанціях використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

В радіоелектронній апаратурі радіація викликає зворотні і незворотні процеси, внаслідок яких можуть бути порушення роботи елементів схеми, що приведе до пошкодження апаратури.

На підстанціях приймачами електромагнітного випромінювання є предмети, які проводять електричний струм: лінії електропередач, управління, трансформаторне обладнання, кабельні лінії, системи релейного захисту.

Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом, може бути пошкоджена внаслідок електромагнітного випромінювання.

Іонізуюче випромінювання взаємодіючи із середовищем спричиняє виникнення електричних зарядів різних знаків, що дуже небезпечно для електричних мереж.

Створення нормальних умов роботи електричних підстанцій у НС дуже важливе в плані забезпечення безпеки важливих підприємств і обороноздатності країни, зменшення збитків від пошкоджень окремих елементів мереж та недовідпуску електричної енергії.

#### *Дослідження безпеки роботи підстанції 330 умовах дії іонізуючих випромінювань*

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині. Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В таблиці В.1 для кожного елементу наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця В.1– Граничні значення експозиційних доз

№	Підсистема підстанції	Блок системи	Елементи	$P_{зв.i}$	$P_{зв.min}$
1	Система зберігання даних	Процесорний блок	Мікроконтролер Atmel 8515	$10^5$	$10^4$
			Транзистор КТ3102	$10^5$	
		Блок живлення	Мікросхема КРЕН 8505	$10^5$	
2	Дистанційний пульт керування	Блок відображення	Мікросхеми АЛС324	$10^4$	
		МПК	Транзистор КП301	$10^5$	
			Резистор МЛТ-0,125	$10^7$	
3	Система Зв'язку	Блок пам'яті	Конденсатор РНЕ840Е	$10^7$	
		Блок прийому і Передачі	Конденсатор КМ	$10^7$	
			Конденсатор К50-35	$10^7$	
			Оптична пара АОД 103	$10^5$	
		Оптична система	Діодний місток КЦ 105	$10^6$	
			Резистор ОМЛТ	$10^6$	

Проаналізувавши дані таблиці, визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою  $P_{зв.min} = 10^4$  Р є діоди загального призначення.

Розраховуємо граничне значення потужності експозиційної дози:

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{зв.min} \cdot K_{носл} [P / год]; \quad (B.1)$$

$$P_{зр} = 0,95 \cdot 10^4 \cdot 2 = 19000 [P / год];$$

де  $K_{над}$  - коефіцієнт надійності (приймається  $K_{над} = 0,95$ );

$P_{зв.min}$  - потужність експозиційної дози, яка відповідає початку зворотних змін в елементах;

$K_{носл}$  - коефіцієнт послаблення радіації (приймається  $K_{носл} = 2$ ).

Розрахуємо допустимий час роботи підстанції:

$$t_{дон} = \left( \frac{D_{зр} \cdot K_{носл}}{2P_1} + \sqrt{t_n} \right)^2 [год]; \quad (B.2)$$

$$t_{дон} = \left( \frac{10^6 \cdot 2}{2 \cdot 19000} + \sqrt{1} \right)^2 = 2876,17 [год];$$

Таким чином, розроблювальний пристрій в умовах іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів.

*Дослідження безпеки роботи підстанції 110 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу*

Електромагнітний імпульс (ЕМІ) - вражаючий фактор ядерної зброї, а також будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, антенно-фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

При оцінюванні впливу ЕМІ на струмоведучі частини необхідно враховувати вертикальну та горизонтальну складову напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значення напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках.

Використовуємо для розрахунку такі дані  $U_{ж}=220$  В,  $r=0,3$  м.

Визначаємо коефіцієнти безпеки:

$$K_{\theta} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\partial}}{U_{\theta(z)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{В.3})$$

де  $U_{\partial}$  - допустимі коливання напруги живлення, В;

$U_{\theta(z)}$  - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу в вертикальних(горизонтальних струмопровідних частинах, В.

Розраховуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\partial} = U_{жс} + \frac{U_{жс}}{100} \cdot N [\text{В}], \quad (\text{В.4})$$

де  $U_{жс}$  - робоча напруга живлення, В;

$N$  - допустимі коливання напруги, %.

Визначаємо максимальну очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\theta} = \frac{U_{\partial}}{10^{K/20}} [\text{В}] \quad (\text{В.5})$$

де  $K$  - коефіцієнт безпеки ( $K=40$ дБ).

Розраховуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_{\theta} = \frac{U_{\theta}}{I_{\theta}} [\text{В/м}] \quad (\text{В.6})$$

Визначаємо горизонтальну складову н напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_2 = 10^{-3} \cdot E_6 [B/m] \quad (B.7)$$

Підставивши відомі значення у формули (B.4, ..., B.7) отримаємо:

$$U_{\partial} = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231 [B]; U_2 = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31 [B];$$
$$E_6 = \frac{2,31}{0,3} = 7,7 [B/m] \quad E_2 = 10^{-3} \cdot 7,7 = 0,077 [B/m]$$

Таким чином обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях  $E_6$  до 7,7 В/м.

*Розробка превентивних заходів по забезпеченню безпеки роботи підстанції 330 кВ у надзвичайній ситуації*

Для підвищення безпеки роботи підстанції у мережах електропостачання виконуються заходи із переведення повітряних ліній електропередач на підземні, а ліній, прокладених на стінах і перекриттям будинків та споруд, — на лінії, прокладені під підлогою перших поверхів (у спеціальних каналах). При монтажі нових й реконструкції електричних мереж встановлюють автоматичні вимикачі, які за коротких замиканнях і за виникнення перенапруг відключають пошкоджені ділянки. Перенапруги в лініях електропередач можуть бути внаслідок руйнацій чи ушкоджень окремих елементів системи енергопостачання об'єкта, і навіть при впливі електромагнітних полів. Для підвищення стійкості роботи об'єкта до вилливу ЕМІ також необхідно провести наступні заходи:

- 1) кабель живлення двигунів екранувати, помістивши в сталеві труби, а на входах двигунів встановити швидкодіючі відключаючі пристрої (розрядники);
- 2) розвідну мережу блоку управління прокласти в сталевих трубах, а пульт управління і блоки управління закрити заземленими екранами, екрани заземлити;
- 3) на входах і виходах пульта управління і блоків управління встановити швидкодіючі відключаючі пристрої і розрядники, плавкі запобіжники.

Також в даному пункті нами проведено дослідження роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників у надзвичайній ситуації, в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу. З розрахунків ми бачимо що підстанція при дії іонізуючих випромінювань буде працювати в межах зміни потужності експозиційної дози від 0 до 19000 Р/год, а допустимий час її безвідмовної роботи може скласти 2876 годин або 119 днів, обладнання підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу має бути працездатним при значеннях  $E_6$  до 7,7 В/м.



# ДОДАТОК Г

## РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 128.824 МВт / 1128.502 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.410 МВт / 1089.832 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.401 МВт / 14.690 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.401 МВт / 14.690 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.745 МВт / 6.529 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.329 МВт / 1.420 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.074 МВт / 7.949 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.475 МВт / 22.639 млн.кВт\*г (2.0%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.190	-7.889	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	114.640	-0.18
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.547	-0.20
102	102	0.000	0.000	114.168	-0.38
104	104	0.000	0.000	113.819	-0.49
3	Брацлав	0.000	0.000	113.751	-0.50
5	Тульчин	0.000	0.000	113.586	-0.55
2	Немирів	0.000	0.000	113.866	-0.48
103	103	0.000	0.000	113.841	-0.49
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.963	-1.18
105	105	0.000	0.000	114.797	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.754	-0.08
106	106	0.000	0.000	114.749	-0.08
200	Ладизинська ГЕС	-80.208	-39.433	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	110.464	-1.54
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.815	-2.12
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.325	-0.24
109	109	0.000	0.000	112.151	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	112.108	-1.02
108	108	0.000	0.000	112.075	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	110.455	-1.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	109.668	-1.86
107	107	0.000	0.000	109.006	-2.06
13	Вапнярка	0.000	0.000	109.006	-2.06
110	110	0.000	0.000	108.527	-2.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	107.640	-2.52
111	111	0.000	0.000	106.543	-2.86
15	Антонівка	0.000	0.000	106.540	-2.86
16	Борівка	0.000	0.000	105.955	-3.03
17	Моївка	0.000	0.000	105.711	-3.11
18	Гнатків	0.000	0.000	107.517	-2.55
19	Дзигівка	0.000	0.000	107.575	-2.52
112	112	0.000	0.000	107.614	-2.51
20	Радянське	0.000	0.000	107.529	-2.54
21	Ямпіль	0.000	0.000	107.844	-2.43
113	113	0.000	0.000	107.836	-2.43
22	Пороги	0.000	0.000	107.752	-2.46
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.772	-2.08
24	Івонівка	0.000	0.000	109.603	-1.84
25	Коси	0.000	0.000	111.381	-1.31
114	114	0.000	0.000	111.738	-1.21
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.378	-0.72
115	115	0.000	0.000	114.265	-0.33
27	Яришів	0.000	0.000	114.254	-0.34
300	Дністровська ГЕС	-30.427	-13.339	115.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.673	-2.71
30002		0.000	0.000	112.346	-1.84
20002		0.000	0.000	37.612	-1.84
10002		6.780	3.470	10.738	-1.82
300022		0.000	0.000	112.349	-1.84
200022		0.000	0.000	37.613	-1.84
100022		0.000	0.000	10.738	-1.82

10003	2.630	1.490	10.551	-3.05
10004	10.060	4.870	10.356	-1.29
100044	0.000	0.000	10.357	-1.29
10005	4.810	2.470	10.709	-1.91
30005	0.000	0.000	112.573	-1.41
20005	0.000	0.000	37.687	-1.41
300055	0.000	0.000	112.054	-1.94
200055	0.000	0.000	37.514	-1.94
100055	0.000	0.000	10.710	-1.91
30006	0.000	0.000	109.502	-2.44
20006	0.000	0.000	26.184	-2.44
10006	15.530	8.380	10.388	-3.22
300066	0.000	0.000	109.507	-2.44
200066	0.000	0.000	26.185	-2.44
100066	0.000	0.000	10.388	-3.22
10007	2.840	1.380	10.243	-4.48
30008	0.000	0.000	107.038	-3.59
20008	0.000	0.000	25.595	-3.59
10008	17.500	9.920	10.134	-4.52
300088	0.000	0.000	107.043	-3.59
100088	0.000	0.000	10.135	-4.52
200088	0.000	0.000	25.596	-3.59
10009	2.410	1.300	10.650	-2.54
300010	0.000	0.000	110.467	-2.50
200010	0.000	0.000	36.983	-2.50
100010	4.590	2.230	10.474	-3.37
30001010	0.000	0.000	110.468	-2.50
20001010	0.000	0.000	36.983	-2.50
10001010	0.000	0.000	10.474	-3.37
100011	2.630	1.340	10.255	-4.30
300012	0.000	0.000	108.891	-2.61
200012	0.000	0.000	36.455	-2.61
100012	3.940	1.910	10.371	-3.05
30001212	0.000	0.000	108.905	-2.59
20001212	0.000	0.000	36.460	-2.59
10001212	0.000	0.000	10.371	-3.05
100013	2.730	1.550	10.066	-4.96
300014	0.000	0.000	106.339	-3.64
200014	0.000	0.000	35.601	-3.64
100014	2.630	1.420	10.097	-4.30
30001414	0.000	0.000	106.340	-3.64
20001414	0.000	0.000	35.601	-3.64
10001414	0.000	0.000	10.098	-4.30
100015	2.730	1.320	9.869	-5.89
100016	2.200	1.360	9.816	-5.48
300017	2.410	0.000	101.332	-8.21
200017	0.000	0.000	33.924	-8.21
100017	4.380	2.360	9.476	-10.21
100018	2.730	1.320	9.966	-5.53
100019	2.410	1.360	9.971	-5.14
100020	2.190	1.060	10.034	-4.91
100021	3.830	2.170	10.002	-5.05
223000	0.000	0.000	106.132	-3.91
222000	0.000	0.000	35.531	-3.91
221000	4.160	2.130	10.060	-4.76
22223000	0.000	0.000	106.133	-3.91
22222000	0.000	0.000	35.532	-3.91
22221000	0.000	0.000	10.060	-4.76
100023	2.520	1.430	10.073	-4.76
100024	2.630	1.270	10.339	-3.19
10002424	0.000	0.000	10.340	-3.19
100025	2.410	1.300	9.250	-3.74
300026	0.000	0.000	111.796	-1.96
200026	0.000	0.000	37.428	-1.96
100026	3.940	2.230	10.604	-2.68
30002626	0.000	0.000	111.797	-1.96
20002626	0.000	0.000	37.428	-1.96
10002626	0.000	0.000	10.604	-2.68
300027	0.000	0.000	113.434	-1.07
200027	0.000	0.000	37.976	-1.07
100027	4.160	2.010	10.803	-1.50
30002727	0.000	0.000	113.016	-1.52
20002727	0.000	0.000	37.836	-1.52
10002727	0.000	0.000	10.803	-1.50

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

|N початку| N кінця | Pп,МВт|Qп,МВАр| Pк,МВт|Qк,МВАр| dP,МВт|dQ,МВАр| I,кА | dU,кВ |

100	101	9.269	3.622	9.251	3.582	0.018	0.040	0.050	0.360
101	102	6.600	3.056	6.583	3.020	0.016	0.036	0.037	0.474
102	104	6.583	3.711	6.570	3.687	0.013	0.024	0.038	0.351
104	5	3.919	2.645	3.914	2.636	0.005	0.010	0.024	0.234
5	103	-2.021	-1.526	-2.024	-1.532	0.003	0.005	-0.013	-0.256
103	2	-2.024	-0.951	-2.024	-0.952	0.000	0.001	-0.011	-0.025
2	100	-8.868	-4.151	-8.921	-4.268	0.052	0.116	-0.050	-1.138
2	30002	3.393	1.841	3.390	1.736	0.003	0.104	0.020	1.574
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.204	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.395	1.836	3.392	1.732	0.003	0.104	0.020	1.571
6	30006	7.767	4.566	7.762	4.337	0.005	0.228	0.047	1.536
30006	10006	7.762	4.337	7.756	4.195	0.005	0.141	0.047	0.973
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.489	-0.001
300066	100066	7.770	4.321	7.765	4.180	0.005	0.141	0.047	0.970
6	300066	7.776	4.550	7.770	4.321	0.005	0.228	0.047	1.532
5	105	-14.818	-6.275	-14.923	-6.467	0.104	0.190	-0.082	-1.215
105	4	11.265	6.129	11.262	6.125	0.003	0.004	0.064	0.043
4	106	1.132	0.582	1.132	0.582	0.000	0.000	0.006	0.004
106	200	-30.642	-15.760	-30.685	-15.839	0.043	0.079	-0.173	-0.251
106	7	31.774	17.072	30.996	15.650	0.775	1.416	0.181	4.325
7	8	28.135	14.904	27.861	14.403	0.273	0.499	0.166	1.683
8	107	-6.238	-3.879	-6.245	-3.892	0.007	0.013	-0.039	-0.194
107	12	-8.996	-5.279	-9.032	-5.343	0.035	0.064	-0.055	-0.675
12	11	-13.021	-7.077	-13.081	-7.188	0.060	0.110	-0.078	-0.802
11	108	-15.731	-8.027	-15.881	-8.301	0.149	0.273	-0.092	-1.645
108	10	-15.881	-7.813	-15.884	-7.818	0.003	0.005	-0.091	-0.033
10	109	-20.522	-10.502	-20.528	-10.510	0.006	0.008	-0.119	-0.043
109	9	-20.528	-9.989	-20.787	-10.463	0.258	0.472	-0.117	-2.191
9	200	-23.215	-11.281	-23.305	-11.445	0.089	0.163	-0.130	-0.676
10	300010	2.299	1.237	2.296	1.160	0.003	0.077	0.013	1.729
300010	100010	2.296	1.160	2.293	1.115	0.003	0.045	0.013	1.050
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.140	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.159	2.294	1.114	0.003	0.045	0.013	1.049
10	30001010	2.300	1.236	2.297	1.159	0.003	0.077	0.013	1.727
12	300012	1.131	0.565	1.130	0.546	0.001	0.019	0.007	0.833
300012	100012	1.130	0.546	1.130	0.535	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.174	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.403	2.808	1.374	0.001	0.028	0.017	0.520
12	30001212	2.811	1.449	2.809	1.403	0.001	0.046	0.017	0.817
8	30008	8.755	5.472	8.747	5.159	0.007	0.311	0.055	1.914
30008	10008	8.747	5.159	8.740	4.966	0.007	0.193	0.055	1.210
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.757	5.142	8.750	4.948	0.007	0.193	0.055	1.206
8	300088	8.765	5.454	8.757	5.142	0.007	0.311	0.055	1.909
8	110	16.503	7.342	16.474	7.289	0.029	0.053	0.096	0.297
110	14	16.474	7.575	16.376	7.433	0.098	0.141	0.096	0.908
14	18	1.765	0.832	1.763	0.830	0.001	0.002	0.010	0.126
18	19	-0.987	-0.195	-0.987	-0.196	0.000	0.001	-0.005	-0.061
19	112	-3.416	-1.442	-3.417	-1.444	0.001	0.001	-0.020	-0.040
112	21	-5.624	-2.201	-5.633	-2.214	0.009	0.013	-0.032	-0.237
21	23	-13.694	-6.658	-13.771	-6.799	0.077	0.140	-0.081	-0.953
23	24	-16.310	-7.968	-16.401	-8.098	0.090	0.130	-0.096	-0.846
24	25	-19.054	-9.018	-19.278	-9.342	0.223	0.323	-0.111	-1.805
25	114	-21.706	-10.406	-21.757	-10.479	0.050	0.073	-0.125	-0.361
114	26	-21.757	-10.100	-21.988	-10.435	0.231	0.334	-0.124	-1.656
26	115	-25.975	-11.950	-26.097	-12.219	0.121	0.268	-0.145	-0.894
115	300	-30.309	-13.078	-30.427	-13.339	0.117	0.260	-0.167	-0.737
27	300027	1.194	0.622	1.193	0.602	0.001	0.020	0.007	0.838
300027	100027	1.193	0.602	1.192	0.590	0.001	0.011	0.007	0.510
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.175	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.017	0.070
27	30002727	2.970	1.495	2.968	1.418	0.002	0.077	0.017	1.275
26	300026	1.973	1.208	1.971	1.149	0.002	0.059	0.012	1.639
300026	100026	1.971	1.149	1.969	1.115	0.002	0.034	0.012	0.991
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.123	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.148	1.969	1.114	0.002	0.034	0.012	0.990
26	30002626	1.973	1.207	1.971	1.148	0.002	0.059	0.012	1.637
24	100024	1.317	0.675	1.314	0.635	0.003	0.040	0.008	1.616
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.081	-0.000
24	10002424	1.317	0.674	1.314	0.634	0.003	0.040	0.008	1.615
22	223000	2.084	1.176	2.081	1.106	0.003	0.070	0.013	1.769
223000	221000	2.081	1.106	2.078	1.065	0.003	0.041	0.013	1.070
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.134	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.105	2.079	1.064	0.003	0.041	0.013	1.069
22	22223000	2.084	1.175	2.082	1.105	0.003	0.070	0.013	1.767
14	30001414	1.615	0.939	1.614	0.896	0.002	0.043	0.010	1.411
30001414	10001414	1.614	0.896	1.612	0.871	0.002	0.025	0.010	0.853

10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	1.017	0.564	1.016	0.548	0.001	0.016	0.006	0.854
14	300014	1.018	0.591	1.017	0.564	0.001	0.027	0.006	1.411
4	100044	5.036	2.563	5.029	2.428	0.006	0.134	0.028	1.356
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.311	0.000
4	10004	5.031	2.574	5.024	2.439	0.006	0.134	0.028	1.361
105	200	-26.188	-12.093	-26.218	-12.149	0.030	0.056	-0.145	-0.204
5	30005	1.380	0.768	1.379	0.741	0.001	0.027	0.008	1.043
30005	10005	1.379	0.741	1.378	0.725	0.001	0.016	0.008	0.633
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.207	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.020	0.082
5	300055	3.436	1.851	3.432	1.744	0.003	0.107	0.020	1.591
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	111	11.948	5.697	11.859	5.568	0.088	0.128	0.071	1.125
111	15	11.859	5.900	11.859	5.900	0.000	0.000	0.072	0.003
15	16	9.109	4.557	9.073	4.504	0.036	0.052	0.055	0.601
16	17	6.855	3.293	6.844	3.276	0.011	0.017	0.041	0.252
30002626	20002626	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
25	100025	2.418	1.440	2.408	1.299	0.009	0.140	0.015	3.274
17	300017	6.826	3.299	6.799	2.567	0.027	0.729	0.041	5.263
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.391	2.567	4.377	2.359	0.013	0.208	0.029	2.793
23	100023	2.530	1.596	2.518	1.429	0.011	0.166	0.016	3.753
21	100021	3.841	2.415	3.828	2.169	0.014	0.245	0.024	3.584
21	113	4.207	2.404	4.206	2.404	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	4.206	2.487	4.204	2.484	0.002	0.004	0.026	0.086
16	100016	2.208	1.499	2.199	1.359	0.009	0.139	0.015	3.653
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	100015	2.741	1.509	2.728	1.319	0.013	0.189	0.017	3.770
11	100011	2.639	1.506	2.628	1.339	0.011	0.166	0.016	3.498
1	10001	2.638	1.420	2.628	1.269	0.010	0.150	0.015	3.089
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.207	1.101	2.206	1.100	0.001	0.002	0.013	0.087
20	100020	2.197	1.178	2.189	1.059	0.008	0.118	0.013	2.905
19	100019	2.419	1.514	2.408	1.359	0.010	0.155	0.015	3.641
18	100018	2.741	1.506	2.728	1.319	0.012	0.186	0.017	3.701
300022	200022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
5	6	15.890	9.371	15.622	8.983	0.266	0.386	0.094	2.641
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.417	1.432	2.408	1.299	0.009	0.133	0.014	3.092
30001212	20001212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.851	1.571	2.838	1.379	0.013	0.191	0.017	3.661
107	13	2.751	1.807	2.751	1.807	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	27	4.212	2.357	4.212	2.356	0.000	0.001	0.024	0.012
13	100013	2.741	1.745	2.728	1.549	0.013	0.195	0.017	4.088
30005	20005	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.359	2.649	1.357	0.002	0.002	0.015	0.093
30006	20006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.651	1.636	2.650	1.634	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.639	1.654	2.628	1.489	0.011	0.165	0.016	3.591

---

## ДОДАТОК Г.1

### 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.: 170.422 МВт / 1492.895 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.770 МВт / 1443.385 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.281 МВт / 18.491 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.281 МВт / 18.491 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.849 МВт / 7.436 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.596 МВт / 2.572 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.444 МВт / 10.008 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.726 МВт / 28.500 млн.кВт\*г (1.9%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-44.402	-27.325	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	113.340	-0.55
1	Вороновиця	0.000	0.000	113.246	-0.57
102	102	0.000	0.000	113.101	-0.66
104	104	0.000	0.000	112.907	-0.72
3	Брацлав	0.000	0.000	112.838	-0.73
5	Тульчин	0.000	0.000	112.834	-0.72
2	Немирів	0.000	0.000	113.455	-0.58
103	103	0.000	0.000	113.391	-0.60
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.191	-1.36
105	105	0.000	0.000	114.753	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.721	-0.09
106	106	0.000	0.000	114.727	-0.09
200	Ладизинська ТЕС	-86.713	-44.473	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	110.448	-1.55
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.802	-2.12
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.324	-0.24
109	109	0.000	0.000	112.146	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	112.103	-1.02
108	108	0.000	0.000	112.070	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	110.447	-1.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	109.658	-1.86
107	107	0.000	0.000	108.993	-2.07
13	Вапнярка	0.000	0.000	108.993	-2.07
110	110	0.000	0.000	108.514	-2.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	107.628	-2.52
111	111	0.000	0.000	106.531	-2.86
15	Антонівка	0.000	0.000	106.528	-2.86
16	Борівка	0.000	0.000	105.943	-3.03
17	Моївка	0.000	0.000	105.698	-3.11
18	Гнатків	0.000	0.000	107.506	-2.56
19	Дзигівка	0.000	0.000	107.566	-2.53
112	112	0.000	0.000	107.605	-2.51
20	Радянське	0.000	0.000	107.520	-2.54
21	Ямпіль	0.000	0.000	107.836	-2.43
113	113	0.000	0.000	107.828	-2.43
22	Пороги	0.000	0.000	107.744	-2.46
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.765	-2.08
24	Івонівка	0.000	0.000	109.598	-1.84
25	Коси	0.000	0.000	111.378	-1.31
114	114	0.000	0.000	111.735	-1.21
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.377	-0.72
115	115	0.000	0.000	114.265	-0.33
27	Яришів	0.000	0.000	114.253	-0.34

300	Дністровська ГЕС	-30.447	-13.353	115.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.544	-3.15
30002		0.000	0.000	111.929	-1.95
20002		0.000	0.000	37.472	-1.95
10002		6.780	3.470	10.698	-1.93
300022		0.000	0.000	111.932	-1.95
200022		0.000	0.000	37.473	-1.95
100022		0.000	0.000	10.698	-1.93
10003		2.630	1.490	10.461	-3.32
10004		10.060	4.870	10.353	-1.29
100044		0.000	0.000	10.354	-1.29
10005		4.810	2.470	10.636	-2.10
30005		0.000	0.000	111.813	-1.60
20005		0.000	0.000	37.433	-1.60
300055		0.000	0.000	111.291	-2.13
200055		0.000	0.000	37.258	-2.13
100055		0.000	0.000	10.637	-2.10
30006		0.000	0.000	108.718	-2.63
20006		0.000	0.000	25.997	-2.63
10006		15.530	8.380	10.312	-3.43
300066		0.000	0.000	108.723	-2.63
200066		0.000	0.000	25.998	-2.63
100066		0.000	0.000	10.313	-3.43
10007		2.840	1.380	10.241	-4.48
30008		0.000	0.000	107.024	-3.60
20008		0.000	0.000	25.592	-3.60
10008		17.500	9.920	10.132	-4.53
300088		0.000	0.000	107.029	-3.60
100088		0.000	0.000	10.133	-4.53
200088		0.000	0.000	25.593	-3.60
10009		2.410	1.300	10.650	-2.54
300010		0.000	0.000	110.462	-2.50
200010		0.000	0.000	36.981	-2.50
100010		4.590	2.230	10.473	-3.38
30001010		0.000	0.000	110.463	-2.51
20001010		0.000	0.000	36.981	-2.51
10001010		0.000	0.000	10.473	-3.38
100011		2.630	1.340	10.254	-4.31
300012		0.000	0.000	108.880	-2.62
200012		0.000	0.000	36.451	-2.62
100012		3.940	1.910	10.370	-3.06
30001212		0.000	0.000	108.895	-2.60
20001212		0.000	0.000	36.456	-2.60
10001212		0.000	0.000	10.370	-3.06
100013		2.730	1.550	10.065	-4.96
300014		0.000	0.000	106.327	-3.64
200014		0.000	0.000	35.597	-3.64
100014		2.630	1.420	10.096	-4.30
30001414		0.000	0.000	106.327	-3.65
20001414		0.000	0.000	35.597	-3.65
10001414		0.000	0.000	10.096	-4.30
100015		2.730	1.320	9.868	-5.90
100016		2.200	1.360	9.814	-5.49
300017		2.410	0.000	101.319	-8.22
200017		0.000	0.000	33.920	-8.22
100017		4.380	2.360	9.474	-10.21
100018		2.730	1.320	9.965	-5.54
100019		2.410	1.360	9.970	-5.14
100020		2.190	1.060	10.033	-4.91
100021		3.830	2.170	10.001	-5.05
223000		0.000	0.000	106.124	-3.91
222000		0.000	0.000	35.529	-3.91
221000		4.160	2.130	10.059	-4.77
22223000		0.000	0.000	106.125	-3.91
22222000		0.000	0.000	35.529	-3.91
22221000		0.000	0.000	10.059	-4.77
100023		2.520	1.430	10.072	-4.76
100024		2.630	1.270	10.339	-3.20
10002424		0.000	0.000	10.339	-3.20
100025		2.410	1.300	9.250	-3.74
300026		0.000	0.000	111.795	-1.96

200026		0.000	0.000	37.427	-1.96
100026		3.940	2.230	10.604	-2.68
30002626		0.000	0.000	111.796	-1.96
20002626		0.000	0.000	37.428	-1.96
10002626		0.000	0.000	10.604	-2.69
300027		0.000	0.000	113.433	-1.07
200027		0.000	0.000	37.976	-1.07
100027		4.160	2.010	10.803	-1.50
30002727		0.000	0.000	113.016	-1.52
20002727		0.000	0.000	37.836	-1.52
10002727		0.000	0.000	10.803	-1.50
501		0.000	0.000	111.798	-1.12
502		0.000	0.000	110.560	-1.30
503		0.000	0.000	110.704	-1.22
504		0.000	0.000	111.863	-0.81
100501		13.560	6.570	10.206	-5.52
100502		18.050	9.740	10.135	-5.03
100503		8.750	4.240	10.072	-5.81
100504		-8.860	0.000	10.723	3.66
1005011		0.000	0.000	10.207	-5.52
1005022		0.000	0.000	10.136	-5.03
1005033		0.000	0.000	10.072	-5.81
1005044		0.000	0.000	10.722	3.66

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	33.182	21.088	32.902	20.467	0.279	0.618	0.197	1.665
101	102	3.421	1.477	3.417	1.467	0.004	0.010	0.019	0.242
102	104	3.417	2.145	3.413	2.138	0.004	0.007	0.021	0.195
104	5	0.762	1.085	0.761	1.084	0.000	0.001	0.007	0.074
5	103	-4.273	-3.384	-4.287	-3.409	0.014	0.026	-0.028	-0.560
103	2	-4.287	-2.833	-4.288	-2.836	0.001	0.003	-0.026	-0.064
2	100	-11.132	-6.040	-11.221	-6.237	0.088	0.196	-0.064	-1.551
2	30002	3.393	1.841	3.390	1.736	0.003	0.105	0.020	1.585
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.205	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.395	1.837	3.392	1.732	0.003	0.105	0.020	1.582
6	30006	7.767	4.571	7.762	4.339	0.006	0.231	0.047	1.556
30006	10006	7.762	4.339	7.756	4.195	0.006	0.143	0.047	0.985
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.493	-0.001
300066	100066	7.770	4.324	7.765	4.180	0.006	0.143	0.047	0.982
6	300066	7.776	4.556	7.770	4.324	0.006	0.231	0.047	1.552
5	105	-21.195	-11.055	-21.428	-11.483	0.233	0.426	-0.122	-1.928
105	4	8.833	4.464	8.831	4.462	0.002	0.002	0.050	0.033
4	106	-1.298	-1.082	-1.298	-1.082	0.000	0.000	-0.008	-0.006
106	200	-33.024	-17.391	-33.075	-17.485	0.051	0.093	-0.188	-0.273
106	7	31.725	17.040	30.950	15.621	0.772	1.412	0.181	4.319
7	8	28.089	14.875	27.816	14.376	0.272	0.498	0.166	1.680
8	107	-6.265	-3.897	-6.272	-3.910	0.007	0.013	-0.039	-0.195
107	12	-9.024	-5.297	-9.059	-5.362	0.035	0.065	-0.055	-0.678
12	11	-13.048	-7.095	-13.109	-7.207	0.061	0.111	-0.078	-0.804
11	108	-15.758	-8.046	-15.909	-8.322	0.150	0.274	-0.092	-1.648
108	10	-15.909	-7.833	-15.912	-7.838	0.003	0.005	-0.091	-0.033
10	109	-20.550	-10.522	-20.556	-10.530	0.006	0.008	-0.119	-0.044
109	9	-20.556	-10.009	-20.816	-10.485	0.259	0.474	-0.118	-2.194
9	200	-23.244	-11.303	-23.334	-11.467	0.089	0.164	-0.130	-0.677
10	300010	2.299	1.237	2.296	1.160	0.003	0.077	0.013	1.729
300010	100010	2.296	1.160	2.293	1.115	0.003	0.045	0.013	1.050
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.140	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.159	2.294	1.114	0.003	0.045	0.013	1.049
10	30001010	2.300	1.236	2.297	1.159	0.003	0.077	0.013	1.727
10	300012	1.131	0.565	1.130	0.546	0.001	0.019	0.007	0.833
300012	100012	1.130	0.546	1.130	0.535	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.174	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.403	2.808	1.374	0.001	0.028	0.017	0.520
12	30001212	2.811	1.449	2.809	1.403	0.001	0.046	0.017	0.817

8	30008	8.755	5.472	8.747	5.159	0.007	0.312	0.055	1.914
30008	10008	8.747	5.159	8.740	4.966	0.007	0.193	0.055	1.210
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.757	5.142	8.750	4.948	0.007	0.193	0.055	1.207
8	300088	8.765	5.455	8.757	5.142	0.007	0.311	0.055	1.909
8	110	16.485	7.332	16.456	7.279	0.029	0.053	0.096	0.297
110	14	16.456	7.566	16.358	7.424	0.097	0.141	0.096	0.907
14	18	1.746	0.822	1.745	0.820	0.001	0.002	0.010	0.124
18	19	-1.005	-0.206	-1.006	-0.206	0.000	0.001	-0.006	-0.062
19	112	-3.434	-1.453	-3.435	-1.454	0.001	0.001	-0.020	-0.040
112	21	-5.642	-2.212	-5.651	-2.225	0.009	0.013	-0.032	-0.238
21	23	-13.713	-6.669	-13.790	-6.810	0.077	0.141	-0.081	-0.954
23	24	-16.329	-7.979	-16.420	-8.110	0.090	0.131	-0.096	-0.848
24	25	-19.073	-9.029	-19.297	-9.354	0.223	0.324	-0.111	-1.807
25	114	-21.726	-10.418	-21.776	-10.492	0.050	0.073	-0.125	-0.362
114	26	-21.776	-10.112	-22.008	-10.448	0.231	0.335	-0.124	-1.658
26	115	-25.995	-11.963	-26.117	-12.233	0.121	0.269	-0.145	-0.895
115	300	-30.329	-13.091	-30.447	-13.353	0.118	0.261	-0.167	-0.737
27	300027	1.194	0.622	1.193	0.602	0.001	0.020	0.007	0.838
300027	100027	1.193	0.602	1.192	0.590	0.001	0.011	0.007	0.510
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.175	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.017	0.070
27	30002727	2.970	1.495	2.968	1.418	0.002	0.077	0.017	1.275
26	300026	1.973	1.208	1.971	1.149	0.002	0.059	0.012	1.639
300026	100026	1.971	1.149	1.969	1.115	0.002	0.034	0.012	0.991
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.123	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.148	1.969	1.114	0.002	0.034	0.012	0.990
26	30002626	1.973	1.207	1.971	1.148	0.002	0.059	0.012	1.637
24	100024	1.317	0.675	1.314	0.635	0.003	0.040	0.008	1.616
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.081	-0.000
24	10002424	1.317	0.674	1.314	0.634	0.003	0.040	0.008	1.615
22	223000	2.084	1.176	2.081	1.106	0.003	0.070	0.013	1.769
223000	221000	2.081	1.106	2.078	1.065	0.003	0.041	0.013	1.070
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.134	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.105	2.079	1.064	0.003	0.041	0.013	1.069
22	22223000	2.084	1.175	2.082	1.105	0.003	0.070	0.013	1.767
14	30001414	1.615	0.939	1.614	0.896	0.002	0.043	0.010	1.411
30001414	10001414	1.614	0.896	1.612	0.871	0.002	0.025	0.010	0.853
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	1.017	0.564	1.016	0.548	0.001	0.016	0.006	0.854
14	300014	1.018	0.591	1.017	0.564	0.001	0.027	0.006	1.412
4	100044	5.036	2.563	5.029	2.428	0.006	0.134	0.028	1.357
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.311	0.000
4	10004	5.031	2.574	5.024	2.439	0.006	0.134	0.028	1.362
105	200	-30.262	-15.444	-30.304	-15.522	0.042	0.077	-0.171	-0.247
5	30005	1.380	0.769	1.379	0.741	0.001	0.028	0.008	1.055
30005	10005	1.379	0.741	1.378	0.725	0.001	0.016	0.008	0.641
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.208	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.020	0.082
5	300055	3.436	1.853	3.432	1.744	0.003	0.108	0.020	1.611
5	504	5.473	5.557	5.434	5.501	0.039	0.056	0.040	0.973
504	503	14.222	5.551	14.113	5.393	0.108	0.157	0.079	1.172
503	502	5.286	0.603	5.280	0.595	0.006	0.009	0.028	0.148
502	501	-12.878	-10.537	-12.989	-10.696	0.110	0.159	-0.087	-1.245
501	101	-26.646	-18.230	-26.830	-18.748	0.183	0.515	-0.166	-1.558
501	100501	6.813	3.978	6.775	3.286	0.038	0.689	0.041	5.570
100501	1005011	-6.777	-3.280	-6.777	-3.280	0.000	0.000	-0.425	-0.001
501	1005011	6.816	3.972	6.777	3.280	0.038	0.689	0.041	5.564
502	100502	9.058	5.685	9.017	4.873	0.041	0.809	0.056	4.981
100502	1005022	-9.022	-4.861	-9.023	-4.861	0.000	0.000	-0.583	-0.001
502	1005022	9.064	5.674	9.023	4.861	0.041	0.809	0.056	4.972
503	1005033	4.404	2.587	4.373	2.118	0.031	0.468	0.027	5.915
1005033	100503	4.373	2.118	4.373	2.118	0.000	0.000	0.278	0.000
503	100503	4.403	2.589	4.372	2.120	0.031	0.468	0.027	5.920
504	1005044	-4.404	0.345	-4.427	0.001	0.023	0.343	-0.023	-0.021
1005044	100504	-4.427	0.001	-4.427	0.001	0.000	0.000	-0.238	-0.000
504	100504	-4.404	0.343	-4.427	-0.001	0.023	0.343	-0.023	-0.025
16	100016	2.208	1.499	2.199	1.359	0.009	0.139	0.015	3.654
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	100015	2.741	1.509	2.728	1.319	0.013	0.190	0.017	3.771
11	100011	2.639	1.506	2.628	1.339	0.011	0.166	0.016	3.498



1	10001	2.639	1.424	2.628	1.269	0.010	0.154	0.015	3.164
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
112	20	2.207	1.102	2.206	1.100	0.001	0.002	0.013	0.087
20	100020	2.197	1.178	2.189	1.059	0.008	0.118	0.013	2.906
19	100019	2.419	1.514	2.408	1.359	0.010	0.155	0.015	3.641
18	100018	2.741	1.506	2.728	1.319	0.012	0.186	0.017	3.701
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	15.893	9.389	15.621	8.996	0.270	0.391	0.094	2.665
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.417	1.432	2.408	1.299	0.009	0.133	0.014	3.092
30001212	20001212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.851	1.571	2.838	1.379	0.013	0.191	0.017	3.662
107	13	2.751	1.807	2.751	1.807	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	4.212	2.357	4.212	2.356	0.000	0.001	0.024	0.012
13	100013	2.741	1.745	2.728	1.549	0.013	0.195	0.017	4.089
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.364	2.649	1.362	0.002	0.002	0.015	0.095
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	11.948	5.697	11.859	5.569	0.088	0.128	0.071	1.125
111	15	11.859	5.901	11.859	5.900	0.000	0.000	0.072	0.003
15	16	9.109	4.557	9.073	4.504	0.036	0.052	0.055	0.601
16	17	6.855	3.293	6.844	3.276	0.011	0.017	0.041	0.252
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.418	1.440	2.408	1.299	0.009	0.140	0.015	3.274
17	300017	6.826	3.299	6.799	2.567	0.027	0.729	0.041	5.264
300017	200017	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300017	100017	4.391	2.567	4.377	2.359	0.013	0.208	0.029	2.794
23	100023	2.530	1.596	2.518	1.429	0.011	0.166	0.016	3.754
21	100021	3.841	2.415	3.828	2.169	0.014	0.245	0.024	3.584
21	113	4.207	2.404	4.206	2.404	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	4.206	2.487	4.204	2.484	0.002	0.004	0.026	0.086
104	3	2.651	1.639	2.650	1.638	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.640	1.657	2.628	1.489	0.011	0.168	0.016	3.645

---

## ДОДАТОК Г.2

### 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.: 170.942 МВт / 1497.448 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.770 МВт / 1443.385 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.810 МВт / 20.773 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.810 МВт / 20.773 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.770 МВт / 6.743 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.663 МВт / 2.864 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.433 МВт / 9.607 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.243 МВт / 30.380 млн.кВт\*г (2.0%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-44.497	-28.445	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	108.222	-0.60
1	Вороновиця	0.000	0.000	108.123	-0.62
102	102	0.000	0.000	107.962	-0.72
104	104	0.000	0.000	107.756	-0.78
3	Брацлав	0.000	0.000	107.683	-0.79
5	Тульчин	0.000	0.000	107.680	-0.78
2	Немирів	0.000	0.000	108.346	-0.63
103	103	0.000	0.000	108.277	-0.65
6	Рахни тяга	0.000	0.000	104.890	-1.48
105	105	0.000	0.000	109.736	-0.09
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.702	-0.10
106	106	0.000	0.000	109.708	-0.10
200	Ладизинська ТЕС	-87.021	-46.512	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	105.121	-1.68
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	103.360	-2.31
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.275	-0.26
109	109	0.000	0.000	106.940	-1.09
10	Тростянець	0.000	0.000	106.894	-1.11
108	108	0.000	0.000	106.859	-1.12
11	Соколівка	0.000	0.000	105.120	-1.73
12	Крижопіль	0.000	0.000	104.277	-2.02
107	107	0.000	0.000	103.565	-2.24
13	Вапнярка	0.000	0.000	103.565	-2.24
110	110	0.000	0.000	103.048	-2.43
14	Томашпіль	0.000	0.000	102.093	-2.74
111	111	0.000	0.000	100.913	-3.11
15	Антонівка	0.000	0.000	100.909	-3.11
16	Борівка	0.000	0.000	100.281	-3.30
17	Моївка	0.000	0.000	100.018	-3.38
18	Гнатків	0.000	0.000	101.963	-2.78
19	Дзигівка	0.000	0.000	102.028	-2.74
112	112	0.000	0.000	102.070	-2.73
20	Радянське	0.000	0.000	101.979	-2.76
21	Ямпіль	0.000	0.000	102.319	-2.64
113	113	0.000	0.000	102.310	-2.64
22	Пороги	0.000	0.000	102.221	-2.67
23	Михайлівка	0.000	0.000	103.313	-2.26
24	Івонівка	0.000	0.000	104.203	-1.99
25	Коси	0.000	0.000	106.108	-1.42
114	114	0.000	0.000	106.490	-1.30
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	108.250	-0.78

115	115	0.000	0.000	109.206	-0.36
27	Яришів	0.000	0.000	109.194	-0.37
300	Дністровська ГЕС	-30.563	-14.174	110.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.039	-3.45
30002		0.000	0.000	106.743	-2.14
20002		0.000	0.000	35.736	-2.14
10002		6.780	3.470	10.201	-2.11
300022		0.000	0.000	106.746	-2.14
200022		0.000	0.000	35.737	-2.14
100022		0.000	0.000	10.202	-2.11
10003		2.630	1.490	9.949	-3.64
10004		10.060	4.870	9.889	-1.42
100044		0.000	0.000	9.889	-1.42
10005		4.810	2.470	10.135	-2.30
30005		0.000	0.000	106.605	-1.74
20005		0.000	0.000	35.690	-1.74
300055		0.000	0.000	106.057	-2.32
200055		0.000	0.000	35.506	-2.32
100055		0.000	0.000	10.136	-2.30
30006		0.000	0.000	103.332	-2.88
20006		0.000	0.000	24.709	-2.88
10006		15.530	8.380	9.792	-3.77
300066		0.000	0.000	103.337	-2.88
200066		0.000	0.000	24.710	-2.88
100066		0.000	0.000	9.793	-3.77
10007		2.840	1.380	9.713	-4.93
30008		0.000	0.000	101.473	-3.94
20008		0.000	0.000	24.264	-3.94
10008		17.500	9.920	9.595	-4.98
300088		0.000	0.000	101.479	-3.94
100088		0.000	0.000	9.596	-4.98
200088		0.000	0.000	24.266	-3.94
10009		2.410	1.300	10.152	-2.79
300010		0.000	0.000	105.160	-2.74
200010		0.000	0.000	35.206	-2.74
100010		4.590	2.230	9.961	-3.70
30001010		0.000	0.000	105.161	-2.74
20001010		0.000	0.000	35.206	-2.74
10001010		0.000	0.000	9.961	-3.70
100011		2.630	1.340	9.727	-4.73
300012		0.000	0.000	103.455	-2.86
200012		0.000	0.000	34.635	-2.86
100012		3.940	1.910	9.848	-3.34
30001212		0.000	0.000	103.471	-2.83
20001212		0.000	0.000	34.640	-2.83
10001212		0.000	0.000	9.849	-3.34
100013		2.730	1.550	9.524	-5.46
300014		0.000	0.000	100.714	-3.99
200014		0.000	0.000	33.717	-3.99
100014		2.630	1.420	9.555	-4.72
30001414		0.000	0.000	100.714	-3.99
20001414		0.000	0.000	33.717	-3.99
10001414		0.000	0.000	9.555	-4.72
100015		2.730	1.320	9.310	-6.51
100016		2.200	1.360	9.252	-6.05
300017		2.410	0.000	95.261	-9.13
200017		0.000	0.000	31.892	-9.13
100017		4.380	2.360	8.880	-11.39
100018		2.730	1.320	9.414	-6.10
100019		2.410	1.360	9.421	-5.66
100020		2.190	1.060	9.487	-5.40
100021		3.830	2.170	9.454	-5.56
223000		0.000	0.000	100.499	-4.29
222000		0.000	0.000	33.646	-4.29
221000		4.160	2.130	9.516	-5.24
22223000		0.000	0.000	100.501	-4.29
22222000		0.000	0.000	33.646	-4.29
22221000		0.000	0.000	9.516	-5.24
100023		2.520	1.430	9.530	-5.23
100024		2.630	1.270	9.815	-3.49
10002424		0.000	0.000	9.815	-3.49

100025		2.410	1.300	8.785	-4.11
300026		0.000	0.000	106.583	-2.14
200026		0.000	0.000	35.682	-2.14
100026		3.940	2.230	10.101	-2.94
30002626		0.000	0.000	106.584	-2.14
20002626		0.000	0.000	35.683	-2.14
10002626		0.000	0.000	10.101	-2.94
300027		0.000	0.000	108.333	-1.17
200027		0.000	0.000	36.268	-1.17
100027		4.160	2.010	10.313	-1.64
30002727		0.000	0.000	107.896	-1.66
20002727		0.000	0.000	36.122	-1.66
10002727		0.000	0.000	10.313	-1.64
501		0.000	0.000	106.576	-1.21
502		0.000	0.000	105.258	-1.41
503		0.000	0.000	105.407	-1.31
504		0.000	0.000	106.632	-0.87
100501		13.560	6.570	9.676	-6.09
100502		18.050	9.740	9.600	-5.54
100503		8.750	4.240	9.532	-6.41
100504		-8.860	0.000	10.220	4.05
1005011		0.000	0.000	9.677	-6.09
1005022		0.000	0.000	9.601	-5.55
1005033		0.000	0.000	9.532	-6.41
1005044		0.000	0.000	10.220	4.05

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	33.256	21.945	32.942	21.248	0.313	0.694	0.209	1.784
101	102	3.421	1.597	3.416	1.586	0.005	0.011	0.020	0.263
102	104	3.416	2.203	3.412	2.196	0.004	0.008	0.022	0.207
104	5	0.760	1.070	0.760	1.069	0.000	0.001	0.007	0.076
5	103	-4.284	-3.506	-4.300	-3.535	0.016	0.029	-0.030	-0.600
103	2	-4.300	-3.009	-4.302	-3.013	0.002	0.004	-0.028	-0.069
2	100	-11.142	-6.280	-11.241	-6.500	0.099	0.219	-0.068	-1.661
2	30002	3.394	1.852	3.390	1.736	0.003	0.115	0.021	1.671
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.021	0.085
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.215	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.021	0.085
2	300022	3.396	1.848	3.392	1.732	0.003	0.115	0.021	1.667
6	30006	7.769	4.612	7.762	4.355	0.006	0.257	0.050	1.654
30006	10006	7.762	4.355	7.756	4.195	0.006	0.159	0.050	1.047
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.519	-0.001
300066	100066	7.771	4.339	7.765	4.180	0.006	0.159	0.050	1.044
6	300066	7.777	4.597	7.771	4.339	0.006	0.257	0.050	1.649
5	105	-21.241	-11.534	-21.503	-12.014	0.262	0.478	-0.129	-2.066
105	4	8.860	4.561	8.858	4.559	0.002	0.003	0.052	0.035
4	106	-1.267	-0.976	-1.267	-0.976	0.000	0.000	-0.008	-0.006
106	200	-33.133	-18.148	-33.190	-18.253	0.057	0.104	-0.198	-0.292
106	7	31.866	17.840	30.993	16.245	0.869	1.589	0.192	4.632
7	8	28.132	15.400	27.825	14.838	0.306	0.559	0.176	1.799
8	107	-6.281	-4.007	-6.289	-4.021	0.008	0.015	-0.042	-0.209
107	12	-9.041	-5.466	-9.081	-5.539	0.040	0.073	-0.059	-0.726
12	11	-13.066	-7.311	-13.134	-7.436	0.068	0.125	-0.083	-0.860
11	108	-15.784	-8.357	-15.954	-8.667	0.169	0.308	-0.098	-1.767
108	10	-15.954	-8.223	-15.957	-8.228	0.004	0.005	-0.097	-0.036
10	109	-20.593	-10.919	-20.600	-10.928	0.006	0.009	-0.126	-0.046
109	9	-20.600	-10.454	-20.891	-10.988	0.291	0.532	-0.125	-2.353
9	200	-23.320	-11.873	-23.420	-12.057	0.100	0.183	-0.138	-0.726
10	300010	2.300	1.250	2.296	1.164	0.003	0.085	0.014	1.835
300010	100010	2.296	1.164	2.293	1.115	0.003	0.049	0.014	1.114
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.148	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.163	2.294	1.114	0.003	0.049	0.014	1.113
10	30001010	2.300	1.249	2.297	1.163	0.003	0.085	0.014	1.833
12	300012	1.131	0.568	1.130	0.547	0.001	0.021	0.007	0.885
300012	100012	1.130	0.547	1.130	0.535	0.001	0.012	0.007	0.538
100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.183	-0.000

30001212	10001212	2.809	1.406	2.808	1.374	0.001	0.032	0.017	0.552
12	30001212	2.811	1.457	2.809	1.406	0.001	0.051	0.017	0.868
8	30008	8.757	5.530	8.748	5.181	0.008	0.347	0.058	2.044
30008	10008	8.748	5.181	8.740	4.966	0.008	0.215	0.058	1.291
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.604	-0.001
300088	100088	8.758	5.164	8.750	4.948	0.008	0.215	0.058	1.288
8	300088	8.767	5.513	8.758	5.164	0.008	0.347	0.058	2.038
8	110	16.514	7.789	16.481	7.729	0.033	0.060	0.102	0.322
110	14	16.481	7.988	16.370	7.827	0.110	0.160	0.102	0.978
14	18	1.738	0.871	1.736	0.868	0.002	0.002	0.011	0.134
18	19	-1.014	-0.228	-1.015	-0.229	0.001	0.001	-0.006	-0.068
19	112	-3.444	-1.521	-3.445	-1.522	0.001	0.001	-0.021	-0.043
112	21	-5.652	-2.336	-5.662	-2.351	0.010	0.015	-0.035	-0.256
21	23	-13.722	-6.883	-13.808	-7.042	0.087	0.158	-0.086	-1.023
23	24	-16.348	-8.272	-16.450	-8.420	0.102	0.147	-0.102	-0.907
24	25	-19.102	-9.389	-19.355	-9.755	0.251	0.364	-0.118	-1.935
25	114	-21.783	-10.869	-21.840	-10.952	0.057	0.082	-0.132	-0.387
114	26	-21.840	-10.607	-22.101	-10.986	0.260	0.377	-0.131	-1.778
26	115	-26.085	-12.599	-26.222	-12.902	0.136	0.302	-0.154	-0.964
115	300	-30.431	-13.880	-30.563	-14.174	0.132	0.293	-0.177	-0.796
27	300027	1.194	0.625	1.193	0.603	0.001	0.022	0.007	0.881
300027	100027	1.193	0.603	1.192	0.590	0.001	0.013	0.007	0.537
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.184	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.003	0.000	0.018	0.074
27	30002727	2.970	1.503	2.968	1.418	0.003	0.084	0.018	1.341
26	300026	1.973	1.218	1.971	1.153	0.002	0.065	0.012	1.732
300026	100026	1.971	1.153	1.969	1.115	0.002	0.038	0.012	1.047
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.129	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.152	1.969	1.114	0.002	0.038	0.012	1.046
26	30002626	1.974	1.217	1.971	1.152	0.002	0.065	0.012	1.730
24	100024	1.317	0.680	1.314	0.635	0.003	0.044	0.008	1.716
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.086	-0.000
24	10002424	1.317	0.679	1.314	0.634	0.003	0.044	0.008	1.715
22	223000	2.084	1.189	2.081	1.110	0.003	0.078	0.014	1.893
223000	221000	2.081	1.110	2.078	1.065	0.003	0.045	0.014	1.144
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.141	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.109	2.079	1.064	0.003	0.045	0.014	1.144
22	22223000	2.085	1.188	2.082	1.109	0.003	0.078	0.014	1.891
14	30001414	1.616	0.947	1.614	0.899	0.002	0.048	0.011	1.507
30001414	10001414	1.614	0.899	1.612	0.871	0.002	0.028	0.011	0.910
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.111	0.000
300014	100014	1.017	0.565	1.016	0.548	0.001	0.017	0.007	0.911
14	300014	1.018	0.596	1.017	0.565	0.001	0.030	0.007	1.507
4	100044	5.036	2.576	5.030	2.428	0.007	0.147	0.030	1.426
100044	10004	5.030	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.325	0.001
4	10004	5.031	2.587	5.024	2.439	0.007	0.147	0.030	1.431
105	200	-30.364	-16.116	-30.411	-16.202	0.047	0.086	-0.181	-0.264
5	30005	1.380	0.773	1.379	0.743	0.001	0.031	0.008	1.114
30005	10005	1.379	0.743	1.378	0.725	0.001	0.018	0.008	0.676
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.219	-0.000
300055	100055	3.433	1.744	3.429	1.744	0.004	0.000	0.021	0.086
5	300055	3.436	1.864	3.433	1.744	0.004	0.119	0.021	1.700
5	504	5.508	5.808	5.463	5.743	0.045	0.065	0.043	1.050
504	503	14.248	5.656	14.127	5.482	0.120	0.174	0.083	1.240
503	502	5.295	0.546	5.288	0.537	0.007	0.010	0.029	0.154
502	501	-12.876	-10.802	-13.000	-10.982	0.123	0.179	-0.092	-1.326
501	101	-26.664	-18.709	-26.869	-19.289	0.205	0.577	-0.176	-1.664
501	100501	6.817	4.055	6.775	3.286	0.042	0.767	0.043	5.959
100501	1005011	-6.777	-3.280	-6.777	-3.280	0.000	0.000	-0.448	-0.001
501	1005011	6.820	4.050	6.777	3.280	0.042	0.767	0.043	5.952
502	100502	9.062	5.778	9.017	4.873	0.046	0.902	0.059	5.322
100502	1005022	-9.022	-4.861	-9.023	-4.861	0.000	0.000	-0.615	-0.001
502	1005022	9.069	5.766	9.023	4.861	0.046	0.902	0.059	5.313
503	1005033	4.408	2.642	4.373	2.118	0.035	0.522	0.028	6.343
1005033	100503	4.373	2.118	4.373	2.118	0.000	0.000	0.294	0.000
503	100503	4.407	2.644	4.372	2.120	0.035	0.522	0.028	6.347
504	1005044	-4.402	0.380	-4.427	0.001	0.025	0.377	-0.024	0.041
1005044	100504	-4.427	0.001	-4.427	0.001	0.000	0.000	-0.250	-0.000
504	100504	-4.402	0.378	-4.427	-0.001	0.025	0.377	-0.024	0.037
16	100016	2.209	1.517	2.199	1.359	0.010	0.157	0.015	3.919
223000	222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

15	100015	2.743	1.533	2.728	1.319	0.014	0.213	0.018	4.057
11	100011	2.641	1.525	2.628	1.339	0.012	0.185	0.017	3.727
1	10001	2.640	1.440	2.628	1.269	0.011	0.170	0.016	3.351
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.207	1.124	2.206	1.122	0.001	0.002	0.014	0.093
20	100020	2.197	1.192	2.189	1.059	0.009	0.132	0.014	3.111
19	100019	2.420	1.533	2.408	1.359	0.012	0.173	0.016	3.898
18	100018	2.742	1.528	2.728	1.319	0.014	0.208	0.018	3.973
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	15.917	9.526	15.616	9.090	0.300	0.434	0.099	2.815
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.418	1.446	2.408	1.299	0.010	0.146	0.015	3.264
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.852	1.592	2.838	1.379	0.014	0.212	0.018	3.906
107	13	2.752	1.824	2.752	1.824	0.000	0.000	0.018	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	4.209	2.346	4.208	2.346	0.000	0.001	0.025	0.012
13	100013	2.743	1.768	2.728	1.549	0.015	0.218	0.018	4.369
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.386	2.649	1.384	0.002	0.002	0.016	0.100
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	111	11.971	5.976	11.870	5.830	0.100	0.145	0.076	1.212
111	15	11.870	6.128	11.870	6.127	0.000	0.000	0.076	0.003
15	16	9.119	4.744	9.078	4.684	0.041	0.059	0.059	0.646
16	17	6.861	3.425	6.848	3.406	0.013	0.019	0.044	0.271
30002626	20002626	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
25	100025	2.419	1.455	2.408	1.299	0.010	0.155	0.015	3.478
17	300017	6.832	3.426	6.801	2.596	0.031	0.827	0.044	5.788
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.392	2.596	4.377	2.359	0.015	0.236	0.031	3.048
23	100023	2.531	1.615	2.518	1.429	0.012	0.186	0.017	4.009
21	100021	3.843	2.444	3.828	2.169	0.015	0.274	0.026	3.835
21	113	4.205	2.425	4.204	2.425	0.000	0.000	0.027	0.009
113	22	4.204	2.501	4.202	2.496	0.002	0.004	0.028	0.091
104	3	2.652	1.659	2.650	1.657	0.001	0.002	0.017	0.073
3	10003	2.641	1.675	2.628	1.489	0.012	0.185	0.017	3.862

---

## ДОДАТОК Г.3

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 169.928 МВт / 1488.570 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.770 МВт / 1443.385 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.759 МВт / 16.233 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.759 МВт / 16.233 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.948 МВт / 8.306 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.528 МВт / 2.281 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.476 МВт / 10.588 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.235 МВт / 26.821 млн.кВт\*г (1.8%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

№вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-44.315	-26.093	121.000	0.00
101	101	0.000	0.000	119.465	-0.51
1	Вороновиця	0.000	0.000	119.376	-0.52
102	102	0.000	0.000	119.248	-0.61
104	104	0.000	0.000	119.068	-0.66
3	Брацлав	0.000	0.000	119.003	-0.67
5	Тульчин	0.000	0.000	118.997	-0.66
2	Немирів	0.000	0.000	119.571	-0.53
103	103	0.000	0.000	119.513	-0.55
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.510	-1.24
105	105	0.000	0.000	120.772	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.741	-0.08
106	106	0.000	0.000	120.747	-0.08
200	Ладизинська ТЕС	-86.417	-42.223	121.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	116.791	-1.41
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	115.265	-1.93
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.376	-0.22
109	109	0.000	0.000	118.364	-0.92
10	Тростянець	0.000	0.000	118.323	-0.93
108	108	0.000	0.000	118.293	-0.94
11	Соколівка	0.000	0.000	116.791	-1.46
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.058	-1.69
107	107	0.000	0.000	115.442	-1.88
13	Вапнярка	0.000	0.000	115.442	-1.88
110	110	0.000	0.000	115.001	-2.04
14	Томашпіль	0.000	0.000	114.187	-2.29
111	111	0.000	0.000	113.175	-2.60
15	Антонівка	0.000	0.000	113.172	-2.60
16	Борівка	0.000	0.000	112.632	-2.76
17	Моївка	0.000	0.000	112.405	-2.83
18	Гнатків	0.000	0.000	114.075	-2.33
19	Дзигівка	0.000	0.000	114.130	-2.30
112	112	0.000	0.000	114.166	-2.29
20	Радянське	0.000	0.000	114.087	-2.31
21	Ямпіль	0.000	0.000	114.379	-2.22
113	113	0.000	0.000	114.371	-2.22
22	Пороги	0.000	0.000	114.293	-2.24
23	Михайлівка	0.000	0.000	115.240	-1.90
24	Івонівка	0.000	0.000	116.012	-1.68
25	Коси	0.000	0.000	117.662	-1.20
114	114	0.000	0.000	117.993	-1.10

26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	119.511	-0.66
115	115	0.000	0.000	120.326	-0.30
27	Яришів	0.000	0.000	120.315	-0.31
300	Дністровська ГЕС	-30.337	-12.427	121.000	0.00
10001		2.630	1.270	11.147	-2.84
30002		0.000	0.000	118.128	-1.77
20002		0.000	0.000	39.547	-1.77
10002		6.780	3.470	11.291	-1.75
300022		0.000	0.000	118.131	-1.77
200022		0.000	0.000	39.548	-1.77
100022		0.000	0.000	11.292	-1.75
10003		2.630	1.490	11.070	-2.99
10004		10.060	4.870	10.909	-1.17
100044		0.000	0.000	10.910	-1.17
10005		4.810	2.470	11.235	-1.90
30005		0.000	0.000	118.033	-1.45
20005		0.000	0.000	39.516	-1.45
300055		0.000	0.000	117.539	-1.92
200055		0.000	0.000	39.350	-1.92
100055		0.000	0.000	11.235	-1.90
30006		0.000	0.000	115.127	-2.37
20006		0.000	0.000	27.529	-2.37
10006		15.530	8.380	10.930	-3.08
300066		0.000	0.000	115.131	-2.37
200066		0.000	0.000	27.530	-2.37
100066		0.000	0.000	10.931	-3.09
10007		2.840	1.380	10.868	-4.03
30008		0.000	0.000	113.600	-3.24
20008		0.000	0.000	27.164	-3.24
10008		17.500	9.920	10.768	-4.07
300088		0.000	0.000	113.605	-3.25
100088		0.000	0.000	10.768	-4.07
200088		0.000	0.000	27.165	-3.25
10009		2.410	1.300	11.244	-2.29
300010		0.000	0.000	116.781	-2.26
200010		0.000	0.000	39.096	-2.26
100010		4.590	2.230	11.083	-3.04
30001010		0.000	0.000	116.782	-2.26
20001010		0.000	0.000	39.097	-2.26
10001010		0.000	0.000	11.083	-3.04
100011		2.630	1.340	10.880	-3.87
300012		0.000	0.000	115.326	-2.37
200012		0.000	0.000	38.609	-2.37
100012		3.940	1.910	10.989	-2.76
30001212		0.000	0.000	115.340	-2.35
20001212		0.000	0.000	38.614	-2.35
10001212		0.000	0.000	10.989	-2.76
100013		2.730	1.550	10.705	-4.45
300014		0.000	0.000	112.968	-3.29
200014		0.000	0.000	37.820	-3.29
100014		2.630	1.420	10.736	-3.87
30001414		0.000	0.000	112.969	-3.29
20001414		0.000	0.000	37.820	-3.29
10001414		0.000	0.000	10.736	-3.87
100015		2.730	1.320	10.525	-5.28
100016		2.200	1.360	10.475	-4.92
300017		2.410	0.000	108.396	-7.32
200017		0.000	0.000	36.289	-7.32
100017		4.380	2.360	10.167	-9.06
100018		2.730	1.320	10.614	-4.97
100019		2.410	1.360	10.619	-4.61
100020		2.190	1.060	10.677	-4.41
100021		3.830	2.170	10.647	-4.53
223000		0.000	0.000	112.777	-3.53
222000		0.000	0.000	37.756	-3.53
221000		4.160	2.130	10.701	-4.29
22223000		0.000	0.000	112.779	-3.53
22222000		0.000	0.000	37.756	-3.53
22221000		0.000	0.000	10.701	-4.29
100023		2.520	1.430	10.712	-4.28
100024		2.630	1.270	10.961	-2.89



10002424		0.000	0.000	10.961	-2.89
100025		2.410	1.300	9.802	-3.37
300026		0.000	0.000	118.019	-1.77
200026		0.000	0.000	39.511	-1.77
100026		3.940	2.230	11.204	-2.42
30002626		0.000	0.000	118.020	-1.77
20002626		0.000	0.000	39.511	-1.77
10002626		0.000	0.000	11.204	-2.42
300027		0.000	0.000	119.539	-0.97
200027		0.000	0.000	40.020	-0.97
100027		4.160	2.010	11.389	-1.36
30002727		0.000	0.000	119.144	-1.37
20002727		0.000	0.000	39.887	-1.37
10002727		0.000	0.000	11.389	-1.36
501		0.000	0.000	118.032	-1.02
502		0.000	0.000	116.877	-1.19
503		0.000	0.000	117.016	-1.11
504		0.000	0.000	118.105	-0.75
100501		13.560	6.570	10.833	-4.95
100502		18.050	9.740	10.767	-4.51
100503		8.750	4.240	10.710	-5.20
100504		-8.860	0.000	11.322	3.26
1005011		0.000	0.000	10.834	-4.95
1005022		0.000	0.000	10.768	-4.51
1005033		0.000	0.000	10.710	-5.20
1005044		0.000	0.000	11.321	3.26

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	33.112	20.152	32.866	19.607	0.245	0.543	0.185	1.540
101	102	3.423	1.333	3.419	1.325	0.004	0.008	0.018	0.218
102	104	3.419	2.078	3.416	2.072	0.003	0.006	0.019	0.182
104	5	0.765	1.104	0.764	1.104	0.000	0.001	0.007	0.071
5	103	-4.262	-3.253	-4.275	-3.275	0.012	0.022	-0.026	-0.518
103	2	-4.275	-2.635	-4.276	-2.638	0.001	0.003	-0.024	-0.058
2	100	-11.124	-5.768	-11.202	-5.941	0.078	0.173	-0.060	-1.435
2	30002	3.393	1.831	3.390	1.736	0.003	0.094	0.019	1.493
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.019	0.077
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.194	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.019	0.077
2	300022	3.395	1.826	3.392	1.732	0.003	0.094	0.019	1.490
6	30006	7.766	4.530	7.761	4.323	0.005	0.206	0.044	1.455
30006	10006	7.761	4.323	7.756	4.195	0.005	0.128	0.044	0.921
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.465	-0.001
300066	100066	7.770	4.308	7.765	4.180	0.005	0.128	0.044	0.919
6	300066	7.774	4.515	7.770	4.308	0.005	0.206	0.044	1.450
5	105	-21.149	-10.515	-21.354	-10.891	0.204	0.374	-0.114	-1.782
105	4	8.809	4.367	8.807	4.365	0.002	0.002	0.047	0.031
4	106	-1.328	-1.196	-1.328	-1.196	0.000	0.000	-0.009	-0.006
106	200	-32.920	-16.559	-32.965	-16.642	0.045	0.082	-0.176	-0.253
106	7	31.592	16.172	30.912	14.929	0.677	1.238	0.169	3.991
7	8	28.051	14.301	27.811	13.863	0.239	0.437	0.155	1.556
8	107	-6.250	-3.785	-6.256	-3.797	0.006	0.011	-0.037	-0.181
107	12	-9.007	-5.117	-9.038	-5.174	0.031	0.057	-0.052	-0.627
12	11	-13.032	-6.862	-13.086	-6.960	0.053	0.097	-0.073	-0.746
11	108	-15.735	-7.702	-15.867	-7.944	0.131	0.240	-0.086	-1.524
108	10	-15.867	-7.400	-15.870	-7.404	0.003	0.004	-0.085	-0.031
10	109	-20.511	-10.086	-20.516	-10.093	0.005	0.007	-0.111	-0.040
109	9	-20.516	-9.513	-20.745	-9.930	0.227	0.416	-0.110	-2.027
9	200	-23.173	-10.668	-23.252	-10.812	0.079	0.144	-0.122	-0.625
10	300010	2.298	1.224	2.296	1.155	0.003	0.069	0.013	1.618
300010	100010	2.296	1.155	2.293	1.115	0.003	0.040	0.013	0.983
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.133	-0.000
30001010	10001010	2.296	1.154	2.294	1.114	0.003	0.040	0.013	0.983
10	30001010	2.299	1.223	2.296	1.154	0.003	0.069	0.013	1.617
12	300012	1.131	0.561	1.130	0.545	0.001	0.017	0.006	0.780
300012	100012	1.130	0.545	1.130	0.535	0.001	0.010	0.006	0.475

100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.164	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.399	2.808	1.374	0.001	0.025	0.016	0.487
12	30001212	2.810	1.441	2.809	1.399	0.001	0.041	0.016	0.765
8	30008	8.753	5.414	8.747	5.137	0.007	0.276	0.051	1.781
30008	10008	8.747	5.137	8.740	4.966	0.007	0.171	0.051	1.126
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.538	-0.001
300088	100088	8.757	5.120	8.750	4.948	0.007	0.171	0.051	1.123
8	300088	8.763	5.397	8.757	5.120	0.007	0.276	0.051	1.776
8	110	16.459	6.822	16.434	6.776	0.025	0.046	0.089	0.271
110	14	16.434	7.098	16.349	6.975	0.085	0.123	0.090	0.833
14	18	1.755	0.756	1.754	0.754	0.001	0.002	0.010	0.114
18	19	-0.996	-0.189	-0.997	-0.189	0.000	0.001	-0.005	-0.057
19	112	-3.425	-1.384	-3.426	-1.385	0.001	0.001	-0.019	-0.037
112	21	-5.633	-2.075	-5.641	-2.086	0.008	0.011	-0.030	-0.218
21	23	-13.705	-6.435	-13.773	-6.558	0.067	0.123	-0.076	-0.883
23	24	-16.312	-7.656	-16.391	-7.771	0.079	0.114	-0.090	-0.785
24	25	-19.047	-8.629	-19.243	-8.914	0.196	0.284	-0.104	-1.674
25	114	-21.672	-9.919	-21.716	-9.983	0.044	0.064	-0.117	-0.335
114	26	-21.716	-9.560	-21.919	-9.855	0.202	0.293	-0.116	-1.532
26	115	-25.909	-11.249	-26.016	-11.486	0.106	0.236	-0.136	-0.821
115	300	-30.233	-12.197	-30.337	-12.427	0.103	0.229	-0.156	-0.676
27	300027	1.193	0.619	1.193	0.601	0.001	0.018	0.006	0.791
300027	100027	1.193	0.601	1.192	0.590	0.001	0.010	0.006	0.482
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.166	-0.000
30002727	10002727	2.967	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.016	0.067
27	30002727	2.970	1.488	2.967	1.418	0.002	0.069	0.016	1.204
26	300026	1.972	1.199	1.970	1.146	0.002	0.053	0.011	1.540
300026	100026	1.970	1.146	1.969	1.115	0.002	0.031	0.011	0.932
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.116	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.145	1.969	1.114	0.002	0.031	0.011	0.931
26	30002626	1.973	1.198	1.971	1.145	0.002	0.053	0.011	1.539
24	100024	1.316	0.671	1.314	0.635	0.002	0.036	0.007	1.512
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.077	-0.000
24	10002424	1.317	0.670	1.314	0.634	0.002	0.036	0.007	1.511
22	223000	2.083	1.163	2.081	1.101	0.002	0.062	0.012	1.642
223000	221000	2.081	1.101	2.078	1.065	0.002	0.036	0.012	0.994
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.126	-0.000
22223000	22221000	2.081	1.100	2.079	1.064	0.002	0.036	0.012	0.993
22	22223000	2.084	1.162	2.081	1.100	0.002	0.062	0.012	1.641
14	30001414	1.615	0.931	1.614	0.893	0.001	0.038	0.009	1.313
30001414	10001414	1.614	0.893	1.612	0.871	0.001	0.022	0.009	0.794
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.098	0.000
300014	100014	1.017	0.562	1.016	0.548	0.001	0.014	0.006	0.795
14	300014	1.018	0.586	1.017	0.562	0.001	0.024	0.006	1.313
4	100044	5.035	2.549	5.029	2.428	0.006	0.121	0.027	1.283
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.295	0.000
4	10004	5.030	2.560	5.024	2.439	0.006	0.121	0.027	1.288
105	200	-30.162	-14.701	-30.200	-14.769	0.037	0.068	-0.160	-0.228
5	30005	1.380	0.764	1.379	0.739	0.001	0.025	0.008	0.994
30005	10005	1.379	0.739	1.378	0.725	0.001	0.014	0.008	0.603
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.197	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.019	0.078
5	300055	3.435	1.841	3.432	1.744	0.003	0.097	0.019	1.516
5	504	5.438	5.293	5.405	5.245	0.033	0.048	0.037	0.894
504	503	14.195	5.450	14.099	5.310	0.096	0.140	0.074	1.101
503	502	5.276	0.674	5.271	0.666	0.005	0.008	0.026	0.142
502	501	-12.882	-10.253	-12.979	-10.393	0.096	0.139	-0.081	-1.161
501	101	-26.631	-17.723	-26.792	-18.179	0.161	0.454	-0.156	-1.447
501	100501	6.809	3.900	6.775	3.286	0.034	0.612	0.038	5.171
100501	1005011	-6.777	-3.280	-6.777	-3.280	0.000	0.000	-0.401	-0.001
501	1005011	6.811	3.894	6.777	3.280	0.034	0.611	0.038	5.164
502	100502	9.053	5.593	9.017	4.873	0.036	0.717	0.052	4.630
100502	1005022	-9.022	-4.861	-9.023	-4.861	0.000	0.000	-0.549	-0.001
502	1005022	9.059	5.581	9.023	4.861	0.036	0.717	0.052	4.622
503	1005033	4.401	2.533	4.373	2.118	0.028	0.414	0.025	5.479
1005033	100503	4.373	2.118	4.373	2.118	0.000	0.000	0.261	0.000
503	100503	4.399	2.535	4.372	2.120	0.028	0.414	0.025	5.484
504	1005044	-4.406	0.310	-4.427	0.001	0.020	0.307	-0.022	-0.077
1005044	100504	-4.427	0.001	-4.427	0.001	0.000	0.000	-0.225	-0.000
504	100504	-4.407	0.307	-4.427	-0.001	0.020	0.307	-0.022	-0.081
16	100016	2.207	1.482	2.199	1.359	0.008	0.122	0.014	3.385

223000	222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	100015	2.739	1.486	2.728	1.319	0.011	0.167	0.016	3.482
11	100011	2.638	1.487	2.628	1.339	0.010	0.148	0.015	3.261
1	10001	2.638	1.408	2.628	1.269	0.009	0.138	0.014	2.968
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.207	1.078	2.206	1.076	0.001	0.002	0.012	0.081
20	100020	2.196	1.164	2.189	1.059	0.007	0.104	0.013	2.696
19	100019	2.418	1.496	2.408	1.359	0.009	0.136	0.014	3.379
18	100018	2.739	1.484	2.728	1.319	0.011	0.164	0.016	3.426
300022	200022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	6	15.870	9.248	15.628	8.898	0.241	0.348	0.089	2.507
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.416	1.419	2.408	1.299	0.008	0.119	0.013	2.910
30001212	20001212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.850	1.549	2.838	1.379	0.011	0.169	0.016	3.411
107	13	2.751	1.791	2.751	1.791	0.000	0.000	0.016	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	4.217	2.372	4.217	2.371	0.000	0.001	0.023	0.011
13	100013	2.740	1.722	2.728	1.549	0.011	0.173	0.016	3.801
30005	20005	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.341	2.649	1.339	0.002	0.002	0.014	0.089
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30001010	20001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300026	200026	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	11.927	5.405	11.850	5.293	0.077	0.111	0.066	1.036
111	15	11.850	5.668	11.850	5.667	0.000	0.000	0.067	0.003
15	16	9.100	4.369	9.068	4.323	0.031	0.046	0.051	0.555
16	17	6.851	3.166	6.841	3.152	0.010	0.014	0.039	0.232
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.417	1.425	2.408	1.299	0.008	0.125	0.014	3.062
17	300017	6.821	3.177	6.797	2.540	0.024	0.635	0.039	4.755
300017	200017	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.389	2.540	4.377	2.359	0.012	0.180	0.027	2.545
23	100023	2.528	1.577	2.518	1.429	0.010	0.147	0.015	3.491
21	100021	3.840	2.386	3.828	2.169	0.012	0.216	0.023	3.328
21	113	4.210	2.384	4.210	2.384	0.000	0.000	0.024	0.008
113	22	4.210	2.478	4.208	2.474	0.002	0.003	0.025	0.080
104	3	2.651	1.619	2.650	1.617	0.001	0.001	0.015	0.065
3	10003	2.638	1.639	2.628	1.489	0.010	0.150	0.015	3.418

---

**ДОДАТОК Г.4**  
**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ**  
**НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ РПН**  
**НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ**  
 ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 170.422 МВт / 1492.895 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.770 МВт / 1443.385 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.281 МВт / 18.491 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.281 МВт / 18.491 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.849 МВт / 7.436 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.596 МВт / 2.572 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.444 МВт / 10.008 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.726 МВт / 28.500 млн.кВт\*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-44.402	-27.325	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	113.340	-0.55
1	Вороновиця	0.000	0.000	113.246	-0.57
102	102	0.000	0.000	113.101	-0.66
104	104	0.000	0.000	112.907	-0.72
3	Брацлав	0.000	0.000	112.838	-0.73
5	Тульчин	0.000	0.000	112.834	-0.72
2	Немирів	0.000	0.000	113.455	-0.58
103	103	0.000	0.000	113.391	-0.60
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.191	-1.36
105	105	0.000	0.000	114.753	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.721	-0.09
106	106	0.000	0.000	114.727	-0.09
200	Ладизинська ТЕС	-86.713	-44.473	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	110.448	-1.55
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.802	-2.12
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.324	-0.24
109	109	0.000	0.000	112.146	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	112.103	-1.02
108	108	0.000	0.000	112.070	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	110.447	-1.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	109.658	-1.86
107	107	0.000	0.000	108.993	-2.07
13	Вапнярка	0.000	0.000	108.993	-2.07
110	110	0.000	0.000	108.514	-2.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	107.628	-2.52
111	111	0.000	0.000	106.531	-2.86
15	Антонівка	0.000	0.000	106.528	-2.86
16	Борівка	0.000	0.000	105.943	-3.03
17	Моївка	0.000	0.000	105.698	-3.11
18	Гнатків	0.000	0.000	107.506	-2.56
19	Дзигівка	0.000	0.000	107.566	-2.53
112	112	0.000	0.000	107.605	-2.51
20	Радянське	0.000	0.000	107.520	-2.54
21	Ямпіль	0.000	0.000	107.836	-2.43
113	113	0.000	0.000	107.828	-2.43
22	Пороги	0.000	0.000	107.744	-2.46
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.765	-2.08
24	Івонівка	0.000	0.000	109.598	-1.84
25	Коси	0.000	0.000	111.378	-1.31
114	114	0.000	0.000	111.735	-1.21

26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.377	-0.72
115	115	0.000	0.000	114.265	-0.33
27	Яришів	0.000	0.000	114.253	-0.34
300	Дністровська ГЕС	-30.447	-13.353	115.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.544	-3.15
30002		0.000	0.000	111.929	-1.95
20002		0.000	0.000	37.472	-1.95
10002		6.780	3.470	10.698	-1.93
300022		0.000	0.000	111.932	-1.95
200022		0.000	0.000	37.473	-1.95
100022		0.000	0.000	10.698	-1.93
10003		2.630	1.490	10.461	-3.32
10004		10.060	4.870	10.353	-1.29
100044		0.000	0.000	10.354	-1.29
10005		4.810	2.470	10.636	-2.10
30005		0.000	0.000	111.813	-1.60
20005		0.000	0.000	37.433	-1.60
300055		0.000	0.000	111.291	-2.13
200055		0.000	0.000	37.258	-2.13
100055		0.000	0.000	10.637	-2.10
30006		0.000	0.000	108.718	-2.63
20006		0.000	0.000	25.997	-2.63
10006		15.530	8.380	10.312	-3.43
300066		0.000	0.000	108.723	-2.63
200066		0.000	0.000	25.998	-2.63
100066		0.000	0.000	10.313	-3.43
10007		2.840	1.380	10.241	-4.48
30008		0.000	0.000	107.024	-3.60
20008		0.000	0.000	25.592	-3.60
10008		17.500	9.920	10.132	-4.53
300088		0.000	0.000	107.029	-3.60
100088		0.000	0.000	10.133	-4.53
200088		0.000	0.000	25.593	-3.60
10009		2.410	1.300	10.650	-2.54
300010		0.000	0.000	110.462	-2.50
200010		0.000	0.000	36.981	-2.50
100010		4.590	2.230	10.473	-3.38
30001010		0.000	0.000	110.463	-2.51
20001010		0.000	0.000	36.981	-2.51
10001010		0.000	0.000	10.473	-3.38
100011		2.630	1.340	10.254	-4.31
300012		0.000	0.000	108.880	-2.62
200012		0.000	0.000	36.451	-2.62
100012		3.940	1.910	10.370	-3.06
30001212		0.000	0.000	108.895	-2.60
20001212		0.000	0.000	36.456	-2.60
10001212		0.000	0.000	10.370	-3.06
100013		2.730	1.550	10.065	-4.96
300014		0.000	0.000	106.327	-3.64
200014		0.000	0.000	35.597	-3.64
100014		2.630	1.420	10.096	-4.30
30001414		0.000	0.000	106.327	-3.65
20001414		0.000	0.000	35.597	-3.65
10001414		0.000	0.000	10.096	-4.30
100015		2.730	1.320	9.868	-5.90
100016		2.200	1.360	9.814	-5.49
300017		2.410	0.000	101.319	-8.22
200017		0.000	0.000	33.920	-8.22
100017		4.380	2.360	9.474	-10.21
100018		2.730	1.320	9.965	-5.54
100019		2.410	1.360	9.970	-5.14
100020		2.190	1.060	10.033	-4.91
100021		3.830	2.170	10.001	-5.05
223000		0.000	0.000	106.124	-3.91
222000		0.000	0.000	35.529	-3.91
221000		4.160	2.130	10.059	-4.77
22223000		0.000	0.000	106.125	-3.91
22222000		0.000	0.000	35.529	-3.91
22221000		0.000	0.000	10.059	-4.77
100023		2.520	1.430	10.072	-4.76
100024		2.630	1.270	10.339	-3.20

10002424				0.000	0.000	10.339	-3.20
100025				2.410	1.300	9.250	-3.74
300026				0.000	0.000	111.795	-1.96
200026				0.000	0.000	37.427	-1.96
100026				3.940	2.230	10.604	-2.68
30002626				0.000	0.000	111.796	-1.96
20002626				0.000	0.000	37.428	-1.96
10002626				0.000	0.000	10.604	-2.69
300027				0.000	0.000	113.433	-1.07
200027				0.000	0.000	37.976	-1.07
100027				4.160	2.010	10.803	-1.50
30002727				0.000	0.000	113.016	-1.52
20002727				0.000	0.000	37.836	-1.52
10002727				0.000	0.000	10.803	-1.50
501				0.000	0.000	111.798	-1.12
502				0.000	0.000	110.560	-1.30
503				0.000	0.000	110.704	-1.22
504				0.000	0.000	111.863	-0.81
100501				13.560	6.570	10.206	-5.52
100502				18.050	9.740	10.135	-5.03
100503				8.750	4.240	10.072	-5.81
100504				-8.860	0.000	10.723	3.66
1005011				0.000	0.000	10.207	-5.52
1005022				0.000	0.000	10.136	-5.03
1005033				0.000	0.000	10.072	-5.81
1005044				0.000	0.000	10.722	3.66

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
100	101	33.182	21.088	32.902	20.467	0.279	0.618	0.197	1.665
101	102	3.421	1.477	3.417	1.467	0.004	0.010	0.019	0.242
102	104	3.417	2.145	3.413	2.138	0.004	0.007	0.021	0.195
104	5	0.762	1.085	0.761	1.084	0.000	0.001	0.007	0.074
5	103	-4.273	-3.384	-4.287	-3.409	0.014	0.026	-0.028	-0.560
103	2	-4.287	-2.833	-4.288	-2.836	0.001	0.003	-0.026	-0.064
2	100	-11.132	-6.040	-11.221	-6.237	0.088	0.196	-0.064	-1.551
2	30002	3.393	1.841	3.390	1.736	0.003	0.105	0.020	1.585
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.205	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.395	1.837	3.392	1.732	0.003	0.105	0.020	1.582
6	30006	7.767	4.571	7.762	4.339	0.006	0.231	0.047	1.556
30006	10006	7.762	4.339	7.756	4.195	0.006	0.143	0.047	0.985
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.493	-0.001
300066	100066	7.770	4.324	7.765	4.180	0.006	0.143	0.047	0.982
6	300066	7.776	4.556	7.770	4.324	0.006	0.231	0.047	1.552
5	105	-21.195	-11.055	-21.428	-11.483	0.233	0.426	-0.122	-1.928
105	4	8.833	4.464	8.831	4.462	0.002	0.002	0.050	0.033
4	106	-1.298	-1.082	-1.298	-1.082	0.000	0.000	-0.008	-0.006
106	200	-33.024	-17.391	-33.075	-17.485	0.051	0.093	-0.188	-0.273
106	7	31.725	17.040	30.950	15.621	0.772	1.412	0.181	4.319
7	8	28.089	14.875	27.816	14.376	0.272	0.498	0.166	1.680
8	107	-6.265	-3.897	-6.272	-3.910	0.007	0.013	-0.039	-0.195
107	12	-9.024	-5.297	-9.059	-5.362	0.035	0.065	-0.055	-0.678
12	11	-13.048	-7.095	-13.109	-7.207	0.061	0.111	-0.078	-0.804
11	108	-15.758	-8.046	-15.909	-8.322	0.150	0.274	-0.092	-1.648
108	10	-15.909	-7.833	-15.912	-7.838	0.003	0.005	-0.091	-0.033
10	109	-20.550	-10.522	-20.556	-10.530	0.006	0.008	-0.119	-0.044
109	9	-20.556	-10.009	-20.816	-10.485	0.259	0.474	-0.118	-2.194
9	200	-23.244	-11.303	-23.334	-11.467	0.089	0.164	-0.130	-0.677
10	300010	2.299	1.237	2.296	1.160	0.003	0.077	0.013	1.729
300010	100010	2.296	1.160	2.293	1.115	0.003	0.045	0.013	1.050
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.140	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.159	2.294	1.114	0.003	0.045	0.013	1.049
10	30001010	2.300	1.236	2.297	1.159	0.003	0.077	0.013	1.727
12	300012	1.131	0.565	1.130	0.546	0.001	0.019	0.007	0.833
300012	100012	1.130	0.546	1.130	0.535	0.001	0.011	0.007	0.507

100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.174	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.403	2.808	1.374	0.001	0.028	0.017	0.520
12	30001212	2.811	1.449	2.809	1.403	0.001	0.046	0.017	0.817
8	30008	8.755	5.472	8.747	5.159	0.007	0.312	0.055	1.914
30008	10008	8.747	5.159	8.740	4.966	0.007	0.193	0.055	1.210
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.757	5.142	8.750	4.948	0.007	0.193	0.055	1.207
8	300088	8.765	5.455	8.757	5.142	0.007	0.311	0.055	1.909
8	110	16.485	7.332	16.456	7.279	0.029	0.053	0.096	0.297
110	14	16.456	7.566	16.358	7.424	0.097	0.141	0.096	0.907
14	18	1.746	0.822	1.745	0.820	0.001	0.002	0.010	0.124
18	19	-1.005	-0.206	-1.006	-0.206	0.000	0.001	-0.006	-0.062
19	112	-3.434	-1.453	-3.435	-1.454	0.001	0.001	-0.020	-0.040
112	21	-5.642	-2.212	-5.651	-2.225	0.009	0.013	-0.032	-0.238
21	23	-13.713	-6.669	-13.790	-6.810	0.077	0.141	-0.081	-0.954
23	24	-16.329	-7.979	-16.420	-8.110	0.090	0.131	-0.096	-0.848
24	25	-19.073	-9.029	-19.297	-9.354	0.223	0.324	-0.111	-1.807
25	114	-21.726	-10.418	-21.776	-10.492	0.050	0.073	-0.125	-0.362
114	26	-21.776	-10.112	-22.008	-10.448	0.231	0.335	-0.124	-1.658
26	115	-25.995	-11.963	-26.117	-12.233	0.121	0.269	-0.145	-0.895
115	300	-30.329	-13.091	-30.447	-13.353	0.118	0.261	-0.167	-0.737
27	300027	1.194	0.622	1.193	0.602	0.001	0.020	0.007	0.838
300027	100027	1.193	0.602	1.192	0.590	0.001	0.011	0.007	0.510
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.175	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.017	0.070
27	30002727	2.970	1.495	2.968	1.418	0.002	0.077	0.017	1.275
26	300026	1.973	1.208	1.971	1.149	0.002	0.059	0.012	1.639
300026	100026	1.971	1.149	1.969	1.115	0.002	0.034	0.012	0.991
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.123	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.148	1.969	1.114	0.002	0.034	0.012	0.990
26	30002626	1.973	1.207	1.971	1.148	0.002	0.059	0.012	1.637
24	100024	1.317	0.675	1.314	0.635	0.003	0.040	0.008	1.616
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.081	-0.000
24	10002424	1.317	0.674	1.314	0.634	0.003	0.040	0.008	1.615
22	223000	2.084	1.176	2.081	1.106	0.003	0.070	0.013	1.769
223000	221000	2.081	1.106	2.078	1.065	0.003	0.041	0.013	1.070
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.134	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.105	2.079	1.064	0.003	0.041	0.013	1.069
22	22223000	2.084	1.175	2.082	1.105	0.003	0.070	0.013	1.767
14	30001414	1.615	0.939	1.614	0.896	0.002	0.043	0.010	1.411
30001414	10001414	1.614	0.896	1.612	0.871	0.002	0.025	0.010	0.853
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	1.017	0.564	1.016	0.548	0.001	0.016	0.006	0.854
14	300014	1.018	0.591	1.017	0.564	0.001	0.027	0.006	1.412
4	100044	5.036	2.563	5.029	2.428	0.006	0.134	0.028	1.357
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.311	0.000
4	10004	5.031	2.574	5.024	2.439	0.006	0.134	0.028	1.362
105	200	-30.262	-15.444	-30.304	-15.522	0.042	0.077	-0.171	-0.247
5	30005	1.380	0.769	1.379	0.741	0.001	0.028	0.008	1.055
30005	10005	1.379	0.741	1.378	0.725	0.001	0.016	0.008	0.641
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.208	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.020	0.082
5	300055	3.436	1.853	3.432	1.744	0.003	0.108	0.020	1.611
5	504	5.473	5.557	5.434	5.501	0.039	0.056	0.040	0.973
504	503	14.222	5.551	14.113	5.393	0.108	0.157	0.079	1.172
503	502	5.286	0.603	5.280	0.595	0.006	0.009	0.028	0.148
502	501	-12.878	-10.537	-12.989	-10.696	0.110	0.159	-0.087	-1.245
501	101	-26.646	-18.230	-26.830	-18.748	0.183	0.515	-0.166	-1.558
501	100501	6.813	3.978	6.775	3.286	0.038	0.689	0.041	5.570
100501	1005011	-6.777	-3.280	-6.777	-3.280	0.000	0.000	-0.425	-0.001
501	1005011	6.816	3.972	6.777	3.280	0.038	0.689	0.041	5.564
502	100502	9.058	5.685	9.017	4.873	0.041	0.809	0.056	4.981
100502	1005022	-9.022	-4.861	-9.023	-4.861	0.000	0.000	-0.583	-0.001
502	1005022	9.064	5.674	9.023	4.861	0.041	0.809	0.056	4.972
503	1005033	4.404	2.587	4.373	2.118	0.031	0.468	0.027	5.915
1005033	100503	4.373	2.118	4.373	2.118	0.000	0.000	0.278	0.000
503	100503	4.403	2.589	4.372	2.120	0.031	0.468	0.027	5.920
504	1005044	-4.404	0.345	-4.427	0.001	0.023	0.343	-0.023	-0.021
1005044	100504	-4.427	0.001	-4.427	0.001	0.000	0.000	-0.238	-0.000
504	100504	-4.404	0.343	-4.427	-0.001	0.023	0.343	-0.023	-0.025
16	100016	2.208	1.499	2.199	1.359	0.009	0.139	0.015	3.654

223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	100015	2.741	1.509	2.728	1.319	0.013	0.190	0.017	3.771
11	100011	2.639	1.506	2.628	1.339	0.011	0.166	0.016	3.498
1	10001	2.639	1.424	2.628	1.269	0.010	0.154	0.015	3.164
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
112	20	2.207	1.102	2.206	1.100	0.001	0.002	0.013	0.087
20	100020	2.197	1.178	2.189	1.059	0.008	0.118	0.013	2.906
19	100019	2.419	1.514	2.408	1.359	0.010	0.155	0.015	3.641
18	100018	2.741	1.506	2.728	1.319	0.012	0.186	0.017	3.701
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	15.893	9.389	15.621	8.996	0.270	0.391	0.094	2.665
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.417	1.432	2.408	1.299	0.009	0.133	0.014	3.092
30001212	20001212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.851	1.571	2.838	1.379	0.013	0.191	0.017	3.662
107	13	2.751	1.807	2.751	1.807	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	4.212	2.357	4.212	2.356	0.000	0.001	0.024	0.012
13	100013	2.741	1.745	2.728	1.549	0.013	0.195	0.017	4.089
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.364	2.649	1.362	0.002	0.002	0.015	0.095
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	11.948	5.697	11.859	5.569	0.088	0.128	0.071	1.125
111	15	11.859	5.901	11.859	5.900	0.000	0.000	0.072	0.003
15	16	9.109	4.557	9.073	4.504	0.036	0.052	0.055	0.601
16	17	6.855	3.293	6.844	3.276	0.011	0.017	0.041	0.252
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.418	1.440	2.408	1.299	0.009	0.140	0.015	3.274
17	300017	6.826	3.299	6.799	2.567	0.027	0.729	0.041	5.264
300017	200017	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300017	100017	4.391	2.567	4.377	2.359	0.013	0.208	0.029	2.794
23	100023	2.530	1.596	2.518	1.429	0.011	0.166	0.016	3.754
21	100021	3.841	2.415	3.828	2.169	0.014	0.245	0.024	3.584
21	113	4.207	2.404	4.206	2.404	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	4.206	2.487	4.204	2.484	0.002	0.004	0.026	0.086
104	3	2.651	1.639	2.650	1.638	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.640	1.657	2.628	1.489	0.011	0.168	0.016	3.645

---



## ДОДАТОК Г.5

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД  
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 142.621 МВТ / 1249.361 МЛН.КВТ\*Г  
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 137.970 МВТ / 1208.617 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 3.542 МВТ / 15.297 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 3.542 МВТ / 15.297 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.774 МВТ / 6.784 МЛН.КВТ\*Г  
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.403 МВТ / 1.740 МЛН.КВТ\*Г  
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.177 МВТ / 8.524 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.719 МВТ / 23.821 МЛН.КВТ\*Г (1.9%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-30.319	-14.874	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	114.095	-0.38
1	ВОРОНОВИЦЯ	0.000	0.000	114.001	-0.40
102	102	0.000	0.000	113.790	-0.51
104	104	0.000	0.000	113.552	-0.58
3	БРАЦЛАВ	0.000	0.000	113.484	-0.60
5	ТУЛЬЧИН	0.000	0.000	113.433	-0.61
2	НЕМИРІВ	0.000	0.000	113.782	-0.51
103	103	0.000	0.000	113.750	-0.53
6	РАХНИ ТЯГА	0.000	0.000	110.805	-1.24
105	105	0.000	0.000	114.788	-0.08
4	ФЕРМЕНТНИЙ ЗАВОД	0.000	0.000	114.747	-0.09
106	106	0.000	0.000	114.745	-0.09
200	ЛАДИЖИНСЬКА ГЕС	-81.871	-40.283	115.000	0.00
7	СУВОРІВСЬКЕ	0.000	0.000	110.461	-1.55
8	ВАПНЯРКА ТЯГА	0.000	0.000	108.813	-2.12
9	ЛУКАШІВКА	0.000	0.000	114.325	-0.24
109	109	0.000	0.000	112.150	-1.01
10	ТРОСТЯНЕЦЬ	0.000	0.000	112.107	-1.02
108	108	0.000	0.000	112.074	-1.03
11	СОКОЛІВКА	0.000	0.000	110.454	-1.59
12	КРИЖОПІЛЬ	0.000	0.000	109.666	-1.86
107	107	0.000	0.000	109.003	-2.06
13	ВАПНЯРКА	0.000	0.000	109.003	-2.06
110	110	0.000	0.000	108.524	-2.24
14	ТОМАШПІЛЬ	0.000	0.000	107.637	-2.52
111	111	0.000	0.000	106.541	-2.86
15	АНТОНІВКА	0.000	0.000	106.538	-2.86
16	БОРІВКА	0.000	0.000	105.952	-3.03
17	МОЇВКА	0.000	0.000	105.708	-3.11
18	ГНАТКІВ	0.000	0.000	107.515	-2.55
19	ДЗИГІВКА	0.000	0.000	107.574	-2.52
112	112	0.000	0.000	107.612	-2.51
20	РАДЯНСЬКЕ	0.000	0.000	107.527	-2.54
21	ЯМПІЛЬ	0.000	0.000	107.843	-2.43
113	113	0.000	0.000	107.834	-2.43
22	ПОРОГИ	0.000	0.000	107.751	-2.46
23	МИХАЙЛІВКА	0.000	0.000	108.771	-2.08
24	ІВОНІВКА	0.000	0.000	109.602	-1.84
25	КОСИ	0.000	0.000	111.380	-1.31
114	114	0.000	0.000	111.737	-1.21
26	МОГ. ПОДІЛЬС.	0.000	0.000	113.378	-0.72
115	115	0.000	0.000	114.265	-0.33
27	ЯРИШІВ	0.000	0.000	114.253	-0.34
300	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-30.432	-13.341	115.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.619	-2.94
30002		0.000	0.000	112.261	-1.88
20002		0.000	0.000	37.583	-1.88
10002		6.780	3.470	10.730	-1.86

300022	0.000	0.000	112.265	-1.88
200022	0.000	0.000	37.584	-1.88
100022	0.000	0.000	10.730	-1.86
10003	2.630	1.490	10.525	-3.16
10004	10.060	4.870	10.356	-1.29
100044	0.000	0.000	10.356	-1.29
10005	4.810	2.470	10.695	-1.97
30005	0.000	0.000	112.417	-1.47
20005	0.000	0.000	37.636	-1.47
300055	0.000	0.000	111.898	-1.99
200055	0.000	0.000	37.462	-1.99
100055	0.000	0.000	10.695	-1.97
30006	0.000	0.000	109.342	-2.49
20006	0.000	0.000	26.146	-2.49
10006	15.530	8.380	10.372	-3.28
300066	0.000	0.000	109.347	-2.50
200066	0.000	0.000	26.147	-2.50
100066	0.000	0.000	10.373	-3.29
10007	2.840	1.380	10.243	-4.48
30008	0.000	0.000	107.035	-3.59
20008	0.000	0.000	25.594	-3.59
10008	17.500	9.920	10.133	-4.52
300088	0.000	0.000	107.040	-3.60
100088	0.000	0.000	10.134	-4.53
200088	0.000	0.000	25.595	-3.60
10009	2.410	1.300	10.650	-2.54
300010	0.000	0.000	110.466	-2.50
200010	0.000	0.000	36.982	-2.50
100010	4.590	2.230	10.473	-3.37
30001010	0.000	0.000	110.467	-2.50
20001010	0.000	0.000	36.983	-2.50
10001010	0.000	0.000	10.474	-3.38
100011	2.630	1.340	10.255	-4.30
300012	0.000	0.000	108.889	-2.61
200012	0.000	0.000	36.454	-2.61
100012	3.940	1.910	10.370	-3.05
30001212	0.000	0.000	108.903	-2.60
20001212	0.000	0.000	36.459	-2.60
10001212	0.000	0.000	10.371	-3.05
100013	2.730	1.550	10.066	-4.96
300014	0.000	0.000	106.337	-3.64
200014	0.000	0.000	35.600	-3.64
100014	2.630	1.420	10.097	-4.30
30001414	0.000	0.000	106.337	-3.64
20001414	0.000	0.000	35.600	-3.64
10001414	0.000	0.000	10.097	-4.30
100015	2.730	1.320	9.869	-5.89
100016	2.200	1.360	9.815	-5.48
300017	2.410	0.000	101.329	-8.22
200017	0.000	0.000	33.923	-8.22
100017	4.380	2.360	9.475	-10.21
100018	2.730	1.320	9.966	-5.54
100019	2.410	1.360	9.971	-5.14
100020	2.190	1.060	10.034	-4.91
100021	3.830	2.170	10.002	-5.05
223000	0.000	0.000	106.130	-3.91
222000	0.000	0.000	35.531	-3.91
221000	4.160	2.130	10.060	-4.76
22223000	0.000	0.000	106.132	-3.91
22222000	0.000	0.000	35.531	-3.91
22221000	0.000	0.000	10.060	-4.77
100023	2.520	1.430	10.073	-4.76
100024	2.630	1.270	10.339	-3.19
10002424	0.000	0.000	10.339	-3.20
100025	2.410	1.300	9.250	-3.74
300026	0.000	0.000	111.796	-1.96
200026	0.000	0.000	37.427	-1.96
100026	3.940	2.230	10.604	-2.68
30002626	0.000	0.000	111.797	-1.96
20002626	0.000	0.000	37.428	-1.96
10002626	0.000	0.000	10.604	-2.69
300027	0.000	0.000	113.433	-1.07
200027	0.000	0.000	37.976	-1.07
100027	4.160	2.010	10.803	-1.50
30002727	0.000	0.000	113.016	-1.52
20002727	0.000	0.000	37.836	-1.52
10002727	0.000	0.000	10.803	-1.50
501	0.000	0.000	113.402	-0.67
100501	13.560	6.570	10.368	-4.95
1005011	0.000	0.000	10.368	-4.95

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	101	20.803	10.264	20.705	10.048	0.097	0.215	0.116	0.907
101	102	4.356	1.914	4.349	1.898	0.007	0.016	0.024	0.307
102	104	4.349	2.584	4.343	2.574	0.006	0.011	0.026	0.239
104	5	1.692	1.529	1.691	1.526	0.001	0.002	0.012	0.120
5	103	-2.607	-1.847	-2.611	-1.856	0.005	0.009	-0.016	-0.319
103	2	-2.611	-1.276	-2.612	-1.277	0.000	0.001	-0.015	-0.033
2	100	-9.456	-4.477	-9.516	-4.610	0.060	0.133	-0.053	-1.222
2	30002	3.393	1.841	3.390	1.736	0.003	0.104	0.020	1.577
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.204	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.395	1.837	3.392	1.732	0.003	0.104	0.020	1.573
6	30006	7.767	4.567	7.762	4.337	0.005	0.229	0.047	1.541
30006	10006	7.762	4.337	7.756	4.195	0.005	0.142	0.047	0.976
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.490	-0.001
300066	100066	7.770	4.322	7.765	4.180	0.005	0.142	0.047	0.973
6	300066	7.776	4.552	7.770	4.322	0.005	0.229	0.047	1.536
5	105	-16.456	-7.073	-16.586	-7.310	0.129	0.237	-0.091	-1.361
105	4	10.652	5.860	10.649	5.857	0.003	0.004	0.061	0.041
4	106	0.520	0.313	0.520	0.313	0.000	0.000	0.003	0.002
106	200	-31.242	-16.023	-31.287	-16.106	0.045	0.082	-0.176	-0.255
106	7	31.762	17.067	30.985	15.646	0.774	1.416	0.181	4.324
7	8	28.124	14.900	27.850	14.399	0.273	0.499	0.166	1.682
8	107	-6.245	-3.882	-6.252	-3.895	0.007	0.013	-0.039	-0.195
107	12	-9.003	-5.282	-9.039	-5.346	0.035	0.065	-0.055	-0.676
12	11	-13.027	-7.080	-13.088	-7.191	0.060	0.111	-0.078	-0.802
11	108	-15.738	-8.030	-15.888	-8.305	0.149	0.273	-0.092	-1.645
108	10	-15.888	-7.816	-15.891	-7.821	0.003	0.005	-0.091	-0.033
10	109	-20.529	-10.505	-20.535	-10.513	0.006	0.008	-0.119	-0.043
109	9	-20.535	-9.992	-20.794	-10.467	0.258	0.472	-0.117	-2.191
9	200	-23.222	-11.285	-23.312	-11.449	0.089	0.163	-0.130	-0.676
10	300010	2.299	1.237	2.296	1.160	0.003	0.077	0.013	1.729
300010	100010	2.296	1.160	2.293	1.115	0.003	0.045	0.013	1.050
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.140	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.159	2.294	1.114	0.003	0.045	0.013	1.049
10	30001010	2.300	1.236	2.297	1.159	0.003	0.077	0.013	1.727
12	300012	1.131	0.565	1.130	0.546	0.001	0.019	0.007	0.833
300012	100012	1.130	0.546	1.130	0.535	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.174	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.403	2.808	1.374	0.001	0.028	0.017	0.520
12	30001212	2.811	1.449	2.809	1.403	0.001	0.046	0.017	0.817
8	30008	8.755	5.472	8.747	5.159	0.007	0.311	0.055	1.914
30008	10008	8.747	5.159	8.740	4.966	0.007	0.193	0.055	1.210
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.757	5.142	8.750	4.948	0.007	0.193	0.055	1.206
8	300088	8.765	5.454	8.757	5.142	0.007	0.311	0.055	1.909
8	110	16.499	7.340	16.470	7.287	0.029	0.053	0.096	0.297
110	14	16.470	7.574	16.372	7.432	0.098	0.141	0.096	0.908
14	18	1.760	0.831	1.759	0.829	0.001	0.002	0.010	0.126
18	19	-0.991	-0.197	-0.992	-0.198	0.000	0.001	-0.005	-0.061
19	112	-3.420	-1.444	-3.421	-1.445	0.001	0.001	-0.020	-0.040
112	21	-5.629	-2.203	-5.637	-2.216	0.009	0.013	-0.032	-0.237
21	23	-13.699	-6.660	-13.776	-6.800	0.077	0.140	-0.081	-0.953
23	24	-16.315	-7.969	-16.405	-8.100	0.090	0.130	-0.096	-0.847
24	25	-19.059	-9.019	-19.283	-9.344	0.223	0.323	-0.111	-1.806
25	114	-21.711	-10.408	-21.761	-10.481	0.050	0.073	-0.125	-0.361
114	26	-21.761	-10.102	-21.993	-10.437	0.231	0.334	-0.124	-1.656
26	115	-25.980	-11.952	-26.101	-12.221	0.121	0.268	-0.145	-0.894
115	300	-30.314	-13.080	-30.432	-13.341	0.117	0.260	-0.167	-0.737
27	300027	1.194	0.622	1.193	0.602	0.001	0.020	0.007	0.838
300027	100027	1.193	0.602	1.192	0.590	0.001	0.011	0.007	0.510
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.175	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.017	0.070
27	30002727	2.970	1.495	2.968	1.418	0.002	0.077	0.017	1.275
26	300026	1.973	1.208	1.971	1.149	0.002	0.059	0.012	1.639
300026	100026	1.971	1.149	1.969	1.115	0.002	0.034	0.012	0.991
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.123	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.148	1.969	1.114	0.002	0.034	0.012	0.990
26	30002626	1.973	1.207	1.971	1.148	0.002	0.059	0.012	1.637
24	100024	1.317	0.675	1.314	0.635	0.003	0.040	0.008	1.616
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.081	-0.000
24	10002424	1.317	0.674	1.314	0.634	0.003	0.040	0.008	1.615
22	223000	2.084	1.176	2.081	1.106	0.003	0.070	0.013	1.769

223000	221000	2.081	1.106	2.078	1.065	0.003	0.041	0.013	1.070
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.134	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.105	2.079	1.064	0.003	0.041	0.013	1.069
22	22223000	2.084	1.175	2.082	1.105	0.003	0.070	0.013	1.767
14	30001414	1.615	0.939	1.614	0.896	0.002	0.043	0.010	1.411
30001414	10001414	1.614	0.896	1.612	0.871	0.002	0.025	0.010	0.853
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	1.017	0.564	1.016	0.548	0.001	0.016	0.006	0.854
14	300014	1.018	0.591	1.017	0.564	0.001	0.027	0.006	1.411
4	100044	5.036	2.563	5.029	2.428	0.006	0.134	0.028	1.356
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.311	0.000
4	10004	5.031	2.574	5.024	2.439	0.006	0.134	0.028	1.362
105	200	-27.239	-12.668	-27.272	-12.729	0.033	0.060	-0.151	-0.212
5	30005	1.380	0.768	1.379	0.741	0.001	0.027	0.008	1.046
30005	10005	1.379	0.741	1.378	0.725	0.001	0.016	0.008	0.635
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.207	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.020	0.082
5	300055	3.436	1.851	3.432	1.744	0.003	0.107	0.020	1.596
501	100501	6.812	3.956	6.775	3.286	0.037	0.668	0.040	5.403
100501	1005011	-6.777	-3.280	-6.777	-3.280	0.000	0.000	-0.419	-0.001
501	1005011	6.814	3.951	6.777	3.280	0.037	0.668	0.040	5.397
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	11.948	5.697	11.859	5.568	0.088	0.128	0.071	1.125
111	15	11.859	5.900	11.859	5.900	0.000	0.000	0.072	0.003
15	16	9.109	4.557	9.073	4.504	0.036	0.052	0.055	0.601
16	17	6.855	3.293	6.844	3.276	0.011	0.017	0.041	0.252
30002626	20002626	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.418	1.440	2.408	1.299	0.009	0.140	0.015	3.274
17	300017	6.826	3.299	6.799	2.567	0.027	0.729	0.041	5.263
300017	200017	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.391	2.567	4.377	2.359	0.013	0.208	0.029	2.794
23	100023	2.530	1.596	2.518	1.429	0.011	0.166	0.016	3.753
21	100021	3.841	2.415	3.828	2.169	0.014	0.245	0.024	3.584
21	113	4.207	2.404	4.206	2.404	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	4.206	2.487	4.204	2.484	0.002	0.004	0.026	0.086
16	100016	2.208	1.499	2.199	1.359	0.009	0.139	0.015	3.654
223000	222000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	100015	2.741	1.509	2.728	1.319	0.013	0.189	0.017	3.770
11	100011	2.639	1.506	2.628	1.339	0.011	0.166	0.016	3.498
1	10001	2.638	1.422	2.628	1.269	0.010	0.152	0.015	3.124
300012	200012	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.207	1.102	2.206	1.100	0.001	0.002	0.013	0.087
20	100020	2.197	1.178	2.189	1.059	0.008	0.118	0.013	2.905
19	100019	2.419	1.514	2.408	1.359	0.010	0.155	0.015	3.641
18	100018	2.741	1.506	2.728	1.319	0.012	0.186	0.017	3.701
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	15.890	9.374	15.622	8.986	0.267	0.387	0.094	2.647
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.417	1.432	2.408	1.299	0.009	0.133	0.014	3.092
30001212	20001212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.851	1.571	2.838	1.379	0.013	0.191	0.017	3.661
107	13	2.751	1.807	2.751	1.807	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	4.212	2.357	4.212	2.356	0.000	0.001	0.024	0.012
13	100013	2.741	1.745	2.728	1.549	0.013	0.195	0.017	4.089
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
101	1	2.651	1.361	2.649	1.359	0.002	0.002	0.015	0.094
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.651	1.637	2.650	1.635	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.639	1.655	2.628	1.489	0.011	0.166	0.016	3.609
101	501	13.698	7.909	13.656	7.790	0.042	0.119	0.080	0.698
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

## 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 161.442 МВт / 1414.231 млн.кВт\*г  
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 156.020 МВт / 1366.735 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.200 МВт / 18.139 млн.кВт\*г  
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в ЛЕП: 4.200 МВт / 18.139 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.809 МВт / 7.084 млн.кВт\*г  
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.489 МВт / 2.110 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.297 МВт / 9.194 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.497 МВт / 27.333 млн.кВт\*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-46.850	-26.028	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	113.282	-0.63
1	Вороновиця	0.000	0.000	113.188	-0.65
102	102	0.000	0.000	113.227	-0.68
104	104	0.000	0.000	113.155	-0.70
3	Брацлав	0.000	0.000	113.086	-0.72
5	Тульчин	0.000	0.000	113.204	-0.68
2	Немирів	0.000	0.000	113.658	-0.55
103	103	0.000	0.000	113.613	-0.57
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.570	-1.31
105	105	0.000	0.000	114.774	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.737	-0.09
106	106	0.000	0.000	114.738	-0.09
200	Ладжинська ТЕС	-84.153	-41.657	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	110.456	-1.55
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.809	-2.12
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.325	-0.24
109	109	0.000	0.000	112.149	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	112.106	-1.02
108	108	0.000	0.000	112.073	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	110.451	-1.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	109.663	-1.86
107	107	0.000	0.000	109.000	-2.06
13	Вапнярка	0.000	0.000	108.999	-2.06
110	110	0.000	0.000	108.520	-2.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	107.634	-2.52
111	111	0.000	0.000	106.537	-2.86
15	Антонівка	0.000	0.000	106.534	-2.86
16	Борівка	0.000	0.000	105.949	-3.03
17	Моївка	0.000	0.000	105.704	-3.11
18	Гнатків	0.000	0.000	107.512	-2.56
19	Дзигівка	0.000	0.000	107.571	-2.53
112	112	0.000	0.000	107.610	-2.51
20	Радянське	0.000	0.000	107.525	-2.54
21	Ямпіль	0.000	0.000	107.840	-2.43
113	113	0.000	0.000	107.832	-2.43
22	Пороги	0.000	0.000	107.748	-2.46
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.769	-2.08
24	Івонівка	0.000	0.000	109.600	-1.84
25	Коси	0.000	0.000	111.379	-1.31
114	114	0.000	0.000	111.737	-1.21
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.378	-0.72
115	115	0.000	0.000	114.265	-0.33
27	Яришів	0.000	0.000	114.253	-0.34
300	Дністровська ГЕС	-30.438	-13.345	115.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.539	-3.23
30002		0.000	0.000	112.135	-1.92
20002		0.000	0.000	37.541	-1.92
10002		6.780	3.470	10.718	-1.90
300022		0.000	0.000	112.138	-1.92
200022		0.000	0.000	37.542	-1.92
100022		0.000	0.000	10.718	-1.90
10003		2.630	1.490	10.485	-3.30
10004		10.060	4.870	10.355	-1.29
100044		0.000	0.000	10.355	-1.29
10005		4.810	2.470	10.672	-2.05
30005		0.000	0.000	112.186	-1.54
20005		0.000	0.000	37.558	-1.54
300055		0.000	0.000	111.666	-2.07
200055		0.000	0.000	37.384	-2.07
100055		0.000	0.000	10.673	-2.05

30006	0.000	0.000	109.103	-2.57
20006	0.000	0.000	26.089	-2.57
10006	15.530	8.380	10.349	-3.36
300066	0.000	0.000	109.108	-2.57
200066	0.000	0.000	26.090	-2.57
100066	0.000	0.000	10.350	-3.37
10007	2.840	1.380	10.242	-4.48
30008	0.000	0.000	107.031	-3.60
20008	0.000	0.000	25.593	-3.60
10008	17.500	9.920	10.133	-4.52
300088	0.000	0.000	107.036	-3.60
100088	0.000	0.000	10.134	-4.53
200088	0.000	0.000	25.594	-3.60
10009	2.410	1.300	10.650	-2.54
300010	0.000	0.000	110.465	-2.50
200010	0.000	0.000	36.982	-2.50
100010	4.590	2.230	10.473	-3.38
30001010	0.000	0.000	110.466	-2.50
20001010	0.000	0.000	36.982	-2.50
10001010	0.000	0.000	10.474	-3.38
100011	2.630	1.340	10.255	-4.31
300012	0.000	0.000	108.885	-2.62
200012	0.000	0.000	36.453	-2.62
100012	3.940	1.910	10.370	-3.05
30001212	0.000	0.000	108.900	-2.60
20001212	0.000	0.000	36.458	-2.60
10001212	0.000	0.000	10.370	-3.06
100013	2.730	1.550	10.065	-4.96
300014	0.000	0.000	106.333	-3.64
200014	0.000	0.000	35.599	-3.64
100014	2.630	1.420	10.097	-4.30
30001414	0.000	0.000	106.334	-3.64
20001414	0.000	0.000	35.599	-3.64
10001414	0.000	0.000	10.097	-4.30
100015	2.730	1.320	9.869	-5.90
100016	2.200	1.360	9.815	-5.48
300017	2.410	0.000	101.325	-8.22
200017	0.000	0.000	33.922	-8.22
100017	4.380	2.360	9.475	-10.21
100018	2.730	1.320	9.966	-5.54
100019	2.410	1.360	9.971	-5.14
100020	2.190	1.060	10.033	-4.91
100021	3.830	2.170	10.001	-5.05
223000	0.000	0.000	106.128	-3.91
222000	0.000	0.000	35.530	-3.91
221000	4.160	2.130	10.060	-4.77
22223000	0.000	0.000	106.129	-3.91
22222000	0.000	0.000	35.530	-3.91
22221000	0.000	0.000	10.060	-4.77
100023	2.520	1.430	10.072	-4.76
100024	2.630	1.270	10.339	-3.20
10002424	0.000	0.000	10.339	-3.20
100025	2.410	1.300	9.250	-3.74
300026	0.000	0.000	111.795	-1.96
200026	0.000	0.000	37.427	-1.96
100026	3.940	2.230	10.604	-2.68
30002626	0.000	0.000	111.797	-1.96
20002626	0.000	0.000	37.428	-1.96
10002626	0.000	0.000	10.604	-2.69
300027	0.000	0.000	113.433	-1.07
200027	0.000	0.000	37.976	-1.07
100027	4.160	2.010	10.803	-1.50
30002727	0.000	0.000	113.016	-1.52
20002727	0.000	0.000	37.836	-1.52
10002727	0.000	0.000	10.803	-1.50
501	0.000	0.000	111.579	-1.34
502	0.000	0.000	110.052	-1.68
100501	13.560	6.570	10.184	-5.77
100502	18.050	9.740	10.084	-5.45
1005011	0.000	0.000	10.184	-5.77
1005022	0.000	0.000	10.085	-5.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	36.521	20.871	36.200	20.161	0.319	0.708	0.211	1.725
101	102	1.304	0.111	1.303	0.109	0.001	0.001	0.007	0.057

102	104	1.303	0.789	1.303	0.788	0.001	0.001	0.008	0.073
104	5	-1.349	-0.262	-1.349	-0.263	0.000	0.001	-0.007	-0.050
5	103	-3.405	-2.358	-3.413	-2.373	0.008	0.015	-0.021	-0.412
103	2	-3.413	-1.794	-3.414	-1.796	0.001	0.002	-0.020	-0.045
2	100	-10.258	-4.998	-10.329	-5.157	0.071	0.159	-0.058	-1.348
2	30002	3.393	1.841	3.390	1.736	0.003	0.105	0.020	1.580
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.205	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.395	1.837	3.392	1.732	0.003	0.105	0.020	1.577
6	30006	7.767	4.569	7.762	4.338	0.005	0.230	0.047	1.548
30006	10006	7.762	4.338	7.756	4.195	0.005	0.142	0.047	0.980
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.491	-0.001
300066	100066	7.770	4.323	7.765	4.180	0.005	0.142	0.047	0.977
6	300066	7.776	4.553	7.770	4.323	0.005	0.230	0.047	1.543
5	105	-18.699	-8.364	-18.869	-8.676	0.170	0.311	-0.104	-1.579
105	4	9.807	5.417	9.805	5.414	0.003	0.003	0.056	0.038
4	106	-0.325	-0.129	-0.325	-0.129	0.000	0.000	-0.002	-0.001
106	200	-32.070	-16.457	-32.118	-16.544	0.048	0.087	-0.181	-0.262
106	7	31.745	17.058	30.969	15.638	0.773	1.414	0.181	4.322
7	8	28.108	14.892	27.834	14.392	0.272	0.498	0.166	1.682
8	107	-6.254	-3.887	-6.261	-3.900	0.007	0.013	-0.039	-0.195
107	12	-9.013	-5.286	-9.048	-5.351	0.035	0.065	-0.055	-0.676
12	11	-13.037	-7.085	-13.098	-7.196	0.061	0.111	-0.078	-0.803
11	108	-15.747	-8.035	-15.897	-8.310	0.150	0.274	-0.092	-1.646
108	10	-15.897	-7.822	-15.901	-7.827	0.003	0.005	-0.091	-0.033
10	109	-20.539	-10.511	-20.545	-10.519	0.006	0.008	-0.119	-0.043
109	9	-20.545	-9.998	-20.804	-10.473	0.259	0.473	-0.117	-2.192
9	200	-23.232	-11.291	-23.322	-11.455	0.089	0.163	-0.130	-0.676
10	300010	2.299	1.237	2.296	1.160	0.003	0.077	0.013	1.729
300010	100010	2.296	1.160	2.293	1.115	0.003	0.045	0.013	1.050
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.140	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.159	2.294	1.114	0.003	0.045	0.013	1.049
10	30001010	2.300	1.236	2.297	1.159	0.003	0.077	0.013	1.727
12	300012	1.131	0.565	1.130	0.546	0.001	0.019	0.007	0.833
300012	100012	1.130	0.546	1.130	0.535	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.174	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.403	2.808	1.374	0.001	0.028	0.017	0.520
12	30001212	2.811	1.449	2.809	1.403	0.001	0.046	0.017	0.817
8	30008	8.755	5.472	8.747	5.159	0.007	0.311	0.055	1.914
30008	10008	8.747	5.159	8.740	4.966	0.007	0.193	0.055	1.210
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.757	5.142	8.750	4.948	0.007	0.193	0.055	1.206
8	300088	8.765	5.455	8.757	5.142	0.007	0.311	0.055	1.909
8	110	16.492	7.338	16.464	7.285	0.029	0.053	0.096	0.297
110	14	16.464	7.571	16.366	7.430	0.098	0.141	0.096	0.908
14	18	1.754	0.828	1.753	0.826	0.001	0.002	0.010	0.125
18	19	-0.998	-0.200	-0.998	-0.200	0.000	0.001	-0.005	-0.062
19	112	-3.427	-1.447	-3.427	-1.448	0.001	0.001	-0.020	-0.040
112	21	-5.635	-2.205	-5.644	-2.218	0.009	0.013	-0.032	-0.237
21	23	-13.705	-6.662	-13.782	-6.803	0.077	0.140	-0.081	-0.954
23	24	-16.321	-7.972	-16.412	-8.103	0.090	0.130	-0.096	-0.847
24	25	-19.065	-9.022	-19.289	-9.347	0.223	0.323	-0.111	-1.806
25	114	-21.718	-10.411	-21.768	-10.485	0.050	0.073	-0.125	-0.362
114	26	-21.768	-10.105	-22.000	-10.441	0.231	0.334	-0.124	-1.657
26	115	-25.987	-11.955	-26.108	-12.225	0.121	0.269	-0.145	-0.894
115	300	-30.321	-13.084	-30.438	-13.345	0.117	0.260	-0.167	-0.737
27	300027	1.194	0.622	1.193	0.602	0.001	0.020	0.007	0.838
300027	100027	1.193	0.602	1.192	0.590	0.001	0.011	0.007	0.510
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.175	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.017	0.070
27	30002727	2.970	1.495	2.968	1.418	0.002	0.077	0.017	1.275
26	300026	1.973	1.208	1.971	1.149	0.002	0.059	0.012	1.639
300026	100026	1.971	1.149	1.969	1.115	0.002	0.034	0.012	0.991
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.123	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.148	1.969	1.114	0.002	0.034	0.012	0.990
26	30002626	1.973	1.207	1.971	1.148	0.002	0.059	0.012	1.637
24	100024	1.317	0.675	1.314	0.635	0.003	0.040	0.008	1.616
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.081	-0.000
24	10002424	1.317	0.674	1.314	0.634	0.003	0.040	0.008	1.615
22	223000	2.084	1.176	2.081	1.106	0.003	0.070	0.013	1.769
223000	221000	2.081	1.106	2.078	1.065	0.003	0.041	0.013	1.070
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.134	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.105	2.079	1.064	0.003	0.041	0.013	1.069
22	22223000	2.084	1.175	2.082	1.105	0.003	0.070	0.013	1.767
14	30001414	1.615	0.939	1.614	0.896	0.002	0.043	0.010	1.411
30001414	10001414	1.614	0.896	1.612	0.871	0.002	0.025	0.010	0.853
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	1.017	0.564	1.016	0.548	0.001	0.016	0.006	0.854
14	300014	1.018	0.591	1.017	0.564	0.001	0.027	0.006	1.411

4	100044	5.036	2.563	5.029	2.428	0.006	0.134	0.028	1.357
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.311	0.000
4	10004	5.031	2.574	5.024	2.439	0.006	0.134	0.028	1.362
105	200	-28.676	-13.590	-28.713	-13.658	0.037	0.067	-0.159	-0.226
5	30005	1.380	0.769	1.379	0.741	0.001	0.028	0.008	1.050
30005	10005	1.379	0.741	1.378	0.725	0.001	0.016	0.008	0.637
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.208	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.020	0.082
5	300055	3.436	1.852	3.432	1.744	0.003	0.108	0.020	1.603
502	100502	9.058	5.694	9.017	4.873	0.041	0.817	0.056	5.056
100502	1005022	-9.022	-4.861	-9.023	-4.861	0.000	0.000	-0.586	-0.001
502	1005022	9.065	5.682	9.023	4.861	0.041	0.817	0.056	5.047
501	1005011	6.816	3.975	6.777	3.280	0.038	0.692	0.041	5.610
1005011	100501	6.777	3.280	6.777	3.280	0.000	0.000	0.426	0.001
501	100501	6.813	3.981	6.775	3.286	0.038	0.692	0.041	5.616
15	16	9.109	4.557	9.073	4.504	0.036	0.052	0.055	0.601
16	17	6.855	3.293	6.844	3.276	0.011	0.017	0.041	0.252
30002626	20002626	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.418	1.440	2.408	1.299	0.009	0.140	0.015	3.274
17	300017	6.826	3.299	6.799	2.567	0.027	0.729	0.041	5.263
300017	200017	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300017	100017	4.391	2.567	4.377	2.359	0.013	0.208	0.029	2.794
23	100023	2.530	1.596	2.518	1.429	0.011	0.166	0.016	3.753
21	100021	3.841	2.415	3.828	2.169	0.014	0.245	0.024	3.584
21	113	4.207	2.404	4.206	2.404	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	4.206	2.487	4.204	2.484	0.002	0.004	0.026	0.086
16	100016	2.208	1.499	2.199	1.359	0.009	0.139	0.015	3.654
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	100015	2.741	1.509	2.728	1.319	0.013	0.190	0.017	3.771
11	100011	2.639	1.506	2.628	1.339	0.011	0.166	0.016	3.498
1	10001	2.639	1.424	2.628	1.269	0.010	0.154	0.015	3.173
300012	200012	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22223000	22222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.207	1.102	2.206	1.100	0.001	0.002	0.013	0.087
20	100020	2.197	1.178	2.189	1.059	0.008	0.118	0.013	2.905
19	100019	2.419	1.514	2.408	1.359	0.010	0.155	0.015	3.641
18	100018	2.741	1.506	2.728	1.319	0.012	0.186	0.017	3.701
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	6	15.891	9.380	15.622	8.990	0.268	0.389	0.094	2.654
300066	200066	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.417	1.432	2.408	1.299	0.009	0.133	0.014	3.092
30001212	20001212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.851	1.571	2.838	1.379	0.013	0.191	0.017	3.662
107	13	2.751	1.807	2.751	1.807	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300010	200010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
115	27	4.212	2.357	4.212	2.356	0.000	0.001	0.024	0.012
13	100013	2.741	1.745	2.728	1.549	0.013	0.195	0.017	4.089
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.365	2.649	1.363	0.002	0.002	0.015	0.095
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.651	1.638	2.650	1.637	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.639	1.657	2.628	1.489	0.011	0.167	0.016	3.635
101	501	32.246	19.806	32.000	19.114	0.245	0.689	0.193	1.727
501	502	18.342	11.572	18.159	11.306	0.183	0.265	0.112	1.545
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	111	11.948	5.697	11.859	5.569	0.088	0.128	0.071	1.125
111	15	11.859	5.900	11.859	5.900	0.000	0.000	0.072	0.003

---



### 3 РІК

#### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 170.552 МВт / 1494.032 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.770 МВт / 1443.385 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.405 МВт / 19.025 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.405 МВт / 19.025 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.847 МВт / 7.419 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.603 МВт / 2.605 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.450 МВт / 10.024 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.855 МВт / 29.049 млн.кВт\*г (1.9%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-47.027	-31.008	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	113.059	-0.59
1	Вороновиця	0.000	0.000	112.964	-0.61
102	102	0.000	0.000	113.076	-0.65
104	104	0.000	0.000	113.048	-0.68
3	Брацлав	0.000	0.000	112.979	-0.69
5	Тульчин	0.000	0.000	113.142	-0.66
2	Немирів	0.000	0.000	113.623	-0.55
103	103	0.000	0.000	113.576	-0.56
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.507	-1.30
105	105	0.000	0.000	114.771	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.734	-0.09
106	106	0.000	0.000	114.736	-0.09
200	Ладжинська ТЕС	-84.226	-42.313	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	110.455	-1.55
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.808	-2.12
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.325	-0.24
109	109	0.000	0.000	112.148	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	112.105	-1.02
108	108	0.000	0.000	112.072	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	110.450	-1.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	109.662	-1.86
107	107	0.000	0.000	108.999	-2.06
13	Вапнярка	0.000	0.000	108.998	-2.06
110	110	0.000	0.000	108.519	-2.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	107.633	-2.52
111	111	0.000	0.000	106.536	-2.86
15	Антонівка	0.000	0.000	106.533	-2.86
16	Борівка	0.000	0.000	105.948	-3.03
17	Моївка	0.000	0.000	105.703	-3.11
18	Гнатків	0.000	0.000	107.511	-2.56
19	Дзигівка	0.000	0.000	107.570	-2.53
112	112	0.000	0.000	107.609	-2.51
20	Радянське	0.000	0.000	107.524	-2.54
21	Ямпіль	0.000	0.000	107.839	-2.43
113	113	0.000	0.000	107.831	-2.43
22	Пороги	0.000	0.000	107.748	-2.46
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.768	-2.08
24	Івонівка	0.000	0.000	109.600	-1.84
25	Коси	0.000	0.000	111.379	-1.31
114	114	0.000	0.000	111.736	-1.21
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.378	-0.72
115	115	0.000	0.000	114.265	-0.33
27	Яришів	0.000	0.000	114.253	-0.34
300	Дністровська ГЕС	-30.439	-13.347	115.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.517	-3.20
30002		0.000	0.000	112.100	-1.91
20002		0.000	0.000	37.529	-1.91
10002		6.780	3.470	10.714	-1.89
300022		0.000	0.000	112.103	-1.91
200022		0.000	0.000	37.530	-1.91
100022		0.000	0.000	10.715	-1.89
10003		2.630	1.490	10.475	-3.28
10004		10.060	4.870	10.354	-1.29
100044		0.000	0.000	10.355	-1.29
10005		4.810	2.470	10.666	-2.04
30005		0.000	0.000	112.124	-1.53

20005	0.000	0.000	37.537	-1.53
300055	0.000	0.000	111.604	-2.06
200055	0.000	0.000	37.363	-2.06
100055	0.000	0.000	10.667	-2.04
30006	0.000	0.000	109.039	-2.56
20006	0.000	0.000	26.073	-2.56
10006	15.530	8.380	10.343	-3.35
300066	0.000	0.000	109.044	-2.56
200066	0.000	0.000	26.075	-2.56
100066	0.000	0.000	10.344	-3.36
10007	2.840	1.380	10.242	-4.48
30008	0.000	0.000	107.029	-3.60
20008	0.000	0.000	25.593	-3.60
10008	17.500	9.920	10.133	-4.52
300088	0.000	0.000	107.035	-3.60
100088	0.000	0.000	10.134	-4.53
200088	0.000	0.000	25.594	-3.60
10009	2.410	1.300	10.650	-2.54
300010	0.000	0.000	110.464	-2.50
200010	0.000	0.000	36.982	-2.50
100010	4.590	2.230	10.473	-3.38
30001010	0.000	0.000	110.466	-2.50
20001010	0.000	0.000	36.982	-2.50
10001010	0.000	0.000	10.474	-3.38
100011	2.630	1.340	10.255	-4.31
300012	0.000	0.000	108.884	-2.62
200012	0.000	0.000	36.453	-2.62
100012	3.940	1.910	10.370	-3.05
30001212	0.000	0.000	108.899	-2.60
20001212	0.000	0.000	36.458	-2.60
10001212	0.000	0.000	10.370	-3.06
100013	2.730	1.550	10.065	-4.96
300014	0.000	0.000	106.332	-3.64
200014	0.000	0.000	35.598	-3.64
100014	2.630	1.420	10.097	-4.30
30001414	0.000	0.000	106.333	-3.64
20001414	0.000	0.000	35.598	-3.64
10001414	0.000	0.000	10.097	-4.30
100015	2.730	1.320	9.869	-5.90
100016	2.200	1.360	9.815	-5.48
300017	2.410	0.000	101.324	-8.22
200017	0.000	0.000	33.922	-8.22
100017	4.380	2.360	9.475	-10.21
100018	2.730	1.320	9.965	-5.54
100019	2.410	1.360	9.971	-5.14
100020	2.190	1.060	10.033	-4.91
100021	3.830	2.170	10.001	-5.05
223000	0.000	0.000	106.127	-3.91
222000	0.000	0.000	35.530	-3.91
221000	4.160	2.130	10.060	-4.77
22223000	0.000	0.000	106.128	-3.91
22222000	0.000	0.000	35.530	-3.91
22221000	0.000	0.000	10.060	-4.77
100023	2.520	1.430	10.072	-4.76
100024	2.630	1.270	10.339	-3.20
10002424	0.000	0.000	10.339	-3.20
100025	2.410	1.300	9.250	-3.74
300026	0.000	0.000	111.795	-1.96
200026	0.000	0.000	37.427	-1.96
100026	3.940	2.230	10.604	-2.68
30002626	0.000	0.000	111.797	-1.96
20002626	0.000	0.000	37.428	-1.96
10002626	0.000	0.000	10.604	-2.69
300027	0.000	0.000	113.433	-1.07
200027	0.000	0.000	37.976	-1.07
100027	4.160	2.010	10.803	-1.50
30002727	0.000	0.000	113.016	-1.52
20002727	0.000	0.000	37.836	-1.52
10002727	0.000	0.000	10.803	-1.50
501	0.000	0.000	111.045	-1.25
502	0.000	0.000	109.162	-1.48
503	0.000	0.000	108.974	-1.41
504	0.000	0.000	109.403	-1.04
100501	13.560	6.570	10.130	-5.72
100502	18.050	9.740	9.994	-5.31
100503	8.750	4.240	9.896	-6.16
100504	-8.860	0.000	10.486	3.63
1005011	0.000	0.000	10.130	-5.72
1005022	0.000	0.000	9.995	-5.31
1005033	0.000	0.000	9.896	-6.16

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	36.682	25.610	36.319	24.806	0.361	0.801	0.224	1.947
101	102	1.224	-0.764	1.223	-0.765	0.001	0.001	0.007	-0.016
102	104	1.223	-0.088	1.223	-0.088	0.000	0.001	0.006	0.029
104	5	-1.428	-1.140	-1.429	-1.142	0.001	0.001	-0.009	-0.094
5	103	-3.419	-2.594	-3.427	-2.610	0.009	0.016	-0.022	-0.436
103	2	-3.427	-2.032	-3.428	-2.034	0.001	0.002	-0.020	-0.048
2	100	-10.272	-5.236	-10.345	-5.399	0.073	0.162	-0.058	-1.382
2	30002	3.393	1.841	3.390	1.736	0.003	0.105	0.020	1.581
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.205	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.395	1.837	3.392	1.732	0.003	0.105	0.020	1.577
6	30006	7.767	4.569	7.762	4.338	0.005	0.230	0.047	1.548
30006	10006	7.762	4.338	7.756	4.195	0.005	0.142	0.047	0.980
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.491	-0.001
300066	100066	7.770	4.323	7.765	4.180	0.005	0.142	0.047	0.978
6	300066	7.776	4.554	7.770	4.323	0.005	0.230	0.047	1.544
5	105	-18.765	-9.009	-18.942	-9.332	0.176	0.321	-0.106	-1.636
105	4	9.768	5.184	9.765	5.181	0.002	0.003	0.056	0.037
4	106	-0.364	-0.362	-0.364	-0.362	0.000	0.000	-0.003	-0.002
106	200	-32.108	-16.685	-32.156	-16.773	0.048	0.088	-0.182	-0.264
106	7	31.744	17.054	30.968	15.634	0.773	1.414	0.181	4.322
7	8	28.107	14.888	27.833	14.388	0.272	0.498	0.166	1.681
8	107	-6.255	-3.889	-6.262	-3.902	0.007	0.013	-0.039	-0.195
107	12	-9.013	-5.289	-9.049	-5.354	0.035	0.065	-0.055	-0.677
12	11	-13.037	-7.087	-13.098	-7.198	0.061	0.111	-0.078	-0.803
11	108	-15.748	-8.038	-15.898	-8.313	0.150	0.274	-0.092	-1.647
108	10	-15.898	-7.824	-15.901	-7.829	0.003	0.005	-0.091	-0.033
10	109	-20.539	-10.513	-20.545	-10.522	0.006	0.008	-0.119	-0.044
109	9	-20.545	-10.001	-20.805	-10.475	0.259	0.473	-0.117	-2.193
9	200	-23.233	-11.294	-23.323	-11.458	0.089	0.163	-0.130	-0.676
10	300010	2.299	1.237	2.296	1.160	0.003	0.077	0.013	1.729
300010	100010	2.296	1.160	2.293	1.115	0.003	0.045	0.013	1.050
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.140	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.159	2.294	1.114	0.003	0.045	0.013	1.049
10	30001010	2.300	1.236	2.297	1.159	0.003	0.077	0.013	1.727
12	300012	1.131	0.565	1.130	0.546	0.001	0.019	0.007	0.833
300012	100012	1.130	0.546	1.130	0.535	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.174	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.403	2.808	1.374	0.001	0.028	0.017	0.520
12	30001212	2.811	1.449	2.809	1.403	0.001	0.046	0.017	0.817
8	30008	8.755	5.472	8.747	5.159	0.007	0.311	0.055	1.914
30008	10008	8.747	5.159	8.740	4.966	0.007	0.193	0.055	1.210
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.757	5.142	8.750	4.948	0.007	0.193	0.055	1.206
8	300088	8.765	5.455	8.757	5.142	0.007	0.311	0.055	1.909
8	110	16.492	7.336	16.463	7.283	0.029	0.053	0.096	0.297
110	14	16.463	7.570	16.365	7.428	0.098	0.141	0.096	0.908
14	18	1.753	0.826	1.752	0.824	0.001	0.002	0.010	0.125
18	19	-0.998	-0.201	-0.999	-0.202	0.000	0.001	-0.005	-0.062
19	112	-3.427	-1.448	-3.428	-1.450	0.001	0.001	-0.020	-0.040
112	21	-5.635	-2.207	-5.644	-2.220	0.009	0.013	-0.032	-0.237
21	23	-13.705	-6.664	-13.783	-6.805	0.077	0.140	-0.081	-0.954
23	24	-16.322	-7.974	-16.412	-8.105	0.090	0.130	-0.096	-0.847
24	25	-19.066	-9.024	-19.290	-9.349	0.223	0.323	-0.111	-1.806
25	114	-21.718	-10.413	-21.769	-10.486	0.050	0.073	-0.125	-0.362
114	26	-21.769	-10.107	-22.000	-10.443	0.231	0.334	-0.124	-1.657
26	115	-25.987	-11.957	-26.109	-12.227	0.121	0.269	-0.145	-0.894
115	300	-30.321	-13.086	-30.439	-13.347	0.117	0.260	-0.167	-0.737
27	300027	1.194	0.622	1.193	0.602	0.001	0.020	0.007	0.838
300027	100027	1.193	0.602	1.192	0.590	0.001	0.011	0.007	0.510
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.175	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.017	0.070
27	30002727	2.970	1.495	2.968	1.418	0.002	0.077	0.017	1.275
26	300026	1.973	1.208	1.971	1.149	0.002	0.059	0.012	1.639
300026	100026	1.971	1.149	1.969	1.115	0.002	0.034	0.012	0.991
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.123	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.148	1.969	1.114	0.002	0.034	0.012	0.990
26	30002626	1.973	1.207	1.971	1.148	0.002	0.059	0.012	1.637
24	100024	1.317	0.675	1.314	0.635	0.003	0.040	0.008	1.616
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.081	-0.000
24	10002424	1.317	0.674	1.314	0.634	0.003	0.040	0.008	1.615
22	223000	2.084	1.176	2.081	1.106	0.003	0.070	0.013	1.769
223000	221000	2.081	1.106	2.078	1.065	0.003	0.041	0.013	1.070

221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.134	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.105	2.079	1.064	0.003	0.041	0.013	1.069
22	22223000	2.084	1.175	2.082	1.105	0.003	0.070	0.013	1.767
14	30001414	1.615	0.939	1.614	0.896	0.002	0.043	0.010	1.411
30001414	10001414	1.614	0.896	1.612	0.871	0.002	0.025	0.010	0.853
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	1.017	0.564	1.016	0.548	0.001	0.016	0.006	0.854
14	300014	1.018	0.591	1.017	0.564	0.001	0.027	0.006	1.411
4	100044	5.036	2.563	5.029	2.428	0.006	0.134	0.028	1.357
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.311	0.000
4	10004	5.031	2.574	5.024	2.439	0.006	0.134	0.028	1.362
105	200	-28.709	-14.013	-28.747	-14.082	0.037	0.068	-0.160	-0.229
5	30005	1.380	0.769	1.379	0.741	0.001	0.028	0.008	1.051
30005	10005	1.379	0.741	1.378	0.725	0.001	0.016	0.008	0.638
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.208	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.020	0.082
5	300055	3.436	1.852	3.432	1.744	0.003	0.108	0.020	1.603
504	100504	-4.403	0.359	-4.427	-0.001	0.024	0.358	-0.023	-0.030
100504	1005044	4.427	-0.001	4.427	-0.001	0.000	0.000	0.243	0.000
504	1005044	-4.403	0.361	-4.427	0.001	0.024	0.358	-0.023	-0.025
503	1005033	4.405	2.604	4.373	2.118	0.032	0.484	0.027	6.073
1005033	100503	4.373	2.118	4.373	2.118	0.000	0.000	0.283	0.000
503	100503	4.404	2.606	4.372	2.120	0.032	0.484	0.027	6.077
502	1005022	9.065	5.697	9.023	4.861	0.042	0.832	0.057	5.075
1005022	100502	9.023	4.861	9.022	4.861	0.000	0.000	0.591	0.001
502	100502	9.059	5.708	9.017	4.873	0.042	0.832	0.057	5.084
501	100501	6.813	3.988	6.775	3.286	0.039	0.699	0.041	5.640
100501	1005011	-6.777	-3.280	-6.777	-3.280	0.000	0.000	-0.428	-0.001
501	1005011	6.816	3.982	6.777	3.280	0.039	0.699	0.041	5.633
300017	100017	4.391	2.567	4.377	2.359	0.013	0.208	0.029	2.794
23	100023	2.530	1.596	2.518	1.429	0.011	0.166	0.016	3.753
21	100021	3.841	2.415	3.828	2.169	0.014	0.245	0.024	3.584
21	113	4.207	2.404	4.206	2.404	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	4.206	2.487	4.204	2.484	0.002	0.004	0.026	0.086
16	100016	2.208	1.499	2.199	1.359	0.009	0.139	0.015	3.654
223000	222000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	100015	2.741	1.509	2.728	1.319	0.013	0.190	0.017	3.771
11	100011	2.639	1.506	2.628	1.339	0.011	0.166	0.016	3.498
1	10001	2.639	1.425	2.628	1.269	0.010	0.155	0.015	3.177
300012	200012	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
112	20	2.207	1.102	2.206	1.100	0.001	0.002	0.013	0.087
20	100020	2.197	1.178	2.189	1.059	0.008	0.118	0.013	2.905
19	100019	2.419	1.514	2.408	1.359	0.010	0.155	0.015	3.641
18	100018	2.741	1.506	2.728	1.319	0.012	0.186	0.017	3.701
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	15.891	9.381	15.622	8.991	0.269	0.389	0.094	2.656
300066	200066	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	10009	2.417	1.432	2.408	1.299	0.009	0.133	0.014	3.092
30001212	20001212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.851	1.571	2.838	1.379	0.013	0.191	0.017	3.662
107	13	2.751	1.807	2.751	1.807	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	4.212	2.357	4.212	2.356	0.000	0.001	0.024	0.012
13	100013	2.741	1.745	2.728	1.549	0.013	0.195	0.017	4.089
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.366	2.649	1.363	0.002	0.002	0.015	0.095
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300088	200088	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.651	1.639	2.650	1.637	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.640	1.657	2.628	1.489	0.011	0.167	0.016	3.637
101	501	32.444	25.321	32.152	24.499	0.291	0.819	0.210	2.034
501	502	18.494	16.938	18.246	16.579	0.247	0.358	0.130	1.893
502	503	0.087	5.396	0.080	5.387	0.006	0.009	-0.028	0.184
503	504	-8.749	0.551	-8.787	0.496	0.038	0.054	-0.046	-0.443
30002	20002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	11.948	5.697	11.859	5.569	0.088	0.128	0.071	1.125
111	15	11.859	5.900	11.859	5.900	0.000	0.000	0.072	0.003
15	16	9.109	4.557	9.073	4.504	0.036	0.052	0.055	0.601
16	17	6.855	3.293	6.844	3.276	0.011	0.017	0.041	0.252
30002626	20002626	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.418	1.440	2.408	1.299	0.009	0.140	0.015	3.274

17	300017	6.826	3.299	6.799	2.567	0.027	0.729	0.041	5.264
300017	200017	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

### 3 РІК

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 170.422 МВт / 1492.895 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 164.770 МВт / 1443.385 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.281 МВт / 18.491 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.281 МВт / 18.491 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.849 МВт / 7.436 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.596 МВт / 2.572 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.444 МВт / 10.008 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.726 МВт / 28.500 млн.кВт\*г (1.9%)

#### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-44.402	-27.325	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	113.340	-0.55
1	Вороновиця	0.000	0.000	113.246	-0.57
102	102	0.000	0.000	113.101	-0.66
104	104	0.000	0.000	112.907	-0.72
3	Брацлав	0.000	0.000	112.838	-0.73
5	Тульчин	0.000	0.000	112.834	-0.72
2	Немирів	0.000	0.000	113.455	-0.58
103	103	0.000	0.000	113.391	-0.60
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.191	-1.36
105	105	0.000	0.000	114.753	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	114.721	-0.09
106	106	0.000	0.000	114.727	-0.09
200	Ладизинська ТЕС	-86.713	-44.473	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	110.448	-1.55
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.802	-2.12
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.324	-0.24
109	109	0.000	0.000	112.146	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	112.103	-1.02
108	108	0.000	0.000	112.070	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	110.447	-1.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	109.658	-1.86
107	107	0.000	0.000	108.993	-2.07
13	Вапнярка	0.000	0.000	108.993	-2.07
110	110	0.000	0.000	108.514	-2.24
14	Томашпіль	0.000	0.000	107.628	-2.52
111	111	0.000	0.000	106.531	-2.86
15	Антонівка	0.000	0.000	106.528	-2.86
16	Борівка	0.000	0.000	105.943	-3.03
17	Моївка	0.000	0.000	105.698	-3.11
18	Гнатків	0.000	0.000	107.506	-2.56
19	Дзигівка	0.000	0.000	107.566	-2.53
112	112	0.000	0.000	107.605	-2.51
20	Радянське	0.000	0.000	107.520	-2.54
21	Ямпіль	0.000	0.000	107.836	-2.43
113	113	0.000	0.000	107.828	-2.43
22	Пороги	0.000	0.000	107.744	-2.46
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.765	-2.08
24	Гвонівка	0.000	0.000	109.598	-1.84
25	Коси	0.000	0.000	111.378	-1.31
114	114	0.000	0.000	111.735	-1.21
26	Мог. Подільс.	0.000	0.000	113.377	-0.72
115	115	0.000	0.000	114.265	-0.33
27	Яришів	0.000	0.000	114.253	-0.34
300	Дністровська ГЕС	-30.447	-13.353	115.000	0.00
10001		2.630	1.270	10.544	-3.15
30002		0.000	0.000	111.929	-1.95
20002		0.000	0.000	37.472	-1.95
10002		6.780	3.470	10.698	-1.93
300022		0.000	0.000	111.932	-1.95
200022		0.000	0.000	37.473	-1.95
100022		0.000	0.000	10.698	-1.93
10003		2.630	1.490	10.461	-3.32
10004		10.060	4.870	10.353	-1.29
100044		0.000	0.000	10.354	-1.29

10005	4.810	2.470	10.636	-2.10
30005	0.000	0.000	111.813	-1.60
20005	0.000	0.000	37.433	-1.60
300055	0.000	0.000	111.291	-2.13
200055	0.000	0.000	37.258	-2.13
100055	0.000	0.000	10.637	-2.10
30006	0.000	0.000	108.718	-2.63
20006	0.000	0.000	25.997	-2.63
10006	15.530	8.380	10.312	-3.43
300066	0.000	0.000	108.723	-2.63
200066	0.000	0.000	25.998	-2.63
100066	0.000	0.000	10.313	-3.43
10007	2.840	1.380	10.241	-4.48
30008	0.000	0.000	107.024	-3.60
20008	0.000	0.000	25.592	-3.60
10008	17.500	9.920	10.132	-4.53
300088	0.000	0.000	107.029	-3.60
100088	0.000	0.000	10.133	-4.53
200088	0.000	0.000	25.593	-3.60
10009	2.410	1.300	10.650	-2.54
300010	0.000	0.000	110.462	-2.50
200010	0.000	0.000	36.981	-2.50
100010	4.590	2.230	10.473	-3.38
30001010	0.000	0.000	110.463	-2.51
20001010	0.000	0.000	36.981	-2.51
10001010	0.000	0.000	10.473	-3.38
100011	2.630	1.340	10.254	-4.31
300012	0.000	0.000	108.880	-2.62
200012	0.000	0.000	36.451	-2.62
100012	3.940	1.910	10.370	-3.06
30001212	0.000	0.000	108.895	-2.60
20001212	0.000	0.000	36.456	-2.60
10001212	0.000	0.000	10.370	-3.06
100013	2.730	1.550	10.065	-4.96
300014	0.000	0.000	106.327	-3.64
200014	0.000	0.000	35.597	-3.64
100014	2.630	1.420	10.096	-4.30
30001414	0.000	0.000	106.327	-3.65
20001414	0.000	0.000	35.597	-3.65
10001414	0.000	0.000	10.096	-4.30
100015	2.730	1.320	9.868	-5.90
100016	2.200	1.360	9.814	-5.49
300017	2.410	0.000	101.319	-8.22
200017	0.000	0.000	33.920	-8.22
100017	4.380	2.360	9.474	-10.21
100018	2.730	1.320	9.965	-5.54
100019	2.410	1.360	9.970	-5.14
100020	2.190	1.060	10.033	-4.91
100021	3.830	2.170	10.001	-5.05
223000	0.000	0.000	106.124	-3.91
222000	0.000	0.000	35.529	-3.91
221000	4.160	2.130	10.059	-4.77
22223000	0.000	0.000	106.125	-3.91
22222000	0.000	0.000	35.529	-3.91
22221000	0.000	0.000	10.059	-4.77
100023	2.520	1.430	10.072	-4.76
100024	2.630	1.270	10.339	-3.20
10002424	0.000	0.000	10.339	-3.20
100025	2.410	1.300	9.250	-3.74
300026	0.000	0.000	111.795	-1.96
200026	0.000	0.000	37.427	-1.96
100026	3.940	2.230	10.604	-2.68
30002626	0.000	0.000	111.796	-1.96
20002626	0.000	0.000	37.428	-1.96
10002626	0.000	0.000	10.604	-2.69
300027	0.000	0.000	113.433	-1.07
200027	0.000	0.000	37.976	-1.07
100027	4.160	2.010	10.803	-1.50
30002727	0.000	0.000	113.016	-1.52
20002727	0.000	0.000	37.836	-1.52
10002727	0.000	0.000	10.803	-1.50
501	0.000	0.000	111.798	-1.12
502	0.000	0.000	110.560	-1.30
503	0.000	0.000	110.704	-1.22
504	0.000	0.000	111.863	-0.81
100501	13.560	6.570	10.206	-5.52
100502	18.050	9.740	10.135	-5.03
100503	8.750	4.240	10.072	-5.81
100504	-8.860	0.000	10.723	3.66
1005011	0.000	0.000	10.207	-5.52

1005022	0.000	0.000	10.136	-5.03
1005033	0.000	0.000	10.072	-5.81
1005044	0.000	0.000	10.722	3.66

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	33.182	21.088	32.902	20.467	0.279	0.618	0.197	1.665
101	102	3.421	1.477	3.417	1.467	0.004	0.010	0.019	0.242
102	104	3.417	2.145	3.413	2.138	0.004	0.007	0.021	0.195
104	5	0.762	1.085	0.761	1.084	0.000	0.001	0.007	0.074
5	103	-4.273	-3.384	-4.287	-3.409	0.014	0.026	-0.028	-0.560
103	2	-4.287	-2.833	-4.288	-2.836	0.001	0.003	-0.026	-0.064
2	100	-11.132	-6.040	-11.221	-6.237	0.088	0.196	-0.064	-1.551
2	30002	3.393	1.841	3.390	1.736	0.003	0.105	0.020	1.585
30002	10002	3.390	1.736	3.387	1.736	0.003	0.000	0.020	0.081
10002	100022	-3.389	-1.732	-3.389	-1.732	0.000	0.000	-0.205	-0.000
300022	100022	3.392	1.732	3.389	1.732	0.003	0.000	0.020	0.081
2	300022	3.395	1.837	3.392	1.732	0.003	0.105	0.020	1.582
6	30006	7.767	4.571	7.762	4.339	0.006	0.231	0.047	1.556
30006	10006	7.762	4.339	7.756	4.195	0.006	0.143	0.047	0.985
10006	100066	-7.764	-4.180	-7.765	-4.180	0.000	0.000	-0.493	-0.001
300066	100066	7.770	4.324	7.765	4.180	0.006	0.143	0.047	0.982
6	300066	7.776	4.556	7.770	4.324	0.006	0.231	0.047	1.552
5	105	-21.195	-11.055	-21.428	-11.483	0.233	0.426	-0.122	-1.928
105	4	8.833	4.464	8.831	4.462	0.002	0.002	0.050	0.033
4	106	-1.298	-1.082	-1.298	-1.082	0.000	0.000	-0.008	-0.006
106	200	-33.024	-17.391	-33.075	-17.485	0.051	0.093	-0.188	-0.273
106	7	31.725	17.040	30.950	15.621	0.772	1.412	0.181	4.319
7	8	28.089	14.875	27.816	14.376	0.272	0.498	0.166	1.680
8	107	-6.265	-3.897	-6.272	-3.910	0.007	0.013	-0.039	-0.195
107	12	-9.024	-5.297	-9.059	-5.362	0.035	0.065	-0.055	-0.678
12	11	-13.048	-7.095	-13.109	-7.207	0.061	0.111	-0.078	-0.804
11	108	-15.758	-8.046	-15.909	-8.322	0.150	0.274	-0.092	-1.648
108	10	-15.909	-7.833	-15.912	-7.838	0.003	0.005	-0.091	-0.033
10	109	-20.550	-10.522	-20.556	-10.530	0.006	0.008	-0.119	-0.044
109	9	-20.556	-10.009	-20.816	-10.485	0.259	0.474	-0.118	-2.194
9	200	-23.244	-11.303	-23.334	-11.467	0.089	0.164	-0.130	-0.677
10	300010	2.299	1.237	2.296	1.160	0.003	0.077	0.013	1.729
300010	100010	2.296	1.160	2.293	1.115	0.003	0.045	0.013	1.050
100010	10001010	-2.294	-1.114	-2.294	-1.114	0.000	0.000	-0.140	-0.000
30001010	10001010	2.297	1.159	2.294	1.114	0.003	0.045	0.013	1.049
10	30001010	2.300	1.236	2.297	1.159	0.003	0.077	0.013	1.727
12	300012	1.131	0.565	1.130	0.546	0.001	0.019	0.007	0.833
300012	100012	1.130	0.546	1.130	0.535	0.001	0.011	0.007	0.507
100012	10001212	-2.808	-1.374	-2.808	-1.374	0.000	0.000	-0.174	-0.000
30001212	10001212	2.809	1.403	2.808	1.374	0.001	0.028	0.017	0.520
12	30001212	2.811	1.449	2.809	1.403	0.001	0.046	0.017	0.817
8	30008	8.755	5.472	8.747	5.159	0.007	0.312	0.055	1.914
30008	10008	8.747	5.159	8.740	4.966	0.007	0.193	0.055	1.210
10008	100088	-8.749	-4.948	-8.750	-4.948	0.000	0.000	-0.572	-0.001
300088	100088	8.757	5.142	8.750	4.948	0.007	0.193	0.055	1.207
8	300088	8.765	5.455	8.757	5.142	0.007	0.311	0.055	1.909
8	110	16.485	7.332	16.456	7.279	0.029	0.053	0.096	0.297
110	14	16.456	7.566	16.358	7.424	0.097	0.141	0.096	0.907
14	18	1.746	0.822	1.745	0.820	0.001	0.002	0.010	0.124
18	19	-1.005	-0.206	-1.006	-0.206	0.000	0.001	-0.006	-0.062
19	112	-3.434	-1.453	-3.435	-1.454	0.001	0.001	-0.020	-0.040
112	21	-5.642	-2.212	-5.651	-2.225	0.009	0.013	-0.032	-0.238
21	23	-13.713	-6.669	-13.790	-6.810	0.077	0.141	-0.081	-0.954
23	24	-16.329	-7.979	-16.420	-8.110	0.090	0.131	-0.096	-0.848
24	25	-19.073	-9.029	-19.297	-9.354	0.223	0.324	-0.111	-1.807
25	114	-21.726	-10.418	-21.776	-10.492	0.050	0.073	-0.125	-0.362
114	26	-21.776	-10.112	-22.008	-10.448	0.231	0.335	-0.124	-1.658
26	115	-25.995	-11.963	-26.117	-12.233	0.121	0.269	-0.145	-0.895
115	300	-30.329	-13.091	-30.447	-13.353	0.118	0.261	-0.167	-0.737
27	300027	1.194	0.622	1.193	0.602	0.001	0.020	0.007	0.838
300027	100027	1.193	0.602	1.192	0.590	0.001	0.011	0.007	0.510
100027	10002727	-2.965	-1.418	-2.965	-1.418	0.000	0.000	-0.175	-0.000
30002727	10002727	2.968	1.418	2.965	1.418	0.002	0.000	0.017	0.070
27	30002727	2.970	1.495	2.968	1.418	0.002	0.077	0.017	1.275
26	300026	1.973	1.208	1.971	1.149	0.002	0.059	0.012	1.639
300026	100026	1.971	1.149	1.969	1.115	0.002	0.034	0.012	0.991
100026	10002626	-1.969	-1.114	-1.969	-1.114	0.000	0.000	-0.123	-0.000
30002626	10002626	1.971	1.148	1.969	1.114	0.002	0.034	0.012	0.990
26	30002626	1.973	1.207	1.971	1.148	0.002	0.059	0.012	1.637
24	100024	1.317	0.675	1.314	0.635	0.003	0.040	0.008	1.616
100024	10002424	-1.314	-0.634	-1.314	-0.634	0.000	0.000	-0.081	-0.000
24	10002424	1.317	0.674	1.314	0.634	0.003	0.040	0.008	1.615

22	223000	2.084	1.176	2.081	1.106	0.003	0.070	0.013	1.769
223000	221000	2.081	1.106	2.078	1.065	0.003	0.041	0.013	1.070
221000	22221000	-2.079	-1.064	-2.079	-1.064	0.000	0.000	-0.134	-0.000
22223000	22221000	2.082	1.105	2.079	1.064	0.003	0.041	0.013	1.069
22	22223000	2.084	1.175	2.082	1.105	0.003	0.070	0.013	1.767
14	30001414	1.615	0.939	1.614	0.896	0.002	0.043	0.010	1.411
30001414	10001414	1.614	0.896	1.612	0.871	0.002	0.025	0.010	0.853
10001414	100014	1.612	0.871	1.612	0.871	0.000	0.000	0.105	0.000
300014	100014	1.017	0.564	1.016	0.548	0.001	0.016	0.006	0.854
14	300014	1.018	0.591	1.017	0.564	0.001	0.027	0.006	1.412
4	100044	5.036	2.563	5.029	2.428	0.006	0.134	0.028	1.357
100044	10004	5.029	2.428	5.029	2.428	0.000	0.000	0.311	0.000
4	10004	5.031	2.574	5.024	2.439	0.006	0.134	0.028	1.362
105	200	-30.262	-15.444	-30.304	-15.522	0.042	0.077	-0.171	-0.247
5	30005	1.380	0.769	1.379	0.741	0.001	0.028	0.008	1.055
30005	10005	1.379	0.741	1.378	0.725	0.001	0.016	0.008	0.641
10005	100055	-3.429	-1.744	-3.429	-1.744	0.000	0.000	-0.208	-0.000
300055	100055	3.432	1.744	3.429	1.744	0.003	0.000	0.020	0.082
5	300055	3.436	1.853	3.432	1.744	0.003	0.108	0.020	1.611
5	504	5.473	5.557	5.434	5.501	0.039	0.056	0.040	0.973
504	503	14.222	5.551	14.113	5.393	0.108	0.157	0.079	1.172
503	502	5.286	0.603	5.280	0.595	0.006	0.009	0.028	0.148
502	501	-12.878	-10.537	-12.989	-10.696	0.110	0.159	-0.087	-1.245
501	101	-26.646	-18.230	-26.830	-18.748	0.183	0.515	-0.166	-1.558
501	100501	6.813	3.978	6.775	3.286	0.038	0.689	0.041	5.570
100501	1005011	-6.777	-3.280	-6.777	-3.280	0.000	0.000	-0.425	-0.001
501	1005011	6.816	3.972	6.777	3.280	0.038	0.689	0.041	5.564
502	100502	9.058	5.685	9.017	4.873	0.041	0.809	0.056	4.981
100502	1005022	-9.022	-4.861	-9.023	-4.861	0.000	0.000	-0.583	-0.001
502	1005022	9.064	5.674	9.023	4.861	0.041	0.809	0.056	4.972
503	1005033	4.404	2.587	4.373	2.118	0.031	0.468	0.027	5.915
1005033	100503	4.373	2.118	4.373	2.118	0.000	0.000	0.278	0.000
503	100503	4.403	2.589	4.372	2.120	0.031	0.468	0.027	5.920
504	1005044	-4.404	0.345	-4.427	0.001	0.023	0.343	-0.023	-0.021
1005044	100504	-4.427	0.001	-4.427	0.001	0.000	0.000	-0.238	-0.000
504	100504	-4.404	0.343	-4.427	-0.001	0.023	0.343	-0.023	-0.025
16	100016	2.208	1.499	2.199	1.359	0.009	0.139	0.015	3.654
223000	222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	100015	2.741	1.509	2.728	1.319	0.013	0.190	0.017	3.771
11	100011	2.639	1.506	2.628	1.339	0.011	0.166	0.016	3.498
1	10001	2.639	1.424	2.628	1.269	0.010	0.154	0.015	3.164
300012	200012	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
22223000	22222000	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
112	20	2.207	1.102	2.206	1.100	0.001	0.002	0.013	0.087
20	100020	2.197	1.178	2.189	1.059	0.008	0.118	0.013	2.906
19	100019	2.419	1.514	2.408	1.359	0.010	0.155	0.015	3.641
18	100018	2.741	1.506	2.728	1.319	0.012	0.186	0.017	3.701
300022	200022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	15.893	9.389	15.621	8.996	0.270	0.391	0.094	2.665
300066	200066	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10009	2.417	1.432	2.408	1.299	0.009	0.133	0.014	3.092
30001212	20001212	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	10007	2.851	1.571	2.838	1.379	0.013	0.191	0.017	3.662
107	13	2.751	1.807	2.751	1.807	0.000	0.000	0.017	0.000
30008	20008	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300010	200010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
115	27	4.212	2.357	4.212	2.356	0.000	0.001	0.024	0.012
13	100013	2.741	1.745	2.728	1.549	0.013	0.195	0.017	4.089
30005	20005	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300027	200027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
101	1	2.651	1.364	2.649	1.362	0.002	0.002	0.015	0.095
30006	20006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300055	200055	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300088	200088	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002727	20002727	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001010	20001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300026	200026	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	111	11.948	5.697	11.859	5.569	0.088	0.128	0.071	1.125
111	15	11.859	5.901	11.859	5.900	0.000	0.000	0.072	0.003
15	16	9.109	4.557	9.073	4.504	0.036	0.052	0.055	0.601
16	17	6.855	3.293	6.844	3.276	0.011	0.017	0.041	0.252
30002626	20002626	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	100025	2.418	1.440	2.408	1.299	0.009	0.140	0.015	3.274
17	300017	6.826	3.299	6.799	2.567	0.027	0.729	0.041	5.264
300017	200017	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300017	100017	4.391	2.567	4.377	2.359	0.013	0.208	0.029	2.794
23	100023	2.530	1.596	2.518	1.429	0.011	0.166	0.016	3.754
21	100021	3.841	2.415	3.828	2.169	0.014	0.245	0.024	3.584
21	113	4.207	2.404	4.206	2.404	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	4.206	2.487	4.204	2.484	0.002	0.004	0.026	0.086
104	3	2.651	1.639	2.650	1.638	0.001	0.002	0.016	0.069
3	10003	2.640	1.657	2.628	1.489	0.011	0.168	0.016	3.645



Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
ФЕЕЕМ, кафедра ЕСС

**«Розвиток районної електричної мережі з розрахунком  
релейного захисту та автоматики трансформатора  
типу ТДТН-25000/110»**

Виконав

ст. гр. 1ЕСМ-22м Герасимук Д.М.

Керівник

к.т.н., доц. Малогулко Ю.В.

# Актуальність

При проектуванні та розвитку сучасних електричних мереж необхідно враховувати різноманітні аспекти, щоб забезпечити надійне та якісне електропостачання, використовуючи передові конструкційні принципи. Це вимагає системного підходу та контролю різних факторів, які визначають техніко-економічну ефективність електричної мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в "Правилах улаштування електроустановок". Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

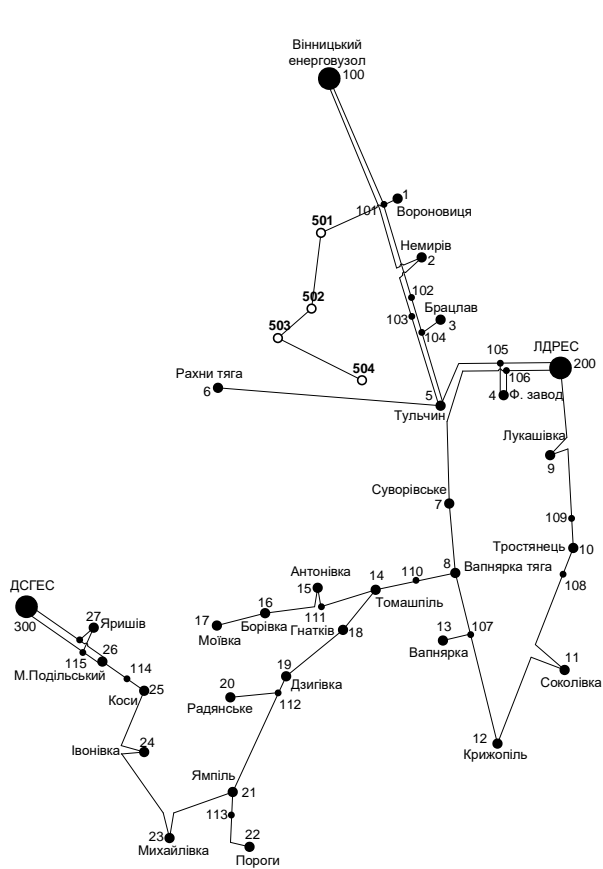
- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.
- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій.

Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора є ключовим етапом при проектуванні та експлуатації електроенергетичної системи. Основні причини для виконання цих розрахунків включають:

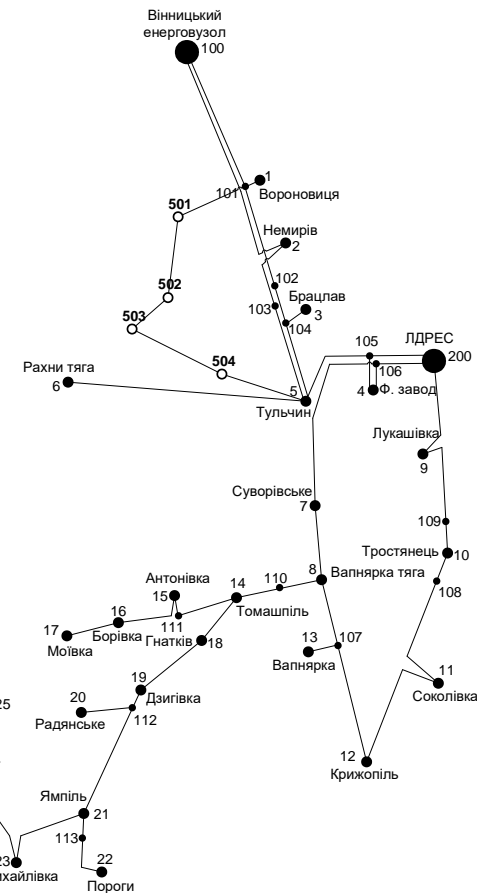
- ❖ захист від аварій: (короткі замикання: релейний захист дозволяє виявити короткі замикання та інші несприятливі події, швидко відключаючи трансформатор від мережі та запобігаючи пошкодженням; перевантаження: автоматика трансформатора може реагувати на перевантаження та регулювати навантаження для забезпечення оптимальної температури трансформатора);
- ❖ забезпечення надійності та стійкості (попередження відмов: релейний захист може попередити відмови елементів мережі, таких як трансформатори, запобігаючи можливим аваріям; стабільність мережі: автоматика трансформатора може допомагати підтримувати стабільність напруги та інших параметрів мережі);
- ❖ ефективне управління трансформатором (заощадження енергії: автоматика може оптимізувати роботу трансформатора, враховуючи режими роботи та забезпечуючи ефективне використання електроенергії; продовження терміну експлуатації: автоматика дозволяє встановлювати оптимальні параметри для трансформатора, що може сприяти подовженню його терміну служби);
- ❖ безпека та людський фактор (запобігання аваріям: релейний захист та автоматика можуть допомагати запобігти аваріям, що можуть виникнути внаслідок недостатнього контролю або затримки у відключенні; людський фактор: автоматика виключає або мінімізує вплив людського фактору на управління системою, зменшуючи ймовірність помилок).

Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора сприяє надійному та безпечному функціонуванню електроенергетичної системи, забезпечуючи ефективний контроль та реагування на різні ситуації та аварії.

# Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

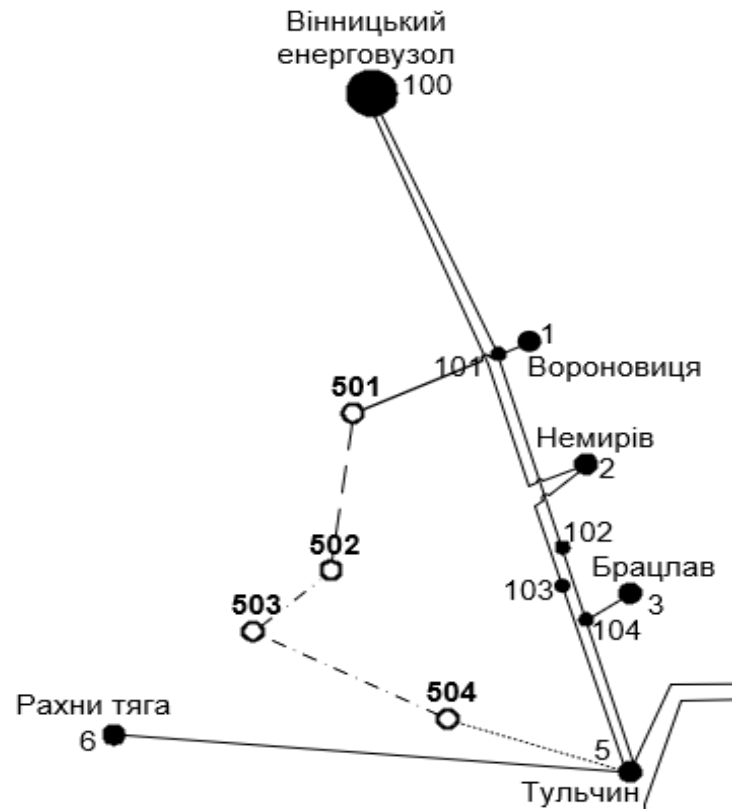


Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

# Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Фрагмент оптимальної схеми згідно методу динамічного програмування

# Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_n|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$

Час найбільших навантажень  $T_{\text{нб}} = 6200$  (год). Отже  $\alpha_T = 1,05$ , оскільки

$T_{\text{нб}} < 6000$  годин, район ожеледі – III, тому  $\alpha_1 = 1$ .

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{\text{па1}}$ , А	$I_{\text{па2}}$ , А	$I_{\text{па3}}$ , А	$I_{\text{па4}}$ , А	$I_{\text{па5}}$ , А	$I_{\text{па6}}$ , А	$I_{\text{па}}$ , А max	$I_{\text{па}}$ Доп.	Марка проводу
101-501	0	198,35	0	242,52	189,6	244,3	244,3	450	АС-240/39
501-502	79,35	117,35	79,35	158,7	108,25	160,4	160,4	390	АС-120/19
502-503	188,56	0,41	188,67	49,39	0	50,86	188,67		АС-120/19
503-504	247,782	46,32	247,95	1,99	80,54	0	247,95		АС-120/19
504-5	214,72	0	259,36	0	0,35	46,3	259,36		АС-120/19

# Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

$$S_{T.НОМ} \geq \frac{P_{\max}}{1,4 \cdot (n - 1)}$$

Для 501 вузла згідно:  $S_1 \geq \frac{13,56}{1,4 \cdot (2 - 1) \cdot 0,9} = 10,76(\text{МВА}).$

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u <sub>k</sub> %	ΔPk кВт	ΔPх кВт	I <sub>x</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQх кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70
502	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

# Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

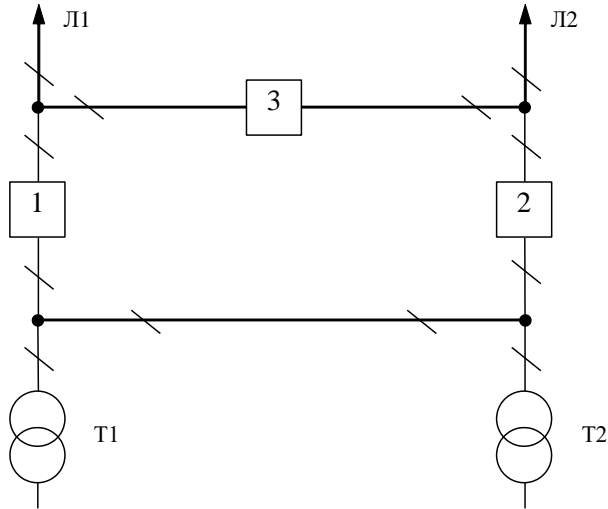
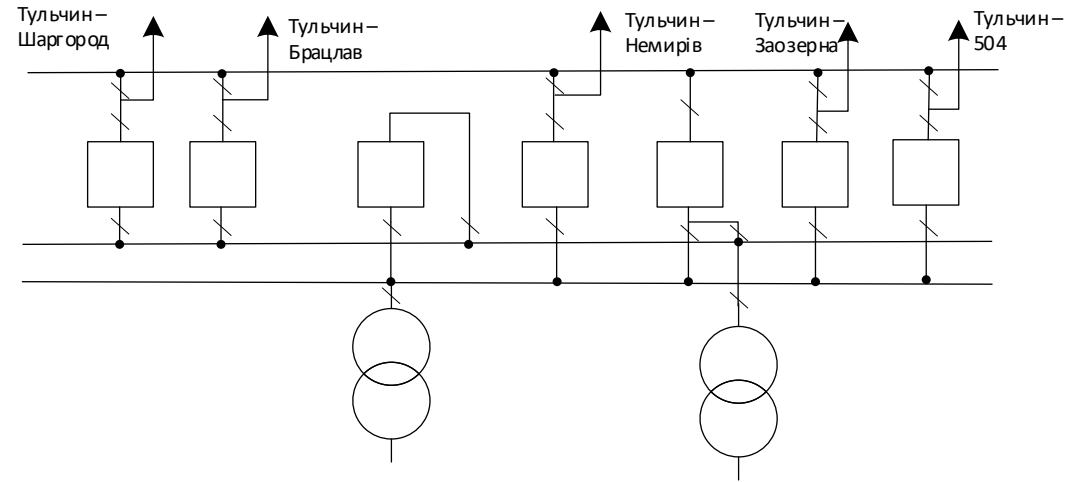


Схема розподільного пристрою вузлів 501,  
502, 503 та 504



Одна секціонована система збірних шин з  
обхідною

Оскільки на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції, становить дві, для цих вузлів була обрана схема "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів"

# Розрахунок релейного захисту та автоматики трансформатора типу тдтн-25000/110

Основними захистами трансформатора є:

- диференційний струмовий захист;
- газовий захист трансформатора;
- газовий захист РПН, струмове відсічення на трансформаторах малої потужності;
- диференційний струмовий захист ошиновки нижчої напруги;
- диференційний струмовий захист ошиновки вищого і середнього напруги;
- диференційний захист ошиновки вищої (середньої) напруги;
- диференційний захист ланцюгів низької напруги.

Обрано трансформатор типу ТДТН-25000/110. Схема і група з'єднань обмоток:  $Y/Y/\Delta-0-11$ ; номінальна напруга обмоток:  $115 \pm 9 \times 1,78\% / 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 11$  кВ.



# Результати розрахунків і вибраних параметрів

Позначення параметра	Одиниці виміру	Діапазон	За замовчуванням	Прийняте значення
1	2	3	4	5
EndSection1	у% від $I_{ном.отур}$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	у% від $I_{ном.отур}$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	у% від $I_{ном.отур}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	у% від $I_{ном.отур}$	1,00-50,00	10	7,1
I2 / I1 ratio	%	5-100	15	14
I5 / I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	–	On;Off	On	Off
SOTFMode	–	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	–	On;Off	On	Off
OpenCNEnable	–	On;Off	On	Off

# Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі підключено нові споживачі (вузли 501, 502 та 503) та СЕС (вузол 504). Відповідно до категорії споживачів (переважно I), було розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано за допомогою двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему визначено за допомогою симплекс-методу, після чого проведено розрахунок можливих варіантів послідовності будівництва електричної мережі використовуючи метод динамічного програмування. За результатами проведеного розрахунку обрано економічно-доцільний варіант.

Щодо надійності, то відгалужувальної підстанції Тульчин (вузол 5) вирішено залишити наявну схеми, а саме «Одна секціонована система збірних шин з обхідною», а для 101 – відгалуження з роз'єднувачем та ОПН. За допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових підстанцій (501,502,503,504) обрано схему РП типу "місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів". Цей вибір базується на результатах попередніх розрахунків, схемі електричних з'єднань проєктованої мережі та можливостях подальшого її розвитку.

Отримана мережа була перевірена щодо різних параметрів режиму, таких як напруга в вузлах, струми і потужності на ділянках мережі та інші. Згідно з отриманими результатами, була оцінена доцільність використання пристроїв для регулювання напруги з метою підтримання необхідного рівня напруги в різних режимах, включаючи нормальний, аварійний та режим максимального навантаження.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 5,726 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 4 роки складає 374 063,89 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проєкту показав його високу ефективність оскільки  $E(0,111)$  близький до  $E_a'(0,2)$ , та швидкий термін окупності 9 років.

Крім того, в МКР було розраховано диференційний захист трансформатора (ABB RET 670). Обрано трансформатори струму, визначені уставки МСЗ на основі терміналів REF615 та REC650 (для різних класів напруг), а також напруги спрацювання реле мінімальної напруги.