

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

Аналіз функціонування обладнання електропідстанції в районній
електромережі

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»,
Балаба В. В. [підпис]

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

[підпис]
«04» червня 2025 р.

Рецензент: к.т.н., доц., доц. каф. КЕМСК.
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

[підпис] Микола МОШНОРІЗ
«07» червня 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

[підпис]
«16» серпня 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітня програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«10» листопада 2025 р.

З А В Д А Н Н Я **НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Балаба Василь Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Аналіз функціонування обладнання електропідстанції в районній електромережі»

Керівник роботи к.т.н., доцент., доц. каф. ЕСС Нетребський В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025р № 97

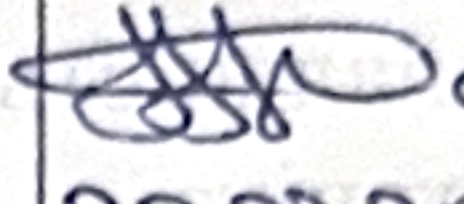
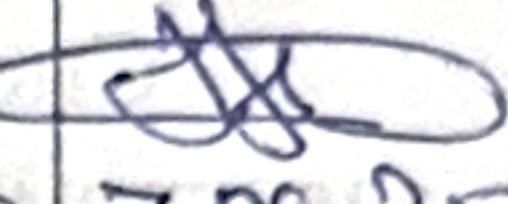
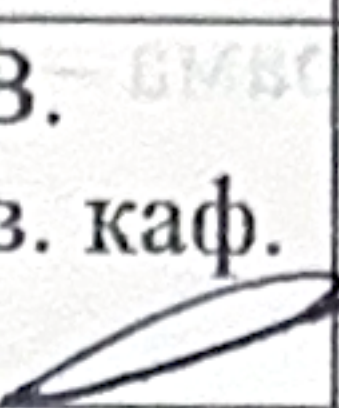
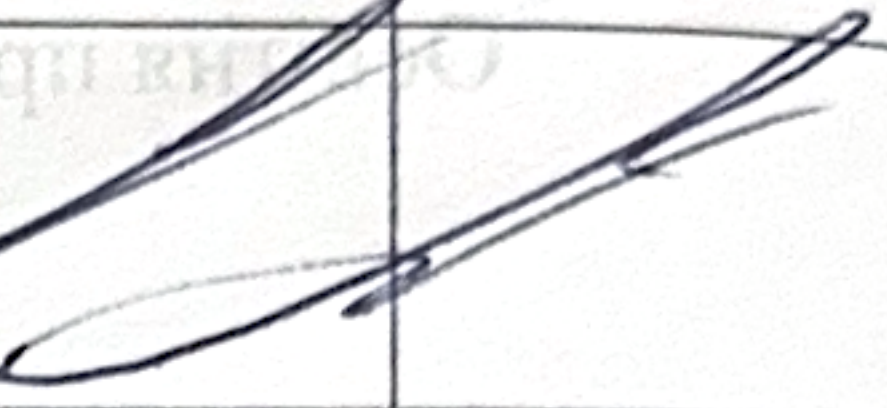
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи: 1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с. 2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 203 с. 3. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с. 4. Буряк В.М., Дейнеко Н.А. Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. – 51 с. 4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013. 5. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Проектування оптимальної схеми розвитку. 2. Експлуатація обладнання електричних підстанцій 3. Загальні аспекти та характеристики обладнання електропідстанцій. 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1 Вступ. 2. Формування напрямків розвитку електричної мережі 3. Електрична схема «Районної електричної мережі» Обрано перший варіант розвитку. 4. Орієнтовний розподіл пошкоджень між окремими елементами трансформаторів. 5. Технічне обслуговування вакуумних вимикачів. 6. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 7.08.25
Охорона праці	Кобилянський О. В. д. пед. н., професор, зав. каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження завдання БКР	20.03.2025	27.03.2025	Вик.
2	Вступ. Огляд літературних джерел	28.03.2025	04.04.2025	Вик.
3	Проектування оптимальної схеми розвитку (розділ 1 БКР)	05.04.2025	12.04.2025	Вик.
4	Експлуатація обладнання електричних підстанцій (розділ 2 БКР)	13.04.2025	20.04.2025	Вик.
5	Загальні аспекти та характеристики обладнання електропідстанцій (розділ 3 БКР)	21.04.2025	28.04.2025	Вик.
6	Охорона праці (розділ 4 БКР)	29.04.2025	06.05.2025	Вик.
7	Формування висновків по роботі	07.05.2025	14.05.2025	Вик.
8	Оформлення пояснювальної записки	15.05.2025	22.05.2025	Вик.
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	23.05.2025	29.05.2025	Вик.

Студент

(підпис)

Балаба В. В.

Керівник роботи

(підпис)

Нетребський В. В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Балаба Василь Васильович «Аналіз функціонування обладнання електропідстанції в районній електромережі». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 92 с. Бібліогр.: 27. Рис. : 11. Табл. : 22

Бакалаврська кваліфікаційна робота присвячена аналізу роботи обладнання електропідстанції в районній електромережі Вінницької області. У роботі розглядаються режими роботи електромережі напругою 110 кВ, розробляються оптимальні схеми її розвитку на основі техніко-економічного аналізу, оцінюються експлуатаційні характеристики обладнання, зокрема трансформаторів і вимикачів. В кінці увага приділяється питанням охорони праці, включаючи електробезпеку, гігієну праці та пожежну безпеку, з метою забезпечення надійності та ефективності електропостачання.

Ключові слова: підстанція, районна електромережа, режими роботи, розвиток мережі, вимикач, трансформатор, експлуатація обладнання, електробезпека, охорона праці, техніко-економічний аналіз.

ABSTRACT

Balaba Vasyl Vasylovych “Analysis of the functioning of electrical substation equipment in the district power grid”. Bachelor's qualification work. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 92 p. Bibliography: 27. Fig. : 11. Table. : 22

The bachelor's qualification work is devoted to the analysis of the operation of electrical substation equipment in the district power grid of Vinnytsia region. The work considers the operating modes of the 110 kV power grid, develops optimal schemes for its development based on a technical and economic analysis, and evaluates the operational characteristics of equipment, in particular transformers and switches. At the end, attention is paid to issues of labor protection, including electrical safety, occupational hygiene and fire safety, in order to ensure the reliability and efficiency of power supply.

Keywords: substation, district power grid, operating modes, network development, switch, transformer, equipment operation, electrical safety, labor protection, technical and economic analysis.

ЗМІСТ

ЗМІСТ	4
ВСТУП.....	6
1 ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ	7
1.1 Формування напрямків розвитку електричної мережі	7
1.1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі	14
1.2 Розрахунок потужностей навантажень	15
1.2.1 Розрахунок потужностей навантажень	15
1.2.2 Розрахунок потоків потужностей по лініях	16
1.2.3 Вибір номінальної напруги	20
1.2.4 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач.	22
1.2.5 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	26
1.3 Оцінка балансу потужностей, вибір додаткових джерел реактивної потужності.....	30
1.4 Вибір трансформаторів на підстанціях	33
1.5 Типові схеми розподільних пристроїв	34
1.6 Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі	37
1.7 Моделювання схеми розвитку електричної мережі.....	42
1.7.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі	42
1.8 Розрахунок і аналіз основних режимів роботи мережі	44
1.8.1 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій.....	44
1.8.2 Визначення поточкорозподілення основної мережі	46
1.8.3 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі.....	50
1.9 Регулювання напруги в мережі	51
1.10 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі	53
2 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ	56
2.1 Загальна характеристика.....	56

	5
2.2 Експлуатація силових трансформаторів	63
2.3 Експлуатація вакуумних вимикачів	65
3 ЗАГАЛЬНІ АСПЕКТИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЙ	69
3.1 Загальна характеристика обладнання електропідстанції	69
3.2 Методи діагностики несправностей обладнання	72
3.3 Рекомендації щодо підвищення надійності та ефективності роботи.....	73
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	76
4.1 Технічні рішення з безпечної організації оперативно-ремонтного обслуговування	76
4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	76
4.1.2 Електробезпека	80
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	81
4.2.1 Мікроклімат	81
4.2.2 Склад повітря робочої зони.....	83
4.2.3 Виробниче освітлення.....	83
4.2.4 Виробничий шум	84
4.3 Пожежна безпека	85
ВИСНОВКИ.....	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	90
ДОДАТКИ	93
ДОДАТОК А ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ.....	94
ДОДАТОК Б РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ.....	95
ДОДАТОК В ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	119

ВСТУП

Ефективне функціонування електропідстанцій є критичним чинником надійності електропостачання споживачів у сучасних електроенергетичних системах. У контексті зростання енергетичних навантажень, впровадження новітніх технологій та підвищених вимог до якості електроенергії, особливу актуальність набуває аналіз роботи обладнання електропідстанцій у районних електромережах. Забезпечення високого рівня надійності, зниження витрат на експлуатацію та оптимізація технічних рішень при модернізації мереж вимагають комплексного підходу, що базується на використанні сучасних математичних методів моделювання, інженерного аналізу та економічної оцінки.

Мета роботи — виконати аналіз функціонування обладнання електропідстанції у складі районної електромережі з метою оптимізації техніко-економічних показників та забезпечення ефективності її подальшого розвитку.

Задачі дослідження:

- провести розрахунок та аналіз режимів роботи заданого фрагменту електричних мереж;
- обрати оптимальну модель розвитку електричної мережі на основі техніко-економічного обґрунтування;
- виконати аналіз експлуатації обладнання електропідстанції та його технічного стану;

Об'єкт дослідження — фрагмент електромережі, розташований на території Вінницької області.

Предмет дослідження — процеси розрахунку нормальних усталених режимів роботи електроенергетичної системи, методи оптимізації розвитку та експлуатації обладнання електропідстанцій.

1 ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ

1.1 Формування напрямків розвитку електричної мережі

Аналіз й розрахунок режиму вхідної електромережі виконується для гарантії стабільності та надійності її функціонування. Цей етап відіграє ключову роль у проектуванні електричних мереж, адже дає змогу встановити струм, напругу та потужність, які передаватимуться через мережу. На підставі цих даних визначається потреба у використанні додаткових компонентів, таких як регулятори напруги, трансформатори, захисні пристрої чи інше устаткування. Окрім того, розрахунок режиму вхідної мережі сприяє вибору оптимальної схеми під'єднання обладнання до системи та забезпечує ефективну роботу всієї системи електрозабезпечення. Даний розрахунок режиму вхідної мережі (рисунок 1.1) виконується з метою вибору з існуючої мережі оптимального, з урахуванням всіх критерій, вузлів живлення для 4 нових вузлів споживання електричної енергії (501, 502, 503, 504).

При проектуванні електромережі враховуються такі параметри:

- Скорочена відстань: до джерел електроживлення регіону (вузли 100, 200, 300) та до нових точок підключення.
- Потужність: Аналіз мережі передбачає розрахунок потужності, потрібної для забезпечення потреб користувачів. Це охоплює оцінку енергоспоживання різних пристроїв, устаткування й систем, підключених до мережі.
- Напруга: Оптимальний рівень напруги обирається з урахуванням типу споживачів, вимог до стабільності електропостачання, відстані між підстанціями та інших технічних факторів. Зазвичай застосовуються системи низької (LV), середньої (MV) та високої (HV) напруги.
- Рівень напруги: Відповідно до місцевих чи регіональних стандартів, встановлюються нормативи максимальної напруги для гарантії безпеки й надійності мережі.

- Потужність короткого замикання: Визначення струму при короткому замиканні дає змогу підібрати відповідні захисні механізми та провідники з необхідною пропускну здатністю.
- Втрати енергії: Оцінка енергетичних втрат сприяє вибору оптимальної конфігурації мережі, розташування трансформаторів і регуляторів для зменшення втрат під час передачі електроенергії.
- Стійкість до перенапруг: Захист від перенапруг, викликаних блискавками, комутаційними процесами чи іншими причинами, забезпечується вибором відповідної ізоляції та захисних пристроїв.
- Коефіцієнт одночасності: Врахування одночасного навантаження споживачів допомагає розрахувати загальну потужність, необхідну для покриття пікових навантажень мережі.

Ці фактори дозволяють інженерам визначити характеристики та параметри електромережі, забезпечуючи її надійну й ефективну роботу відповідно до вимог користувачів.

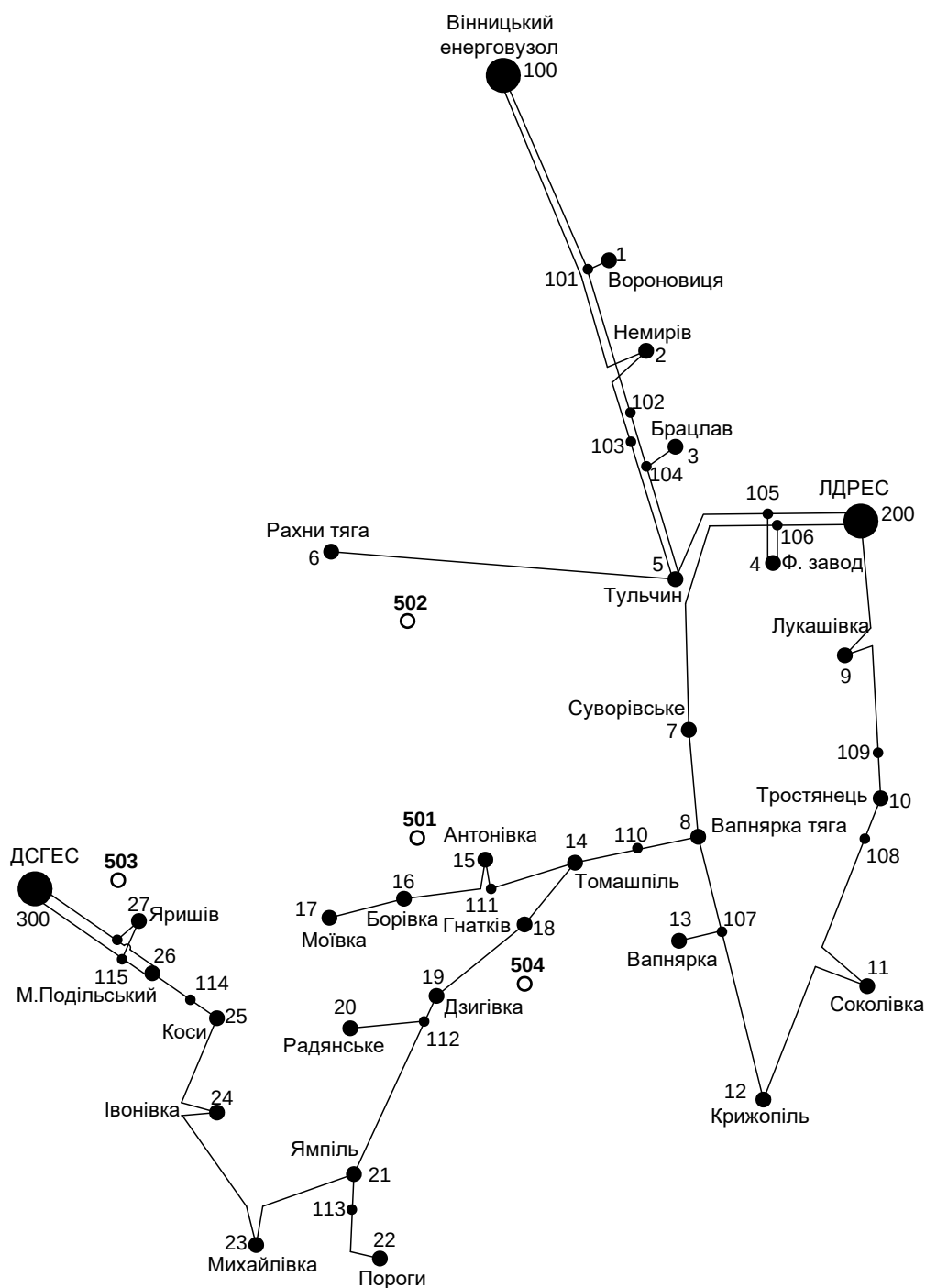


Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

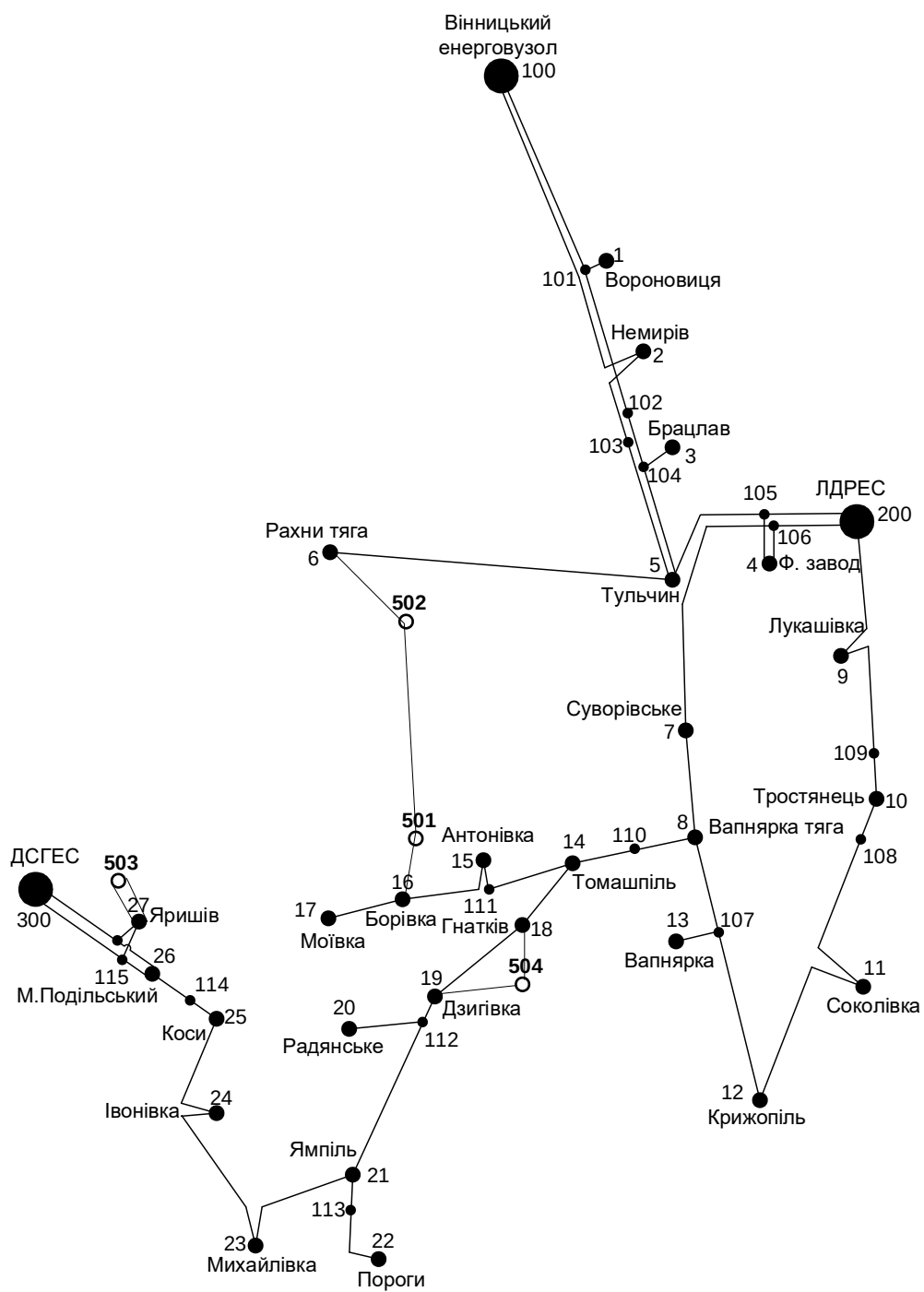
Розрахунок виконаємо в програмному комплексі «Втрати – 110». Цей комплекс дає змогу, використовуючи дані про гілки (довжину, тип проводу) та вузли (номінальну напругу, наявність трансформаторів, їх кількість і тип), здійснити аналіз усталеного режиму електромережі 110 кВ.

Вибір економічно виправданих схем і номінальної напруги мережі є ключовою задачею проектування.

Схема мережі й її номінальна напруга перебувають у тісному техніко-економічному взаємозв'язку. Зміна конфігурації мережі може вимагати коригування номінальної напруги всієї системи або її окремих ділянок. Водночас зміна напруги може вплинути на схему мережі. Тому вибір схеми та номінальної напруги слід проводити одночасно.

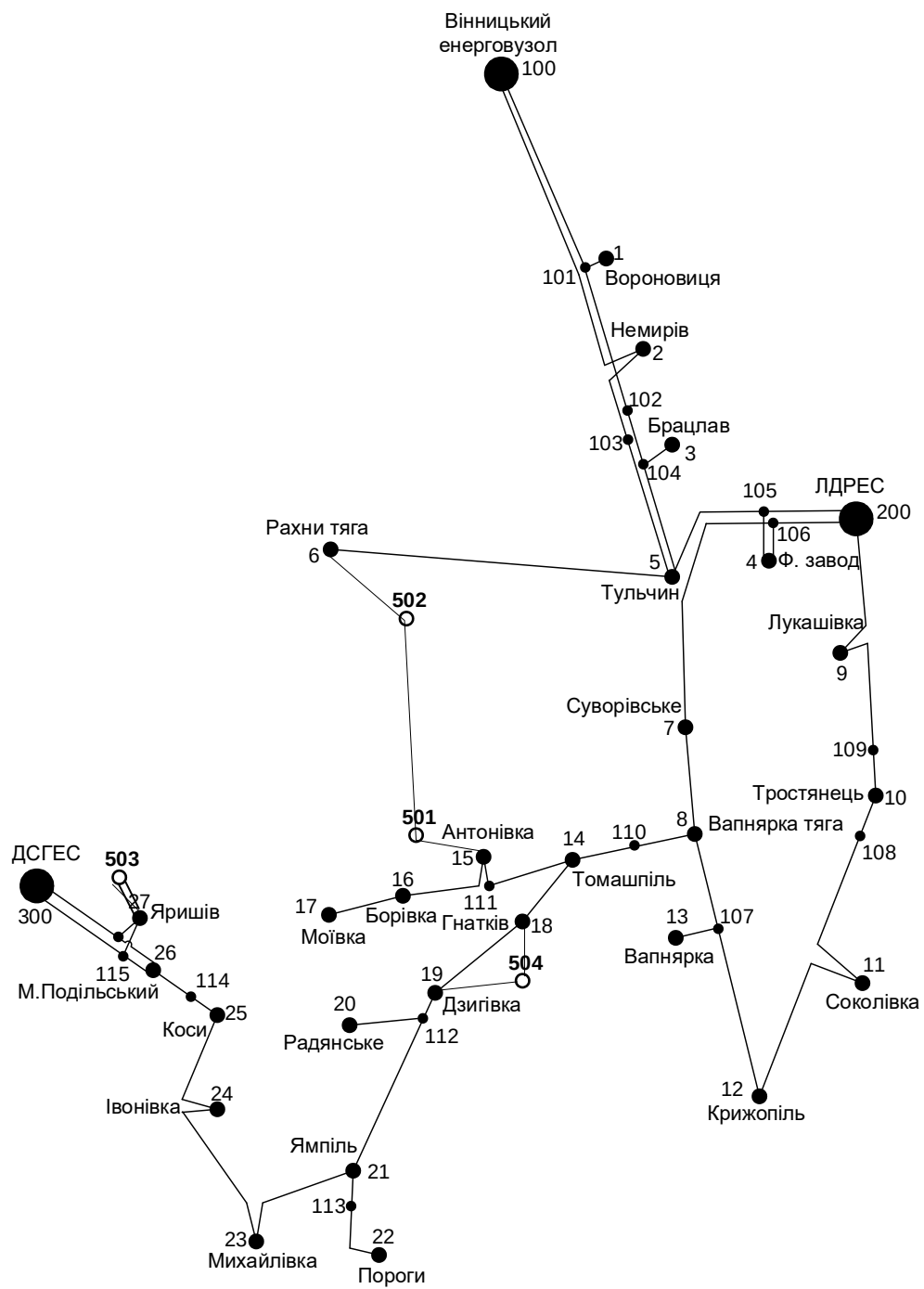
Сьогодні для проектування електромереж найпоширенішим є метод порівняння варіантів на основі техніко-економічного аналізу загальних витрат.

Відповідно до вимог до схем мереж пропонуємо чотири варіанти конфігурацій (рисунок 1.2) для розвитку електричної мережі.



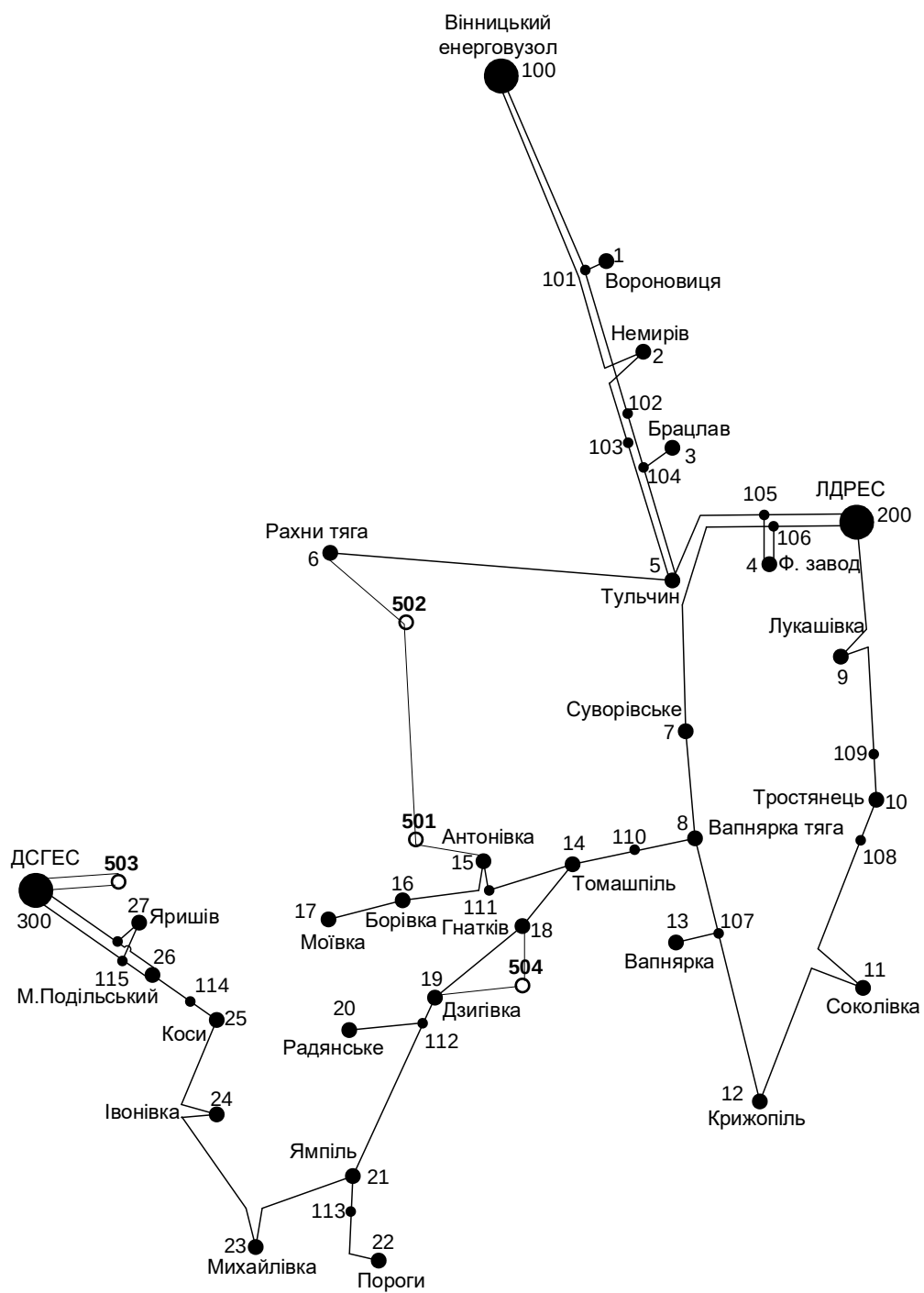
а) – Варіант №1

Рисунок 1.2 – Схема розвитку електричної мережі



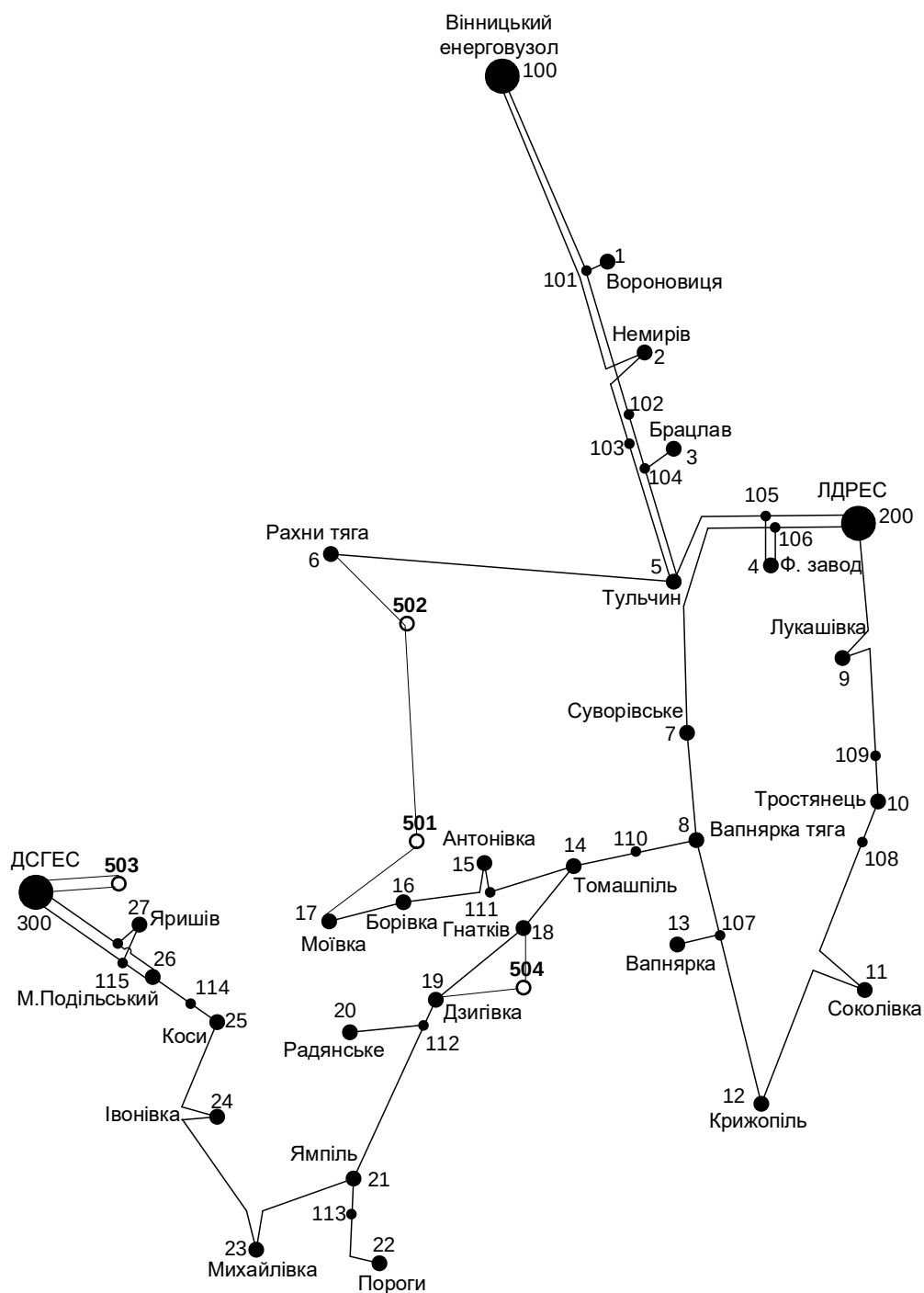
б) – Варіант №2

Продовження рисунку 1.2



в) – Варіант №3

Продовження рисунку 1.2



г) – Варіант №4

Продовження рисунку 1.2

1.1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L, \quad (1.1)$$

де 1,1 – коефіцієнт нелінійності траси;

m_l – масштаб;

L – довжина на карті.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 501-15 довжина лінії дорівнюватиме:

$$l = 1,1 \cdot 12 \cdot 1,1 = 14,52 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	Довжина, см	Довжина, км
501-15	1,1	14,52
501-16	1	13,2
501-17	2	26,4
501-502	3,7	48,84
502-6	1,72	22,704
503-27	0,9	11,88
503-300	1,3	17,16
504-18	0,9	11,88
504-19	1,4	18,48

1.2 Розрахунок потужностей навантажень

1.2.1 Розрахунок потужностей навантажень

Розрахунок виконаємо, використовуючи відомі формули та враховуючи

величину активних потужностей навантажень P_i коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можна визначити значення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i}, \quad (1.2)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (1.3)$$

Наприклад, для пункту 501:

$$S_{501} = \frac{16,5}{0,89} = 18,539 \text{ (MBA)}.$$

$$Q_{502} = \sqrt{18,539^2 - 16,5^2} = 8,453 \text{ (Mвар)}.$$

Аналогічно визначаємо значення Q і S для інших вузлів. Дані заносимо в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	$P, \text{ MBm}$	$Q, \text{ MVar}$	$S, \text{ MBA}$	
501	16,5	8,453	501	0,89
502	11	5,328	502	0,9
503	2	0	503	1
504	7,5	3,632	504	0,9

1.2.2 Розрахунок потоків потужностей по лініях

Потужності на всіх ділянках мережі попередньо визначаються за умови, що мережа є однорідною ($Z_0 = \text{const}$). Тобто, для кожного варіанту запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без врахування втрат потужності. Розрахуємо потекорозподіл для варіанту №1. При розрахунку потекорозподілу в ділянках 16-501-502-6, 27-503 та 18-504-19 розглянемо ці

замкнені мережі як схеми з двостороннім живленням з однаковими напругами у вузлах живлення.

Розглянемо першу ділянку – 16-501-502-6:

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\underline{S}_{i-j} = \frac{\sum \underline{S}_j \cdot l_{ij}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.4)$$

$$\sum \underline{S}_{i-j} = \underline{S}_j. \quad (1.5)$$

де $\underline{S}_{i-j}$ - потужність, що передається до вузла через $i-j$ ділянку;

l_{ij} - довжина ділянки $i-j$;

$\underline{S}_j$ - повна потужність навантаження j -того вузла;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.



Рисунок 1.3 - Схема мережі для розрахунку потокорозподілу

Потужність ділянки 16-501 дорівнює:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{16-502} &= \frac{\underline{S}_{501} \cdot (l_{501-502} + l_{502-6}) + \underline{S}_{502} \cdot (l_{502-6})}{l_{501-502} + l_{502-6} + l_{16-502}} = \\ &= \frac{(16,5 + j8,453) \cdot (48,84 + 22,704) + (11 + j5,328) \cdot (22,704)}{48,84 + 22,704 + 13,2} = \\ &= 16,877 + j8,564 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Потужність ділянки 6-502 дорівнює:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{6-502} &= \frac{\underline{S}_{502} \cdot (l_{501-502} + l_{501-16}) + \underline{S}_{501} \cdot (l_{501-16})}{l_{501-502} + l_{502-6} + l_{16-502}} = \\ &= \frac{(11 + j5,328) \cdot (48,84 + 13,2) + (16,5 + j8,453) \cdot (13,2)}{48,84 + 22,704 + 13,2} = \\ &= 10,623 + j5,217 \text{ (MVA)}.\end{aligned}$$

Потужність ділянки 501-502 дорівнює:

$$\underline{S}_{501-502} = \underline{S}_{16-501} - \underline{S}_{501} = 16,877 + j8,564 - (16,5 + j8,453) = 0,377 + j0,111 \text{ (MVA)}.$$

Перевірка:

$$\begin{aligned}(\underline{S}_{16-501} + \underline{S}_{6-502}) &= \underline{S}_{502} + \underline{S}_{501} \\ 16,877 + j8,564 + 10,623 + j5,217 &= 16,5 + j8,453 + 11 + j5,328; \\ 27,5 + j13,781 &= 27,5 + j13,781.\end{aligned}$$

Отже, розрахунок потокорозподілу для ділянки 16-501-502-6 розраховано вірно.

Розрахунок ділянки 27-503:

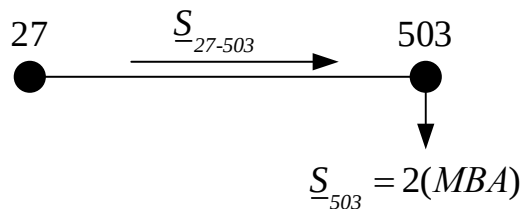


Рисунок 1.4 - Схема мережі для розрахунку потокорозподілу

Потужність ділянки 27-503 дорівнює:

$$\underline{S}_{27-503} = \underline{S}_{503} = 2 \text{ (MVA)}.$$

Перевірка для дволанцюгової лінії не проводиться.

Розрахунок ділянки 18-504-19:

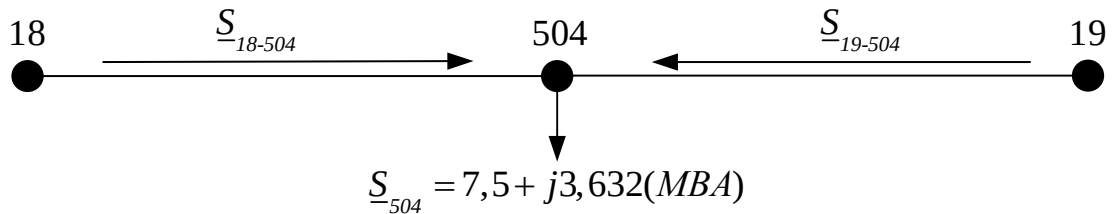


Рисунок 1.5 - Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу

Потужність ділянки 18-503 дорівнює:

$$\underline{S}_{18-504} = \frac{\sum \underline{S}_{504} \cdot l_{19-504}}{l_{18-504} + l_{19-504}} = \frac{(7,5 + j3,632) \cdot 18,48}{11,88 + 18,48} = 4,565 + j2,211 \text{ (MVA)}.$$

Потужність ділянки 19-503 дорівнює:

$$\underline{S}_{19-504} = \frac{\sum \underline{S}_{504} \cdot l_{18-504}}{l_{18-504} + l_{19-504}} = \frac{(7,5 + j3,632) \cdot 11,88}{11,88 + 18,48} = 2,935 + j1,421 \text{ (MVA)}.$$

Перевірка:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{18-504} + \underline{S}_{19-504} &= \underline{S}_{504}; \\ 4,565 + j2,211 + 2,935 + j1,421 &= 7,5 + j3,632; \\ 7,5 + j3,632 &= 7,5 + j3,632. \end{aligned}$$

Розрахунок поточкорозподілу для ділянки 5-504-7 проведено вірно,

оскільки перевірка справджується.

Результати розрахунку для ділянок решти варіантів представлені у таблиці 1.3.

1.2.3 Вибір номінальної напруги

Економічно обґрунтована напруга визначається низкою факторів: величиною потужності, навантаженнями, їх віддаленістю від джерела електроживлення, взаємним розташуванням, вибраною схемою електромережі, пристроями для регулювання напруги тощо.

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}. \quad (1.6)$$

де l_{ij} - довжина ділянки мережі, км.

P_{ij} - активна потужність ділянки ланцюга.

Варіанти проекрованої електромережі або її окремих частин можуть передбачати різні номінальні напруги. Для ділянок кільцевої мережі зазвичай застосовується єдина напруга – номінальна напруга ділянки, визначена як максимальна для даної конфігурації. Оскільки нові точки споживання електроенергії підключаються до вже наявної мережі, де у кожному вузлі встановлені трансформатори, розраховані на певний рівень напруги, цей фактор також необхідно враховувати під час вибору оптимальної напруги. При виборі номінальної напруги для ділянок мережі інженери аналізують не лише поточні технічні параметри, але й перспективні потреби системи, включаючи можливе зростання навантажень, розширення мережі або інтеграцію нових споживачів. Крім того, важливим є забезпечення сумісності з існуючим обладнанням, щоб уникнути додаткових витрат на заміну трансформаторів чи інших елементів.

Розрахуємо напругу для ділянки 503-27 першого варіанту. Для цього використаємо відповідні формули, враховуючи активні потужності навантажень, параметри трансформаторів у вузлах, відстань до джерела живлення та конфігурацію мережі. Отримані дані дозволять визначити, чи відповідає обрана напруга вимогам ефективності та надійності для цієї ділянки.

$$U_{503-27} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{503-27}^2} + \frac{2500}{P_{503-27}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,94} + \frac{2500}{8,561}}} = 55,767 \text{ (кВ)}.$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

Результати розрахунків по вибору номінальної напруги для всіх інших ліній всіх варіантів представлені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ Схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P _л , МВт	Q _л , МВАр	S _л , МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	16-501	13,2	1	16,877	8,564	18,925	73,322	110
	501-502	48,84	1	0,377	0,111	0,393	12,27	110
	6-502	22,704	1	10,623	5,217	11,835	62,335	110
	503-27	11,88	2	2	0	2	27,82	110
	18-504	11,88	1	4,565	2,211	5,072	41,18	110
	19-504	18,48	1	2,935	1,421	3,261	33,731	110
2	15-501	14,52	1	16,618	8,432	18,635	73,547	110
	502-501	48,84	1	0,118	0,021	0,12	6,871	110
	6-502	22,704	1	10,882	5,348	12,125	63,024	110
	503-27	11,88	2	2	0	2	27,82	110
	18-504	11,88	1	4,565	2,211	5,072	41,18	110
	19-504	18,48	1	2,935	1,421	3,261	33,731	110

3	15-501	14,52	1	16,618	8,432	18,635	73,547	110
	501-502	48,84	1	0,118	0,021	0,12	6,871	110
	6-502	22,704	1	10,882	5,348	12,125	63,024	110
	503-300	17,16	2	2	0	2	27,82	110
	18-504	11,88	1	4,565	2,211	5,072	41,18	110
	19-504	18,48	1	2,935	1,421	3,261	33,731	110
4	17-501	26,4	1	14,602	7,41	16,375	69,734	110
	501-502	48,84	1	1,898	1,044	2,166	27,444	110
	6-502	22,704	1	12,898	6,371	14,385	68,064	110
	503-300	17,16	2	2	0	2	27,82	110
	18-504	11,88	1	4,565	2,211	5,072	41,18	110
	19-504	18,48	1	2,935	1,421	3,261	33,731	110

1.2.4 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач.

Вибір поперечного перерізу проводів для ліній напругою 35–750 кВ здійснюється на основі економічних інтервалів. Згідно з цим підходом, переріз проводу визначається залежно від розрахункового струмового навантаження одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається за виразом:

$$I_{розр} = \frac{a_1 \cdot a_T \cdot I_{\Sigma(5)}}{n_{\text{л}}}, \quad (1.7)$$

де a_1 – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження лінії за роками її експлуатації;

$I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, відповідний до максимального навантаження лінії в 5-ий рік її експлуатації;

a_T – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального

навантаження лінії $T_{нб}$ та коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми K_T ;

n_l – кількість ланцюгів лінії.

Згідно рекомендацій [4] для ліній 35–220 кВ значення α_l може бути прийняте рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області найбільш поширених темпів росту навантаження. Значення коефіцієнта α_T для ліній 35–220 кВ при $K_T=1$ складають при $T_{нб} < 4000$ – 0,8; при $4000 < T_{нб} < 6000$ – 1,0; $T_{нб} > 6000$ – 1,3.

Одержане значення $I_{розр}$ порівнюється зі значеннями граничних економічних навантажень для різних перерізів проводів $F_{(i-1)}$, F_i , $F_{(i+1)}$, які підбираються для техніко-економічного розрахунку.

При виконанні умови: $I_{розр} < I_{зр(i-1)}$ вибирається поперечний переріз $F_{(i-1)}$;

$I_{зрi} > I_{розр} > I_{зр(i-1)}$ – вибирається переріз F_i ;

$I_{зр(i+1)} > I_{розр} > I_{зрi}$ – вибирається переріз $F_{(i+1)}$.

Значення $I_{зр}$ у [4] наведено дані, які залежать від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- чи дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) та кліматичних умов з урахуванням ожеледі (райони 1–4) для України та інших країн. Оскільки вихідні дані проекту не містять інформації про умови вибору чи матеріал опор, рекомендується застосовувати опори з однакового матеріалу (залізобетонні або металеві; дерев'яні опори нині використовуються рідко) для всіх ліній проекрованої мережі. Якщо дві лінії планується прокласти однією трасою, доцільно використовувати дволанцюгові опори, в інших випадках – одноланцюгові. Якщо у проекті для будь-якої ділянки мережі значення $I_{розр}$ перевищує граничний економічний струм для максимального перерізу проводів F_{max} лінії даної номінальної напруги $I_{зр.ек.мах}$, то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином F_{max} і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{розр} > I_{зр.ек.мах}$) у порівнянні з варіантами

її посилення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланцюгів.

При виконанні навчального проєктування, враховуючи обмежений час, не рекомендується розглядати варіанти з кількістю ланцюгів на окремих ділянках більше двох. Натомість слід віддати перевагу варіантам, де на таких ділянках за тієї ж номінальної напруги дотримується відповідна умова $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$ виконується.

Для магістральних ліній із проміжними відгалуженнями потужностей вибір перерізу проводів на кожній ділянці між підстанціями здійснюється відповідно до розрахункового струму. Проте, якщо розрахункові струми сусідніх ділянок потрапляють у суміжні економічні інтервали, дозволяється застосовувати однаковий переріз для цих ділянок, що відповідає ділянці з найбільшою довжиною. Оскільки механічний розрахунок сталевеоалюмінієвих проводів не включено до завдань цього проєкту, марка проводу обирається відповідно до усталеної проєктної практики.

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу лінії між вузлами 501 та 16 варіанту №1.

$$|S_{501-16}| = \sqrt{P_{501-16}^2 + Q_{501-16}^2} = \sqrt{16,877^2 + 8,564^2} = 18,925 \text{ (MBA)},$$

$$I_{роз501-16} = \frac{|S_{501-16}|}{\sqrt{3} \times U_{ном}} \times \alpha_1 \times \alpha_T = \frac{18,925}{\sqrt{3} \times 110} \times 1,05 \times 1 = 0,104299 \text{ (кА)} = 104,299 \text{ (А)},$$

де $\alpha_1 = 1,05$, оскільки $T_{нб} \geq 5500$ годин $\alpha_T = 1$;

Обираємо лінію електропередач з наступними параметрами:

- тип опор – одноланцюгові;
- номінальна напруга – 110 кВ;
- район по натиску вітру – III;
- матеріал опор – залізобетон;

- район ожеледі – VI;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Для всіх інших ліній електропередач розраховуємо аналогічно.

Результати розрахунку представлені у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$S_{л}$, МВА	$U_{ном}$, кВ	$I_{розр}$, А	I_E , А	F , мм ²	Марка проводу АС-
1	16-501	13,2	1	18,925	73,322	104,299	125	120	120/19
	501-502	48,84	1	0,393	12,27	2,165	125	120	120/19
	6-502	22,704	1	11,835	62,335	65,223	125	120	120/19
	503-27	11,88	2	2	27,82	5,511	125	120	120/19
	18-504	11,88	1	5,072	41,18	27,955	125	120	120/19
	19-504	18,48	1	3,261	33,731	17,971	125	120	120/19
2	15-501	14,52	1	18,635	73,547	102,699	125	120	120/19
	501-502	48,84	1	0,12	6,871	0,661	125	120	120/19
	6-502	22,704	1	12,125	63,024	66,823	125	120	120/19
	503-27	11,88	2	2	27,82	5,511	125	120	120/19
	18-504	11,88	1	5,072	41,18	27,955	125	120	120/19
	19-504	18,48	1	3,261	33,731	17,971	125	120	120/19
3	15-501	14,52	1	18,635	73,547	102,699	125	120	120/19
	501-502	48,84	1	0,12	6,871	0,661	125	120	120/19
	6-502	22,704	1	12,125	63,024	66,823	125	120	120/19
	503-300	17,16	2	2	27,82	5,511	125	120	120/19
	18-504	11,88	1	5,072	41,18	27,955	125	120	120/19
	19-504	18,48	1	3,261	33,731	17,971	125	120	120/19
4	17-501	26,4	1	16,375	69,734	90,243	125	120	120/19
	501-502	48,84	1	2,166	27,444	11,935	125	120	120/19
	6-502	22,704	1	14,385	68,064	79,279	125	120	120/19
	503-300	17,16	2	2	27,82	5,511	125	120	120/19
	18-504	11,88	1	5,072	41,18	27,955	125	120	120/19
	19-504	18,48	1	3,261	33,731	17,971	125	120	120/19

1.2.5 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах

Для кожної з ділянок мережі визначаємо той післяаварійний режим з найбільшими навантаженнями підстанцій, в якому на ділянках тече максимальний потік потужності. За цих умов потрібно виконати перевірку вибраного перерізу за допустимим нагрівом шляхом порівняння значень струму в цьому режимі з $I_{дон}$, який надається в таблицях [4, 5], та таблиці 1.4 для вибраної марки проводу.

У зв'язку з тим, що в більшості випадків розрахункові схеми для післяаварійних режимів відрізняються від схем для нормального режиму лише параметрами ділянки, де розглядається аварія (випадок – відключення одного ланцюга двохланцюгової лінії, або відсутність зв'язку між двома вузлами, наприклад, випадок відключення однієї з головних ділянок кільцевої мережі), то розрахунок потокорозподілення в них утворюється досить просто і не потребує використання ЕОМ.

Одержані значення втрат напруги не повинні перевищувати 20 % від номінального (ПУЕ).

Якщо ці умови задовольняються, то умовно припускається, що пристрої РПН двохобмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, у відповідності з принципом зустрічного регулювання. Якщо воно не задовольняється, то такий варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як технічно неконкурентно спроможний.

Перевіримо обрані перерізи на прикладі ділянки 18-504-19 схеми варіанту №1.

Найбільш навантаженою в цій частині електричної мережі є вітка 18-504, тому припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія і ця лінія відключена.

Потокорозподіл на ділянці 19-504 буде визначатися як в радіальній мережі:

$$|S_{19-504}| = |S_{504}| = 8,333 \text{ (MVA)},$$

Порахуємо значення струму в цій ділянці та порівняємо із допустим тривалим струмом для відповідної марки проводу.

$$I_{n.a.} < 390 \text{ (A)}. \quad (1.8)$$

$$\frac{|S_{502-105}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} < 390 \text{ (A)},$$

$$\frac{11,444}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390 \text{ (A)},$$

$$60,068 < 390 \text{ (A)}.$$

Отже, підібрані марки та перерізи проводів забезпечують надійну роботу в післяаварійному режимі, тому потреби в збільшенні перерізу немає. Результати аналізу проводів у післяаварійному режимі для інших ліній електропередач усіх варіантів подано в таблиці 1.5. У цій таблиці також зазначено основні технічні характеристики обраних проводів, зокрема їх електричні та механічні параметри, що впливають на експлуатаційну надійність.

З результатів розрахунків видно, що всі обрані лінії успішно витримують післяаварійний режим. Це пояснюється тим, що на етапі вибору проводів уже було враховано запас міцності, який дозволяє компенсувати підвищені навантаження в аварійних ситуаціях. Такий підхід забезпечує стабільність роботи мережі навіть за несприятливих умов, зменшуючи ризик перевантажень чи пошкоджень. Крім того, вибір проводів із запасом сприяє довготривалій експлуатації мережі без необхідності додаткової модернізації в найближчій перспективі.

Таблиця 1.5 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі.

№ сх.	Ділянка мережі	Дов- жина діля- нки, км	Кількість ланцюгів	Sl п.а, МВА	Ip.а, А	Idоп, А	Марка проводу АС	r0, Ом	x0, Ом	R, Ом	X, Ом
1	16-501	13,2	-	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	501-502	48,84	1	18,539	97,306	390	120/19	0,249	0,427	12,161	20,855
	6-502	22,704	1	30,762	161,456	390	120/19	0,249	0,427	5,653	9,695
	503-27	11,88	1	2	10,497	390	120/19	0,249	0,427	2,958	5,073
	18-504	11,88	1	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	19-504	18,48	1	8,333	43,739	390	120/19	0,249	0,427	4,602	7,891
2	15-501	14,52	1	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	501-502	48,84	1	18,539	97,306	390	120/19	0,249	0,427	12,161	20,855
	6-502	22,704	1	30,762	161,456	390	120/19	0,249	0,427	5,653	9,695
	503-27	11,88	1	2	10,497	390	120/19	0,249	0,427	2,958	5,073
	18-504	11,88	1	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	19-504	18,48	1	8,333	43,739	390	120/19	0,249	0,427	4,602	7,891
3	15-501	14,52	1	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	501-502	48,84	1	18,539	97,306	390	120/19	0,249	0,427	12,161	20,855
	6-502	22,704	1	30,762	161,456	390	120/19	0,249	0,427	5,653	9,695
	503-300	17,16	1	2	10,497	390	120/19	0,249	0,427	4,273	7,327
	18-504	11,88	1	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	19-504	18,48	1	8,333	43,739	390	120/19	0,249	0,427	4,602	7,891
4	17-501	26,4	1	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	501-502	48,84	1	18,539	97,306	390	120/19	0,249	0,427	12,161	20,855
	6-502	22,704	1	30,762	161,456	390	120/19	0,249	0,427	5,653	9,695
	503-300	17,16	1	2	10,497	390	120/19	0,249	0,427	4,273	7,327
	18-504	11,88	1	-	-	390	120/19	0,249	0,427	-	-
	19-504	18,48	1	8,333	43,739	390	120/19	0,249	0,427	4,602	7,891

Наступним етапом є визначення максимальних втрат напруги. Покажемо визначення втрат напруги на прикладі ділянки мережі 501-16, варіанту №1

Втрати напруги у вітці 501-16: $U_{n.a.} = 121 \text{ (кВ)},$

$$\Delta U_{501-16} = \frac{P_{501-16} \times R_{501-16} + Q_{501-16} \times X_{501-16}}{U_{n.a.}}, \quad (1.9)$$

$$\Delta U_{501-16} = \frac{16,877 \cdot 3,287 + 8,564 \cdot 5,636}{121} = 0,857 \text{ (кВ)},$$

$$U_{501} = U_{n.a.} - \Delta U_{501-16} = 121 - 0,857 = 120,143 \text{ (кВ)}.$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{501} = \frac{U_{ном} - U_{501}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (1.10)$$

$$\delta U_{501} = \frac{110 - 120,143}{110} \cdot 100\% = -9,221\%.$$

Отже, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більш ніж на 20%, що відповідає встановленим вимогам до стабільності роботи мережі. Для інших варіантів розрахунків проводиться за аналогічним алгоритмом, а отримані результати зібрано в таблиці 1.6. У цій таблиці, окрім даних про максимальні втрати напруги, також подано інформацію про кількість вимикачів і загальну довжину ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ.

Ці узагальнені показники дозволяють оцінити попередню вартість будівництва нових мереж, враховуючи витрати на обладнання та прокладання ліній. На основі аналізу цих даних можна виключити три варіанти, які є очевидно дорожчими через більшу кількість вимикачів або більшу сумарну довжину ліній. Такий підхід сприяє оптимізації проєктних рішень, дозволяючи зосередитися на економічно виправданих конфігураціях мережі, що забезпечують необхідну надійність і ефективність при менших капітальних вкладеннях. Попередній

відбір варіантів на цьому етапі допомагає скоротити час на подальший детальний аналіз і спростити прийняття остаточного рішення.

Таблиця 1.6 – Відхилення напруги в післяаварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній

№ схеми	$\delta U_{\text{норм.}}, \%$	$\delta U_{\text{післ. авар.}}, \%$	кількість вимикачів	$l_{\text{леп}}, \text{км}$
1	-9,956	-9,956	17	126,984
2	-9,992	-9,956	17	128,304
3	-9,992	-9,936	17	133,584
4	-9,936	-9,936	17	145,464

За умов приблизно однакових інших показників перевага надається варіантам, де електроенергія передається найкоротшими лініями від джерела живлення до точок споживання та які мають найменші втрати напруги. Після аналізу таблиці 1.6 можна зробити висновок, що для подальшого розгляду доцільно залишити схеми варіантів №1 і №2, оскільки вони характеризуються найменшою сумарною довжиною ліній електропередач і найменшою кількістю вимикачів.

1.3 Оцінка балансу потужностей, вибір додаткових джерел реактивної потужності

Джерела активної потужності в кожному мить усталеного режиму мають забезпечувати систему такою кількістю електроенергії, яка відповідає потребам усіх споживачів у цей момент, враховуючи втрати в електромережі, тобто підтримувати баланс активних потужностей при сталій частоті. $f = f_{\text{ном}}$ записується:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_{\text{м}}. \quad (1.11)$$

де, P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах (приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})). \quad (1.12)$$

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{C_{ij}} + \sum_{j=1}^K Q_{КП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K \Delta Q_{T_i} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}, \quad (1.13)$$

де $0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

$\sum_{j=1}^K Q_{КП_i}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{j=1}^K Q_{C_{ij}}$ – зарядна потужність, що генерується лініями;
 $j \neq i$

$\sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, загальна реактивна потужність, необхідна для електрозабезпечення району, включає реактивне навантаження споживачів у визначених точках та втрати реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Основним видом компенсуючих пристроїв, що встановлюються для покриття реактивної потужності, є конденсатори. Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах застосовуються синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів [4, табл. 6.28, 6.30].

Конденсаторні батареї формуються з конденсаторів типів КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60 та КС2-1,06-125. Необхідна потужність конденсаторних батарей на кожній підстанції забезпечується шляхом паралельного підключення серійно виготовлених компенсуючих установок.

Усі подальші розрахунки в проєкті виконуються з урахуванням реактивних складових навантажень та встановлених на підстанціях компенсуючих пристроїв. Розрахунок балансу реактивних потужностей проводиться окремо для кожного контуру мережі.

Для ділянки 16-501-502-6 першого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,9 \cdot (16,5 + 11) + 0,05 \cdot (16,5 + 11) = 26,125 \text{ (МВм)},$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 26,125 \cdot 0,498 = 13,019 \text{ (Мвар)},$$

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^K Q_{K\Pi_i} &= 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} - Q_{\Gamma} = \\ &= 0,95 \cdot (8,453 + 5,328) + 0,1 \cdot (8,453 + 5,328) - 13,019 = \end{aligned}$$

$$=1,451 \text{ (Мвар)}.$$

Для ділянки 27-503 першого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,9 \cdot 2 + 0,05 \cdot 2 = 1,9 \text{ (МВт)},$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 1,9 \cdot 0 = 0 \text{ (Мвар)},$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 0 + 0,1 \cdot 0 - 0 = 0 \text{ (Мвар)}.$$

Для ділянки 18-504-19 першого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,9 \cdot 7,5 + 0,05 \cdot 7,5 = 7,125 \text{ (МВт)},$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 7,125 \cdot 0,484 = 3,451 \text{ (Мвар)},$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 3,632 + 0,1 \cdot 3,632 - 3,451 = 0,363 \text{ (Мвар)}.$$

У даній схемі не встановлюється КП. Баланс реактивних потужностей варіанту мережі №2 призводить до таких самих результатів.

1.4 Вибір трансформаторів на підстанціях

Згідно з практикою проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях обирається з урахуванням допустимого перенавантаження в післяаварійних режимах до 40% (за умови максимальної добової тривалості не більше 5 годин протягом не більше 6 діб). Варто зазначити, що в післяаварійних режимах перенавантаження може перевищувати 40%, але триватиме коротший час.

$$S_{T,ном i} = \frac{P_{max i}}{1,4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{max i}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (1.14)$$

де $n_T \geq 2$ – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції;

$S_{max i}$ - повна потужність вузла.

Встановлюємо по два трансформатори на кожній підстанції.

Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла 501.

$$S_T = \frac{S_{max i}}{1,4(n_T - 1)} = \frac{18,539}{1,4(2-1)} = 13,242 \text{ (MBA)}.$$

Вибираємо трансформатори типу ТДН-16000/110/10 потужністю 16 МВА. Для вузлів 502, 503, 504 підбір трансформаторів здійснюється за аналогічним принципом. Результати вибору трансформаторів наведено в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

№ вуз-ла	S_T , МВА	Тип	$S_{ном}$, МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R	X	ΔQ_x
					ВН	НН							
501	13,242	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
502	8,73	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
503	1,429	ТМН-2500/110	2,5	$\pm 10 \times 1,5\%$	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
504	5,952	ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

1.5 Типові схеми розподільних пристроїв

Вибір схем підстанцій проводиться за методикою, викладеною в [1]. Схеми вибираються в залежності від кількості ліній, які підходять до підстанції, та

кількості встановлених на ній трансформаторів. Також схема підстанції повинна задовольняти багатьом вимогам, основні з яких є наступними:

1. Схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з категоріями споживачів;

2. Схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з її значенням для ділянки мережі, що розглядається;

3. Схема повинна бути по можливості простою, наглядною, економічною та забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання обслуговуючого персоналу;

4. Схема повинна допускати поетапний розвиток РП з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт по реконструкції та перерв в електропостачанні споживачів;

5. Кількість вимикачів, які одночасно спрацьовують, в межах одного РП повинна бути не більше двох при пошкоджені лінії та не більше чотирьох при пошкоджені трансформатора. Для визначення вартості вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв необхідно провести вибір схем розподільчих пристроїв. Пропонуємо для вузлів 501, 502, 504 схему містка з вимикачами в перемичці та ланцюгах трансформаторів (для прохідних вузлів I категорії споживачів), а для вузла 503 – два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній (для тупікового вузла II категорії споживачів).

Враховуючи дані положення, з таблиці 4.6 [4] було обрано схеми підстанцій для 2-ї та 4-ї схем мережі (рис 1.6). Результати вибору занесені до таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Типові схеми розподільних пристроїв

№ схеми	№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови
			Напр, кВ	Сторона	Кільк. ліній	застосування
1,2	501 502 504	Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгах трансформаторів	35-220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
1,2	503	Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній	35-220	ВН	2	Тупикова і відгалужена підстанції

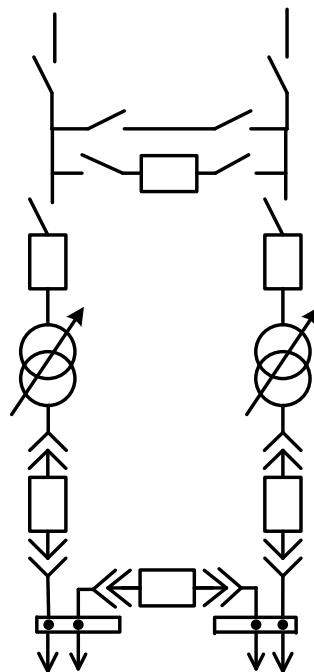


Рисунок 1.6 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгах трансформаторів

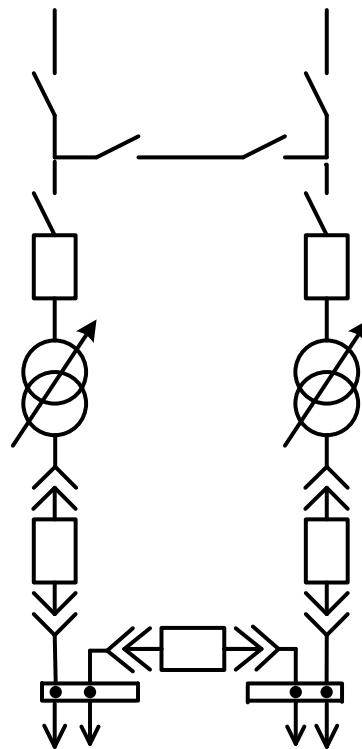


Рисунок 1.7 - Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній

Вибір і визначення схеми підстанцій для мережі проводилися з урахуванням числа ліній, що підключені до підстанції, кількості трансформаторів, установлених на ній, а також класу напруги цих ліній.

1.6 Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі

У курсовій роботі здійснюється порівняння варіантів побудови мережі за техніко-економічними характеристиками на основі техніко-економічного аналізу (ТЕА). Оцінка варіантів виконується з урахуванням мінімізації приведених витрат.

Критерієм економічної доцільності виступають дисконтовані витрати, які розраховуються за відповідною формулою:

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_{\sigma}, \quad (1.15)$$

де $E_n = 0,12$;

B – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн;

K – капіталовкладення, тис. грн;

Z_o – збиток від перерви електричного постачання, приймається $Z_o = 0$.

В умовах нестабільної економіки країни капітальні інвестиції доцільно розраховувати у твердій вільно конвертованій валюті, наприклад, у доларах США. Для переведення в національну валюту слід помножити показники вартості, наведені в довідниках, на офіційний курс долара США на час виконання розрахунків (42 грн за 1 дол. США).

$$K = K_{\Pi} + K_{\text{Л}}. \quad (1.16)$$

де K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій;

$K_{\text{Л}}$ – капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{\text{ВРП}}) + K_{\text{ЗРП}} + K_{\text{КП}} + K_{\text{ПОСТ}}. \quad (1.17)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_{\text{ЗРП}}$ – витрати, на вартість закритих розподільних пристроїв, тис. грн.;

$K_B + K_{\text{ВРП}}$ – капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі пристрої, тис. грн.;

$K_{\text{КП}}$ – витрати на компенсуючі пристрої;

$K_{\text{ПОСТ}}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Визначаємо вартість трансформаторів за формулою:

$$K_T = Nt \cdot K \cdot \sum Ct. \quad (1.18)$$

де Nt – кількість трансформаторів на 1 підстанції;

K – курс гривні до долара;

$\sum Ct$ – сумарна вартість трансформаторів.

$$K_T = 2 \cdot 42 \cdot (26 + 36 + 40 + 48) = 12600 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_B + K_{BPI}$ за ([4] табл. 9.14)

$$K_B + K_{BPI} = (3 \cdot 120 + 75 \cdot 1) \cdot 42 = 18270 \text{ (тис. грн.)},$$

Визначаємо $K_{ЗPI}$ за (4, табл. 9.17)

$$K_{ЗPI} = 4 \cdot 70 \cdot 42 = 11760 \text{ (тис. грн.)},$$

Визначаємо $K_{ПОСТ}$ за (4, табл. 9,35)

$$K_{ПОСТ} = 4 \cdot 210 \cdot 42 = 35280 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{КП}$ за (4, табл. 9,35)

$$K_{КП} = 0.$$

Отже загальна вартість підстанції:

$$K_{II} = 12600 + 18270 + 11760 + 35280 + 0 = 77910 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_L = C_L \cdot \sum l. \tag{1.19}$$

де C_L – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

Визначаємо C_L для залізобетонних опор.

$$K_{\text{л}} = (12 \cdot 115,104 + 18 \cdot 11,88) \cdot 42 = 66993 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 77910 + 66993 = 144903 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{п}} + B_{\Delta W}, \quad (1.20)$$

де $B_{\text{л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт ліній, тис. грн.

$$B_{\text{л}} = \frac{a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + Q_{\text{л}}\%}{100} \cdot K_{\text{л}}. \quad (1.21)$$

$a_{\text{л}}$ – амортизація;

$P_{\text{л}}$ – поточний ремонт;

$Q_{\text{л}}$ – обслуговування.

$$B_{\text{л}} = \frac{a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + Q_{\text{л}}\%}{100} = 0,094,$$

$$B_{\text{л}} = 0,094 \cdot 66993 = 6297 \text{ (тис.грн.)}.$$

$B_{\text{п}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт підстанцій, тис. грн.

$$B_{\text{п}} = \frac{a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%}{100} \cdot K_{\text{п}}, \quad (1.22)$$

$$B_{\text{п}} = \frac{a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%}{100} = 0,028,$$

$$B_{II} = 0,028 \cdot 77910 = 2181 \text{ (тис.грн.)}.$$

$B_{\Delta w}$ – відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії Δw за рік, тис. грн.

$$B_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{JI}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{JI} \cdot \tau, \quad (1.23)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

$$b_0 = 3,5 \text{ грн./кВт·год.}$$

τ - час втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4341 \text{ (год.)}.$$

де $T_{нб}$ – тривалість використання найбільшого навантаження.

$$B_{\Delta w} = 3,5 \cdot \left[\frac{18.925^2 \cdot 3.287 + 0.393^2 \cdot 12.161 + 11.835^2 \cdot 5.653 + 2^2 \cdot 2.958 + 5.072^2 \cdot 2.958 + 3.261^2 \cdot 4.602}{110^2} \right] \cdot 4341 = 2647 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$B = 6297 + 2181 + 2647 = 11124 \text{ (тис.грн.)}.$$

Для даного варіанту збиток не рахується, у зв'язку к категорією споживачів (І, ІІ). Для них перерва у електропостачанні недопустима, тому $З_6 = 0$.

Приведені затрати:

$$З = 0,12 \cdot 144903 + 11124 = 28512 \text{ (тис.грн.)}.$$

Результати розрахунків для двох варіантів зводимо в таблицю 1.9.

Таблиця 1.9 - Результати порівняння для двох варіантів схем

№ сх,	K_{Π}	$K_{\text{л}}$	K	B_{Π}	$B_{\text{л}}$	$B_{\Delta w}$	B	$З$
	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн
1	77910	66993	144903	2181	6297	2647	11124	28512
2	77910	67658	145568	2181	6359	2648	11188	28656

Отже за результатами розрахунків обираємо схему варіанту № 1, як таку що має менше значення приведених витрат.

1.7 Моделювання схеми розвитку електричної мережі

1.7.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі

Схему заміщення електричної мережі формують шляхом об'єднання схем заміщення окремих компонентів мережі відповідно до їх послідовності в розрахунковій мережі.

Схеми заміщення окремих елементів мережі та методика розрахунку їх параметрів подані нижче.

1. Лінії представлені схемами заміщення:

ЛЕП із напругою 110–330 кВ:

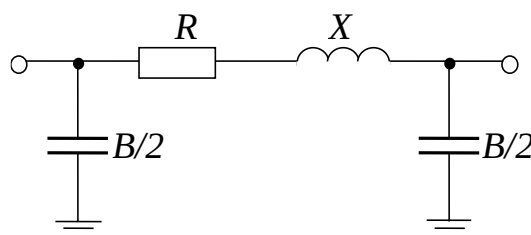


Рисунок 1.8 – Схеми заміщення ЛЕП 35–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (1.24)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (1.25)$$

$$B = b_0 \cdot l \cdot n. \quad (1.26)$$

де r_0, x_0, b_0 – відповідно питомі параметри (на 1 км) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії, визначаються за [4, таблиця 7,5];

n – кількість ланцюгів;

l – довжина лінії;

Зарядна потужність лінії:

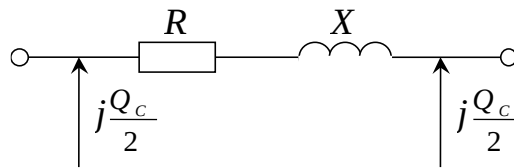


Рисунок 1.9 – Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю.

$$Q_C = \frac{U_{ном}^2 \cdot B}{2}. \quad (1.27)$$

Розрахуємо параметри лінії по вищевказаних формулах:

$$R_{503-27} = \frac{r_0 \cdot l_{503-27}}{n} = \frac{0,249 \cdot 11,88}{2} = 1,479 \text{ (Ом)};$$

$$X_{503-27} = \frac{x_0 \cdot l_{503-27}}{n} = \frac{0,427 \cdot 11,88}{2} = 2,536 \text{ (Ом)};$$

$$B_{503-27} = b_0 \cdot l_{503-27} \cdot n = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 11,88 \cdot 2 = 63,2 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

$$Q_{C503-27} = \frac{U_{ном}^2 \cdot B_{503-27}}{2} = \frac{110^2 \cdot 63,2 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,382 \text{ (Мвар)}.$$

Таблиця 1.10 – Розрахунок параметрів схеми заміщення.

Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, СМ/км	$R_{\text{л}}$, Ом	$X_{\text{л}}$, Ом	$B_{\text{л}} \cdot 10^{-6}$, СМ	$Q_C/2$, Мвар
501-16	13,2	1	0,249	0,427	2,66	3,287	5,636	35,11	0,212
501-502	48,84	1	0,249	0,427	2,66	12,161	20,855	129,9	0,786
502-6	22,704	1	0,249	0,427	2,66	5,653	9,695	60,39	0,365
503-27	11,88	2	0,249	0,427	2,66	1,479	2,536	63,2	0,382
504-18	11,88	1	0,249	0,427	2,66	2,958	5,073	31,6	0,191
504-19	18,48	1	0,249	0,427	2,66	4,602	7,891	49,18	0,297

Двообмоткові трансформатори зображуються схемою заміщення (рис. 1.10)

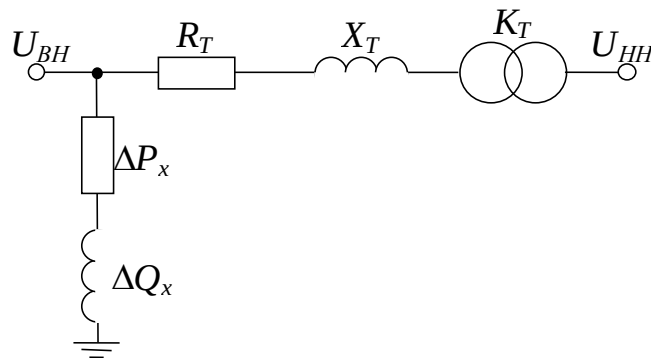


Рисунок 1.10 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

Параметри $R_T, X_T, K_T, \Delta P_x, \Delta Q_x$ визначаємо за довідником [4]:

1.8 Розрахунок і аналіз основних режимів роботи мережі

1.8.1 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій

Для спрощення розрахункової схеми (зменшення числа вузлів) кожен двотрансформаторну підстанцію можна зобразити одним вузлом, що відповідає

стороні вищої напруги, після переведення навантаження $\dot{S}_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн} = 10$ (кВ).

Значення приведенного навантаження i -тої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{np\ i} = \dot{S}_{нв\ i} + \Delta\dot{S}_{T\ i}, \quad (1.28)$$

де $\Delta\dot{S}_{T\ i} = \Delta P_{T\ i} + j\Delta Q_{T\ i}$ – сумарні втрати потужності у трансформаторах підстанцій.

Для двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_{T\ i} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x; \quad (1.29)$$

$$\Delta Q_{T\ i} = \frac{u\% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x, \quad (1.30)$$

де $S_{нв}$ – модуль потужності навантаження в розрахунковому режимі;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла 503:

$$\Delta P_{T\ 503} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{503}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x = \frac{22 \cdot 10^{-3} \cdot 2^2}{2 \cdot 2,5^2} + 2 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3} = 0,018 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta Q_{T\ 503} = \frac{u\% \cdot S_{503}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x = \frac{10,5 \cdot 2^2}{100 \cdot 2 \cdot 2,5^2} + 2 \cdot 37,5 \cdot 10^{-3} = 0,109 \text{ (Мвар)},$$

$$\dot{S}_{np\ 503} = \dot{S}_{нв\ 503} + \Delta\dot{S}_{T\ 503} = 2 + 0,018 + j0,109 = 2,018 + j0,109 \text{ (МВА)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати

заносимо в таблицю 1.11.

Обчислимо потужність, що враховує зарядну потужність лінії та потужність компенсуючих пристроїв.

Для прикладу використаємо лінію 27-503:

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{np} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{KV} \right), \quad (1.31)$$

$$\dot{S}_{розр\ 503} = \dot{S}_{np\ 503} - j \left(\frac{Q_{c503-27}}{2} + Q_{KV} \right) = 2,018 + j0,109 - j(2 \cdot 0,382) = 2,018 - j0,656 \text{ (MBA)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 1.11

Таблиця 1.11 – Розраховані значення приведенного навантаження та розрахункового навантаження

Номер вузла	n	ΔP_T , МВт	ΔQ_T , Мвар	$Q_C/2$, Мвар	$\dot{S}_{не}$, MBA	$\dot{S}_{np}$, MBA	$\dot{S}_{розр}$, MBA
501	2	0,095	0,294	0,998	16,5+j8,453	16,595+j8,748	16,595+j6,751
502	2	0,073	0,218	1,151	11+j5,328	11,073+j5,546	11,073+j3,243
503	2	0,018	0,109	0,382	2	2,018+j0,109	2,018-j0,656
504	2	0,061	0,193	0,489	7,5+j3,632	7,561+j3,825	7,561+j2,848

1.8.2 Визначення потокорозподілення основної мережі

Розрахунок потокорозподілу виконують за розрахунковими навантаженнями, починаючи з віддаленіших точок мережі, вважаючи напругу мережі номінальною (на нульовій ітерації).

Втрати потужності в мережі враховують при $U_{ном} \geq 110 \text{ (кВ)}$. На першому етапі розрахунку, напруги у вузлах приймають рівниміномінальному значенню $U_{ном}$ мережі, втрати потужності в мережі невраховують $\Delta S_{л} = 0$.

За цих умов визначають потужність на основних ділянках ліній. Потужність на інших ділянках мережі розраховують, спираючись на баланс

потужності у вузлах. У результаті попереднього розрахунку встановлюють точку потокорозподілу (струморозподілу), тобто точку, куди надходить потужність із двох сторін. На другому етапі розрахунку замкненої мережі її розмикають у точці потокорозподілу. Навантаження відповідного вузла також ділять на дві частини, кожна з яких залежить від потужності, що надходить через під'єднану лінію. Подальші обчислення проводять аналогічно до розрахунку для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП. Після визначення потужності в кінці лінії $\dot{S}''_l$, визначають значення потужності на початку лінії $\dot{S}'_l$:

$$S_l^n = S_l^k + \Delta S_l = \left[P''_l + \frac{(P''_l)^2 + (Q''_l)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_l \right] + j \left[Q''_l + \frac{(P''_l)^2 + (Q''_l)^2}{U_{ном}^2} \cdot X_l \right], (1.32)$$

У курсовому проекті проводять розрахунок потокорозподілу потужностей для трьох режимів роботи мережі: максимального, мінімального і післяаварійного із максимальними навантаженнями.

Для ділянки 27-503 маємо:

$$\dot{S}_{27-503} = \dot{S}_{розр\ 503} = 2,018 - j0,656 \text{ (MBA)}.$$

Для ділянки 16-501-502-6 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{16-501} &= \frac{\dot{S}_{розр501} \cdot (Z_{501-502}^* + Z_{502-6}^*) + \dot{S}_{розр502} \cdot Z_{502-6}^*}{Z_{501-502}^* + Z_{502-6}^* + Z_{501-16}^*} = \\ \dot{S}_{16-501} &= \frac{(16,595 + j6,751) \cdot (17,814 - j30,549) + (11,073 + j3,243) \cdot (5,653 - j9,695)}{21,101 - j36,186} = \\ &= 16,997 + j6,568 \text{ (MBA)}; \\ \dot{S}_{6-502} &= \frac{\dot{S}_{розр502} \cdot (Z_{501-502}^* + Z_{501-16}^*) + \dot{S}_{розр501} \cdot Z_{501-16}^*}{Z_{501-502}^* + Z_{502-6}^* + Z_{501-16}^*} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{6-502} &= \frac{(11,073 + j3,243) \cdot (15,448 - j26,491) + (16,595 + j6,751) \cdot (3,287 - j5,636)}{21,101 - j36,186} = \\ &= 10,691 + j3,426 \text{ (MBA)};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{502-501} = \dot{S}_{501-16} - \dot{S}_{розр\ 501};$$

$$\dot{S}_{502-501} = 16,997 + j6,568 - (16,595 + j6,751) = 0,382 - j0,183 \text{ (MBA)}.$$

Перевірка для ділянки 16-501-502-6:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{502} + \dot{S}_{501} &= \dot{S}_{6-502} + \dot{S}_{16-501}, \\ 27,688 + j9,994 &= 27,688 + j9,994.\end{aligned}$$

Оскільки ланцюг, підключений до нового вузла, з'єднує підстанції з різними напругами, виникає зрівняльний струм:

$$I_{zp}^* = \frac{U_1 - U_2}{\sqrt{3} \cdot z_{12}}, \quad (1.33)$$

або зрівняльна потужність:

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot I_{zp}^* \cdot U_{\phi}, \quad (1.34)$$

$$\text{де } U_{\phi} = \frac{U_1 + U_2}{2 \cdot \sqrt{3}}.$$

Дані про напруги вузлових підстанцій отримують із розрахунку усталеного режиму з новими джерелами живлення.

Під час обчислення зрівняльної потужності (струму) враховують тип лінії. Якщо лінія дволанцюгова, різниця напруг не виникає, оскільки вузол, під'єднаний дволанцюговою лінією, з'єднаний лише з однією підстанцією.

Тому для дволанцюгової лінії 27-503: $U_{27} = 114,192 \text{ (кВ)},$

$$\dot{S}_{zp503} = 3 \cdot \frac{U_{27} - U_{27}}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_{27-503}} \cdot \frac{U_{27} + U_{27}}{\sqrt{3} \cdot 2};$$

$$\dot{S}_{zp503} = 3 \cdot \frac{114,182 - 114,182}{\sqrt{3} \cdot (1,479 - j2,536)} \cdot \frac{114,182 + 114,182}{\sqrt{3} \cdot 2} = 0.$$

Після накладання зрівняльної потужності на отримане потокорозподілення отримаємо:

$$\dot{S}''_{27-503} = \dot{S}_{27-503} + \dot{S}_{zp503} = 2,018 - j0,656 + 0 = 2,018 - j0,656 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}^{\kappa}_{27-503} = \dot{S}''_{27-503} = 2,018 - j0,656 \text{ (MBA)}.$$

Знаходимо потужності на початку та в кінці лінії, а також втрати потужності:

$$\Delta \dot{S}_{27-503} = \frac{(P^{\kappa}_{27-503})^2 + (Q^{\kappa}_{27-503})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{27-503} + j \frac{(P^{\kappa}_{27-503})^2 + (Q^{\kappa}_{27-503})^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{27-503},$$

$$\Delta \dot{S}_{27-503} = \frac{(2,018)^2 + (0,656)^2}{110^2} \cdot 1,479 + j \frac{(2,018)^2 + (0,656)^2}{110^2} \cdot 2,536 = 0,0005 + j0,009 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}^n_{27-503} = \dot{S}^{\kappa}_{27-503} + \Delta \dot{S}_{27-503} = 2,018 - j0,656 + 0,0005 + j0,009 = 2,019 - j0,655 \text{ (MBA)}.$$

Проводимо розрахунок для інших ліній аналогічно.

Результати розрахунків наведено в таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 –Результати розрахунків потокорозподілення в мережі

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
501-16	12,859-j0,493	12,815-j0,569	0,045+j0,077
501-502	0,383-j0,182	0,382-j0,183	0,00017+j0,0,0003
502-6	15,009+j10,83	14,853+j10,563	0,155+j0,266
503-27	2,019-j0,655	2,018-j0,656	0,0005+j0,0009

504-18	1,522-j2,126	1,521-j2,13	0,0017+j0,0045
504-19	6,064+j5,018	6,041+j4,978	0,023+j0,04

1.8.3 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги у вузлових точках мережі виконують від точки живлення до найвіддаленіших ділянок мережі. За відомою напругою U_1 на одному із кінців лінії напругу другого кінця U_2 можна визначити за такими формулами:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2}, \quad (1.35)$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2}^n \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^n \cdot X_{1-2}}{U_1}. \quad (1.36)$$

Визначимо робочий рівень напруги у всіх вузлах для максимального режиму. Для інших режимів результати отримаємо з обчислень відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати–110”.

Для ділянки 27-503:

$$\Delta U_{27-503} = \frac{P_{27-503}^n \cdot R_{27-503} + Q_{27-503}^n \cdot X_{27-503}}{U_{27}},$$

$$\Delta U_{27-503} = \frac{2,018 \cdot 1,479 + (-0,655) \cdot 2,536}{114,192} = 0,012 \text{ (кВ)},$$

$$U_{503} = U_{27} - \Delta U_{27-503} = 114,192 - 0,012 = 114,18 \text{ (кВ)}.$$

Обрахунки для інших вузлів проводимо аналогічно представленому варіанту та записуємо розрахункові значення в таблицю 1.13

Таблиця 1.13 - Напруги у всіх вузлах для розрахованих режимів.

Номер вузла	Напруга у вузлах навантаження, кВ		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим
501	103,335	97,457	110,139
502	105,227	99,442	111,842
503	114,18	109,099	120,240
504	105,496	100,19	112,547

У цьому розділі виконано повний розрахунок обраного варіанту мережі. Було визначено значення потужностей навантажень.

З урахуванням цих даних та параметрів схеми заміщення проведено обчислення втрат потужності на ділянках нових вузлів спроектованої мережі.

1.9 Регулювання напруги в мережі

Головна мета регулювання рівня напруги в районних електричних мережах полягає у створенні оптимальних умов для живлення споживачів електроенергією. Засоби регулювання напруги та оптимізації режимів за напругою включають:

- регулювання напруги трансформаторів і автотрансформаторів, що живляться від спроектованої мережі (за допомогою РПН);
- керування потужністю компенсувальних пристроїв (КП), які генерують або споживають реактивну потужність;
- увімкнення пристроїв поздовжньої компенсації (ППК).

Регулювання напруги проводиться з метою забезпечення нормальних відхилень напруги на шинах нижчої напруги споживачів. Рівень напруги у цьому випадку має становити $(0,95-1,05) \cdot U_{ном}$, тобто 9,5-10,5(кВ) для номінальної напруги 10(кВ). Забезпечення допустимого рівня напруги у кожному вузлі на шинах споживачів проводиться таким способом.

Визначаємо втрати напруги в трансформаторах, зведені до вищої напруги:

$$\Delta U_T = \frac{P_{нв} \cdot R_T + Q_{нв} \cdot X_T}{n \cdot U_{вн}}. \quad (1.37)$$

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходимо з умови забезпечення на боці НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{ннб} = (0,95 - 1,05) \cdot U_{ном}$:

$$K_{\delta} = \frac{U_{вн} - \Delta U_T}{U_{нн}}. \quad (1.38)$$

Бажані рівні напруги встановлюють відповідно до рекомендацій ПУЕ для кожного з характерних режимів. Після цього розраховуємо фактичний коефіцієнт трансформації k_{δ} трансформатора, дійсну напругу на боці НН трансформаторної підстанції.

Проведемо регулювання напруги у вузлі 501:

$$\Delta U_T = \frac{16,5 \cdot 4,38 + 8,453 \cdot 86}{2 \cdot 103,335} = 3,896 \text{ (кВ)},$$

$$K_{\delta} = \frac{103,335 - 3,896}{10} = 9,982,$$

$$K_{\delta} = 10,455,$$

$$U_{нн-501} = \frac{103,335 - 3,896}{10,455} = 9,548 \text{ (кВ)}.$$

Розрахунок робочих рівнів напруг для решти вузлів виконуємо аналогічним чином. Для обчислень регулювання напруги на стороні НН трансформаторних підстанцій у мінімальному та післяаварійному режимах використовуємо результати розрахунків відповідних режимів, отримані за допомогою програмного комплексу «Втрати-110».

Результати наведені в таблиці 1.14.

Таблиця 1.14- Результати регулювання напруги в мережі.

№ вузла	$U_{max}, \text{кВ}$	$U_{min}, \text{кВ}$	$U_{n.ав}, \text{кВ}$
501	9,878	9,322	10,525
502	10,055	9,511	10,698
503	11,417	10,910	12,024
504	10,125	9,582	10,765

Розрахунок режимів за допомогою ЕОМ може виконуватися з використанням програмних комплексів «ВТРАТИ-110», «АЧП», «ДАКАР», «КОСМОС». Для проведення обчислень необхідно створити розрахункову модель і схему заміщення електричної мережі, на основі яких підготувати вихідні дані. Формування вхідної інформації для всіх програм виконується за аналогічним принципом.

В дипломному проекті користуємося програмним комплексом «ВТРАТИ-110» для розрахунку трьох режимів – максимального, мінімального та післяаварійного.

У цьому підрозділі здійснено повний розрахунок обраного варіанта мережі. Визначено значення потужностей навантажень. З урахуванням цих даних і параметрів схеми заміщення проведено обчислення втрат потужності в ділянках мережі.

1.10 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі

- Завершальний розділ проекту спрямований на встановлення витрат, потрібних для побудови мережі (одноразових капітальних вкладень) та її функціонування протягом року (відрахування на амортизацію, поточне обслуговування й ремонт), а також системних затрат на покриття втрат електроенергії та потужності в мережі. Крім ключових показників, слід визначити низку додаткових параметрів, що відображають економічність роботи. Серед них:

Собівартість транспортування електроенергії в мережі

$$C = \frac{B}{A_{річ}}, \quad (1.39)$$

де $A_{річ}$ – сумарна електроенергія, яка відпущена у розподільчі мережі з шин 10 кВ підстанцій протягом року,

B - щорічні затрати на функціонування мережі, які включають зростання втрат електроенергії в діючій системі.

$$A_{річ} = T_{нб} \cdot \sum_{i=1}^k P_{нвтаx\Sigma}, \quad (1.40)$$

де $P_{нвтаx\Sigma}$ - сумарне максимальне навантаження підстанцій мережі.

$$A_{річ} = 5800 \cdot (18,539 + 12,222 + 2 + 8,333) = 238350 \text{ (тис.грн.)},$$

$$C = \frac{11124 \cdot 10^5}{238350 \cdot 10^3} = 4,667 \text{ (грн / кВт} \cdot \text{год)}.$$

- Відносна величина загальних втрат активної потужності в режимах пікових навантажень мережі, виражена у відсотках від сумарного навантаження підстанцій для всієї системи та запроектованої мережі:

$$\Delta P_{*max\Sigma} = \frac{\Delta P_{max\Sigma}}{P_{нвтаx\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{3,59}{111,7} \cdot 100\% = 3,214\%,$$

$$\Delta P_{*max} = \frac{\Delta P_{max}}{P_{нвтаx}} \cdot 100\% = \frac{6,305}{148,7} \cdot 100\% = 4,24\%,$$

- відносне значення сумарних річних втрат електроенергії в мережі у відсотках від $A_{річ}$:

$$\Delta A_{*\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{p\text{ич}\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{3,59 \cdot 4341}{86,9 \cdot 5800} \cdot 100\% = 2,405\%,$$

$$\Delta A_* = \frac{\Delta A}{A_{p\text{ич}}} \cdot 100\% = \frac{5,605 \cdot 4341}{134 \cdot 5800} \cdot 100\% = 3,173\%,$$

Окрім зазначених параметрів, подамо відомості, що відображають потребу мережі в обладнанні. До них належать:

- кількість трансформаторного обладнання за номінальними напругами та марками.
- кількість вимикачів, зокрема секції КРП 10 кВ, а також комплектів роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів за номінальною напругою;
- кількість пристроїв компенсації за типами й номінальною напругою. Усі дані для підстанцій наведено в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Технічні показники реконструйованої ЕМ

№ п/ст	Дані про трансформатори		Кількість вимикачів	КП
	кількість	Марка	110 кВ	
501	2	ТДН-16000/110/10	3	-
502	2	ТДН-10000/110	3	-
503	2	ТМН-2500/110	2	-
504	2	ТМН-6300/110	3	-

2 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Загальна характеристика

Технічне обслуговування електрообладнання – це процес забезпечення й підтримання належного стану устаткування під час його використання або зберігання. ТЕ виконують спеціалісти електротехнічного підрозділу підприємства. Результатом ТЕ є надійність роботи електрообладнання. Інакше кажучи, технічна експлуатація устаткування починається з моменту його відправлення з заводу-виробника і завершується передачею на переробку до підприємства з утилізації промислових відходів. Під експлуатацією мається на увазі етап життєвого циклу виробу, на якому забезпечується, підтримується або відновлюється його якість.

Отже, технічна експлуатація охоплює такі етапи [5, 6, 7]:

- зберігання;
- транспортування;
- монтаж;
- технічне обслуговування під час експлуатації;
- введення в експлуатацію;
- ремонт та утилізацію при настанні граничного стану.

Після планового ремонту устаткування знову направляється на встановлення або на склад для подальшої заміни обладнання, що виводиться на ремонт.

Оскільки електротехнічне обладнання безпосередньо впливає на якість електроенергії та надійність електропостачання загалом, головна мета технічного обслуговування (ТО) полягає в гарантуванні належного рівня надійності функціонування устаткування протягом визначеного строку служби з оптимальними техніко-економічними характеристиками, ключовими серед яких є скорочення енергетичних втрат і підвищення ККД.

Види технічного обслуговування

Обслуговування електрообладнання під час експлуатації включає регулярні перевірки електричних машин і трансформаторів, а також технічні заходи відповідно до рекомендацій виробника, що виконуються за встановленим графіком і програмою.

До складу ТО входять ремонти, що різняться за обсягом. Оскільки ТО, крім зовнішніх оглядів, виконується на відключеному обладнанні без напруги, графіки ТО мають бути узгоджені з розкладом роботи основного технологічного устаткування. Електричне та електромеханічне обладнання за функціональним призначенням поділяється на основне й допоміжне. Основне обладнання необхідне для нормального перебігу технологічного процесу з виробництва продукції. Допоміжне обладнання сприяє поліпшенню умов праці, підвищенню продуктивності, а також дотриманню екологічних та інших нормативів. Його відмова не спричиняє зупинки основного технологічного процесу. Головна ціль ТО полягає в забезпеченні надійної роботи, що передбачає запобігання поломкам і відмовам обладнання. Проте аварії можуть виникати не лише через неналежну експлуатацію, а й через порушення стандартів якості електроенергії (ГОСТ 13109-97). Аварії та відмови призводять до матеріальних і економічних втрат на виробництві. Тому визначення причин відмов і аварій також є завданням експлуатації. Для цього необхідно здійснювати моніторинг якості електроенергії, щоб електропостачальні компанії несли відповідальність за порушення умов договору. Оскільки витрати на ТО включаються в собівартість продукції, питання обсягу ТО здебільшого є економічним. Існує три види ТО [8, 9, 10]: а) перший – мінімальне обслуговування (за принципом «не чіпай, доки не вийде з ладу»);

б) другий – планово-попереджувальна система обслуговування та ремонту (ППР);

в) третій – обслуговування з ремонтом по мірі необхідності.

Перший тип ТО характерний для допоміжного електрообладнання – систем освітлення, вентиляції та електронагрівальних пристроїв. Таке обладнання зазвичай має невисоку вартість, що дозволяє підприємству тримати

необхідний запас і швидко замінювати його у разі потреби.

Другий тип ТО є основним і застосовується до головного та більшості допоміжного устаткування. Система планово-попереджувального ремонту (ППР) передбачає періодичні огляди й ремонт електричного та електромеханічного обладнання за графіком. При цьому контроль за поточним навантаженням, якістю електроенергії чи іншими режимними параметрами не здійснюється. Завдання моніторингу відхилень режимних параметрів від розрахункових покладається на системи захисту обладнання.

Основний недолік ППР – можливість відправлення на ремонт справного устаткування, оскільки оцінка зносу проводиться опосередковано через кількісні показники. Наприклад, для комутаційних апаратів критерієм зносу є кількість увімкнень/вимкнень без урахування струмів вимкнення, які власне впливають на знос. Для електромашин і трансформаторів ключовим показником є тривалість роботи без урахування реального навантаження тощо. Оскільки витрати на ТО входять до собівартості продукції, прагнення скоротити виробничі витрати спонукає до зменшення вартості ТО шляхом оптимізації ремонтних робіт.

У зв'язку з цим у світовій практиці почав застосовуватися третій тип ТО, який забезпечує потрібний рівень надійності устаткування за мінімальних витрат на обслуговування. Цей тип ТО вимагає моніторингу режимів роботи обладнання та умов навколишнього середовища. Контроль здійснюється за допомогою датчиків, підключених до інформаційно-вимірювальної системи підприємства або до системи діагностики стану устаткування. Ці системи обробляють дані за допомогою математичних моделей надійності, надаючи інформацію про рівень надійності та потребу в ремонті.

Перевагою цього типу ТО є виведення на ремонт лише того устаткування, яке об'єктивно цього потребує. Насамперед цей підхід застосовується до найбільш відповідального та дорогого обладнання [8].

Класифікація ремонту

Важливою умовою належної експлуатації електрообладнання є своєчасне виконання планово-попереджувальних ремонтів (ППР) та періодичних

профілактичних

випробувань.

Окрім щоденного нагляду та перевірки устаткування відповідно до правил експлуатації електроустановок споживачів (ПЕЕС), через визначені інтервали часу проводяться планові міжремонтні вимірювання й випробування (профілактичні перевірки, не пов'язані з виведенням на ремонт) та різні види ремонтів. Система ППР забезпечує підтримання обладнання в робочому стані, що гарантує виконання його технічних функцій і частково запобігає відмовам. Під час планового ремонту за рахунок модернізації покращуються технічні характеристики устаткування.

При організації та плануванні ремонтів слід враховувати, що електричні машини й трансформатори можуть мати ремонтпридатну або неремонтпридатну конструкцію. У другому випадку замість ремонту проводиться заміна обладнання.

За призначенням ремонт поділяється на відновлювальний, реконструктивний і модернізаційний. Відновлювальний ремонт виконується без зміни конструкції вузлів чи пристрою загалом, зберігаючи технічні характеристики без змін. Під час реконструкції можуть змінюватися конструкції окремих елементів і матеріали, з яких вони виготовлені, при збереженні основних технічних параметрів. Модернізація передбачає заміну та вдосконалення вузлів і матеріалів для значного покращення технічних характеристик, наближаючи їх до параметрів сучасного обладнання.

За способом організації ремонт буває централізованим, децентралізованим і змішаним. Централізований ремонт виконують спеціалізовані ремонтно-налагоджувальні підприємства без залучення місцевих ремонтних служб. До цієї форми належить фірмове технічне обслуговування (ТО) відповідального імпортного обладнання. Удосконалення цієї системи передбачає створення централізованого обмінного фонду устаткування, розширення його асортименту, а також поширення послуг ремонтних підприємств на поточний ремонт і профілактичне обслуговування. Централізована форма забезпечує найвищу якість робіт.

При децентралізованому ремонті роботи виконують ремонтні підрозділи підприємства, де встановлено обладнання.

При змішаному ремонті частину завдань здійснюють централізовано (сторонні організації), а частину – децентралізовано (власні ремонтні служби). Рівень централізації залежить від типу підприємства, виду та потужності устаткування.

За обсягом ремонт поділяють на поточний, середній і капітальний. Поточний ремонт виконується під час експлуатації для забезпечення працездатності обладнання шляхом заміни чи відновлення окремих елементів і їх регулювання. Він проводиться на місці встановлення устаткування з його зупинкою та відключенням. Середній ремонт включає часткове або повне розбирання, ремонт чи заміну зношених деталей і вузлів, відновлення ізоляції, що дозволяє повернути основні технічні характеристики. Капітальний ремонт передбачає повне розбирання устаткування із заміною чи відновленням будь-яких його частин, включно з обмотками, забезпечуючи повне або майже повне відновлення ресурсу. Наразі переважно виконують поточний і капітальний ремонти, хоча в окремих випадках застосовується й середній ремонт.

Технічні умови ремонту. Відремонтована машина комплектується всіма необхідними деталями, включаючи, за потреби, з'єднувальні та установчі елементи, а камери підшипників качіння заповнюються мастильним матеріалом. Поверхні корпусу й підшипникових щитів фарбуються, а кінці валів покриваються консерваційним мастилом.

Після виконання післяремонтних випробувань ремонтне підприємство гарантує безперебійну роботу машини протягом року за умови дотримання правил транспортування, зберігання та експлуатації.

Вихідні кінці обмоток маркуються відповідно до стандартів, а на корпусі машини встановлюється новий інформаційний щиток із зазначенням підприємства, що виконало ремонт, дати завершення ремонту та технічних характеристик машини відповідно до нормативів.

На ремонтних підприємствах використовуються технологічні карти

ремонту електромашин, оформлені у вигляді таблиць. Вони містять номери, описи технологічних операцій, технічні умови, вказівки щодо ремонту, а також відомості про необхідні пристосування, обладнання та норми часу на виконання окремих операцій.

Поточний ремонт. Цей вид ремонту застосовується до машин, що перебувають в експлуатації або в резерві, у терміни, визначені графіком ППР. Поточний ремонт виконується на місці встановлення електричної машини з її зупинкою та відключенням силами електротехнічного персоналу. Якщо для поточного ремонту потрібні складні спеціалізовані пристосування чи значний час, його здійснюють працівники електроремонтного або спеціалізованого підприємства.

В процесі ремонту виконуються такі роботи:

- перевірка стану підшипників качіння, їх промивання та заміна (у випадку збільшених радіальних ущільнень);
- чищення зовнішніх поверхонь машини;
- перевірка роботи змащувальних кілець та системи примусового змащування в підшипниках ковзання;
- усунення місцевих пошкоджень ізоляції та виявлених при огляді дефектів;
- огляд та чищення вентиляційних каналів, обмоток статора і ротора, колекторів і контактних кілець;
- сушіння обмоток та покриття їх при необхідності емалями;
- шліфування контактних кілець і колекторів (при необхідності їх продорожування);
- збирання машини, перевірка її роботи на холостому ходу та під навантаженням;
- перевірка і регулювання щіткового механізму та систем захисту;
- проведення приймально-здавальних випробувань та здавання в експлуатацію із відповідною відміткою в технічній документації.

Капітальний ремонт. Цей вид ремонту застосовується до машин, що

перебувають в експлуатації, у строки, визначені графіком ППР або за результатами профілактичних (післяоглядових) випробувань. Капітальний ремонт виконується для відновлення працездатності та повного поновлення ресурсу електричної машини шляхом ремонту чи заміни всіх зношених або пошкоджених вузлів, а також заміни обмоток. Ремонт машини вважається недоцільним, якщо наявні значні пошкодження механічних компонентів, які неможливо усунути силами ремонтного підприємства [5].

Типовий об'єм капітального ремонту включає в себе:

- перевірку повітряного зазору між статором і ротором (за умови, що конструкція машини це дозволяє);
- виконання операцій поточного ремонту;
- контроль осевого розбігу ротора та зазорів між шийкою валу й вкладишем підшипника ковзання (за потреби проводиться перезаливання вкладиша);
- повне розбирання машини, мийку всіх механічних вузлів і деталей, продувку та очищення колектора, контактних кілець, щіткового механізму й непошкоджених ізоляційних елементів, дефектацію вузлів і деталей;
- ремонт корпусу, підшипникових щитів, магнітопроводів (заварювання тріщин, відновлення різьбових отворів, усунення замикань між листами осердя статора й ротора, ліквідацію розпушення листів, відновлення пресування, ремонт вигорілих ділянок із установленням протезів);
- ремонт вала (виправлення торцевих отворів, усунення прогинів, відновлення посадкових поверхонь і шпонкових пазів);
- демонтаж статорних обмоток, виготовлення та укладання нових обмоток із круглого проводу, ремонт або створення нових обмоток із прямокутного проводу з їх укладанням, збиранням і паянням (зварюванням) електричних схем, просоченням і сушінням обмоток, нанесенням покривних емалей на лобові частини;
- складання й оздоблення машини, проведення приймально-здавальних випробувань.

Під час капітального ремонту замінюють підшипники качіння, що вичерпали свій ресурс, незалежно від їхнього стану. Рішення щодо використання таких підшипників приймається після їх дефектації. Важливо враховувати, що збитки від можливої відмови підшипника та пов'язаної з цим зупинки двигуна значно перевищують вартість самого підшипника [5, 9].

Обмотки з круглого проводу та низьковольтні обмотки з прямокутного проводу під час ремонту зазвичай не використовуються повторно, оскільки їх демонтаж без пошкоджень практично неможливий. Після видалення такі обмотки відправляються на переплавлення. Високівольтні обмотки з прямокутного проводу можуть застосовуватися повторно після заміни виткової та корпусної ізоляції.

2.2 Експлуатація силових трансформаторів

Трансформатори набули широкого застосування в системах передачі електроенергії на значні відстані, розподілу її серед споживачів, а також у різноманітних перетворювальних пристроях.

За типом охолодження трансформатори поділяють на сухі, масляні та ті, що заповнені негорючим рідким діелектриком.

Основними компонентами трансформатора є магнітопровід, обмотки, бак (для трансформаторів із заповненням) і вивідні ізолятори.

Магнітопровід складають із листів трансформаторної сталі товщиною 0,35 або 0,5 мм, ізольованих один від одного шаром лаку.

Обмотки виготовляють із проводу круглого чи прямокутного перерізу, ізолюють кабельним папером і концентрично розміщують на магнітопроводі. Обмотки нижчої напруги розташовують ближче до осердя, а вищої напруги – зовні. Для покращення охолодження між обмотками залишають канал шириною 5–8 мм.

Конструкція бака залежить від потужності трансформатора та умов охолодження. У практиці експлуатації трапляються трансформатори з гладкими

чи ребристими баками, із додатковими радіаторами або без них.

На кришці бака розміщують низку деталей, зокрема вивідні ізолятори вищої та нижчої напруги, маслорозширювач, вихлопну трубу, термометр тощо. Маслорозширювач компенсує зміну об'єму масла через температурні коливання та зменшує площу контакту масла з повітрям. У трубі, що з'єднує маслорозширювач із баком, встановлюють газове реле та кран для перекриття маслопроводу.

Для сповільнення деградації масла застосовують термосифонні фільтри, заповнені адсорбентами, які поглинають продукти окиснення масла. Як адсорбент використовують силікагель або активований оксид алюмінію.

Для захисту масла від зволоження повітросушильники встановлюють так, щоб повітря, що засмоктується при зниженні рівня масла, проходило через шар адсорбенту – силікагелю. Щоб запобігти постійному контакту адсорбенту з зовнішнім повітрям і його зволоженню, повітросушильники оснащують гідравлічним затвором, який пропускає повітря лише в потрібній кількості для «дихання» трансформатора. Ступінь зволоження адсорбенту визначають за кольором: сухий силікагель має яскраво-блакитний відтінок, при зволоженні він стає бузковим, потім рожевим, а при максимальному зволоженні – брудно-білим.

Надійність трансформаторів із напругою 6–10 кВ оцінюють кількістю пошкоджень за рік на кожні 500 одиниць. Досвід показує, що частота пошкоджень таких трансформаторів не перевищує 3%. Висока надійність силових трансформаторів зумовлена, по-перше, відсутністю рухомих компонентів, а по-друге, високою точністю контролю рідких діелектриків.

Орієнтовний розподіл пошкоджень між окремими елементами трансформаторів становить:

- у поздовжній ізоляції – 60%;
- у головній ізоляції – 7%;
- у перемикачах – 7%;
- у магнітопроводах – 2%;
- у баках і прокладках – 7%;

— у вводах – 7%;

— у відводах – 8%;

— у системах охолодження – 2%.

Діаграма пошкоджень наведена на рисунку 2.1

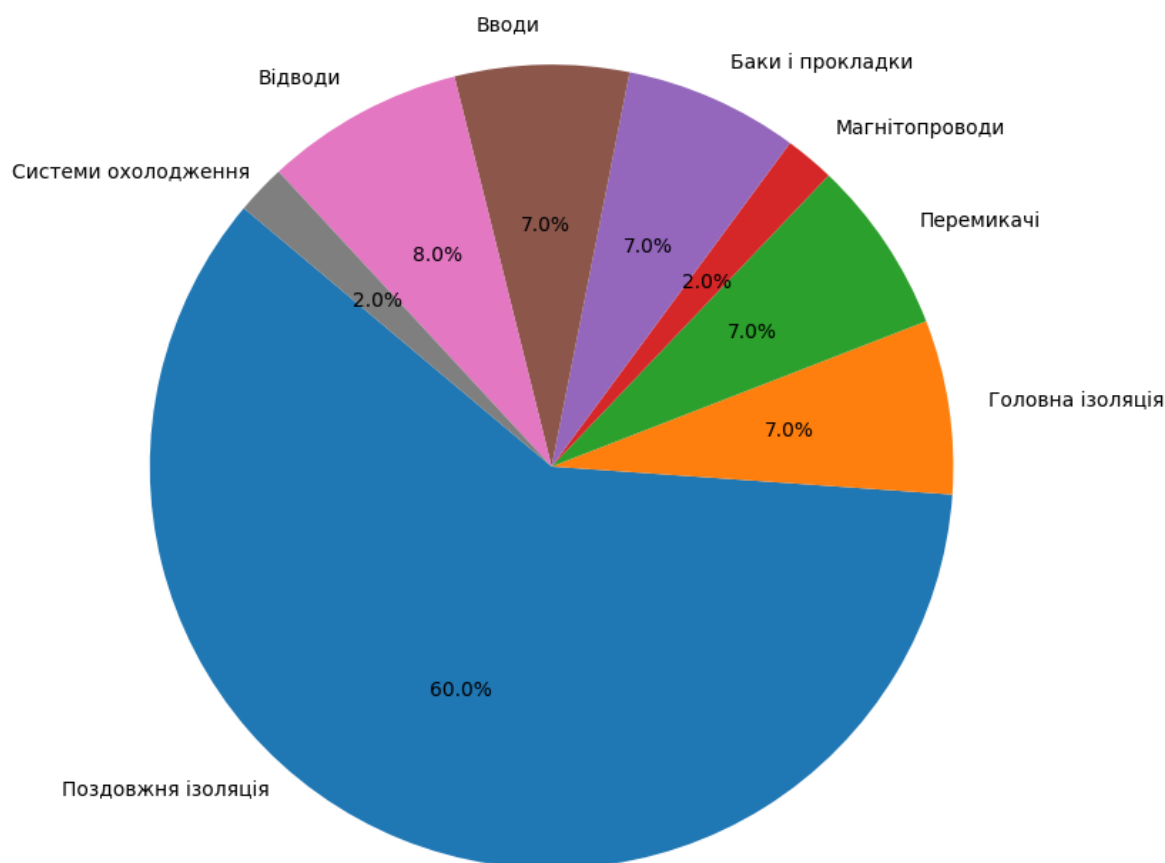


Рисунок 2.1 – Діаграма розподілу пошкоджень між окремими елементами трансформаторів становить

Як бачимо, найбільш слабким місцем трансформаторів є ізоляція.

2.3 Експлуатація вакуумних вимикачів

Перед запуском вимикача в експлуатацію необхідно:

- розпакувати пристрій;
- очистити вимикач від пилу;
- переконатися, що напруга основного кола, кола керування й котушки вмикання відповідає вимогам;

- перевірити рухливість частин вимикача: натиснувши рукою на якір і відпустивши його, впевнитися в плавності руху деталей і відсутності заїдань;
- упевнитися в належному стані всіх елементів вимикача;
- установити вимикач вертикально, допускаючи відхилення від вертикалі до -5° .

Вимикач монтують та закріплюють на заздалегідь підготовленій рамі (столі). Привід вимикача з'єднаний із високовольтною частиною за допомогою тяги й прикріплений до неї. У разі потреби заміни приводу або його налаштування тягу вкручують у ланку приводу на глибину 10–12 мм, коли вимикач вимкнений. Інший кінець тяги приєднують до важеля проміжного вала високовольтної частини. Довжину тяги налаштовують у вимкненому стані вимикача так, щоб положення рухомих деталей відповідало контрольній схемі. Відрегульовану тягу фіксують контргайкою та шплінтують.

Блок керування встановлюють на панелі комірки підстанції. Електричне підключення вимикача й кіл керування виконують відповідно до схеми електричних з'єднань. Переріз проводів для кіл увімкнення та трансформаторів струму має становити щонайменше $2,5 \text{ мм}^2$, а для кіл керування – $1,0 \text{ мм}^2$. Високовольтну частину, привід і блок керування під'єднують до заземлення.

Привід може бути прикріплений до високовольтної частини не напряму, а через перехідний корпус із використанням подовженої тяги.

- з'єднати проводи силових кіл і кіл керування із затискачами вимикача;
- подати напругу керування на котушки вмикання, дотримуючись правил ПТБ і ПТЕ електроустановок.

Упевнитися в чіткості функціонування вимикача, виконуючи його вмикання та вимикання без навантаження щонайменше п'ять разів.

Перевірку величини підтиску контактів у вакуумних камерах проводять у ввімкненому стані вимикача за допомогою щупа (розмір $1,5 \pm 0,5 \text{ мм}$). За потреби виконують регулювання.

Хід рухомих контактів вакуумних камер контролюють за мітками, нанесеними на рухомі виводи камер. Відстань між мітками відповідає ходу й

перевіряється щупом. У разі потреби хід налаштовують.

Перевірку справності блоку контактів здійснюють за допомогою омметра, контролюючи замикання та розмикання контактів під час увімкнення й вимкнення вимикача. За потреби регулювання проводять гвинтом, який впливає на кнопку блоку контактів. У ввімкненому стані кнопка має забезпечувати хід (провал) 2–3 мм.

Перевірку електричної міцності ізоляції головних кіл вимикача відносно корпусу та між розімкненими контактами камер виконують, прикладаючи напругу 42 кВ (діюче значення) протягом однієї хвилини. У разі пробою ізоляції в камерах проводять їх тренування, знижуючи напругу та поступово підвищуючи її до 42 кВ протягом 10–15 хвилин.

Перевірку електричного опору головного кола полюсів здійснюють у ввімкненому стані вимикача приладом для прямого вимірювання опору. За потреби контактні з'єднання зачищають і підтягують.

Перевірку увімкнення та вимкнення вимикача за мінімальної й максимальної напруг проводять, налаштовуючи напругу вмикання та вимикання через автотрансформатор. За потреби оглядають елементи кіл увімкнення та вимкнення й регулюють гвинт (розташований у верхній частині приводу), щоб механізм вільного розчеплення вийшов із «мертвої» точки.

Перевірку власного часу увімкнення вимикача здійснюють за напруги 220 В. Команду на запуск електричного секундоміра подають через вільну пару контактів кнопки, а зупинку секундоміра забезпечують головні контакти вимикача.

Перевірку власного часу вимкнення вимикача виконують, подаючи напругу 220 В на коло оперативного вимкнення та одночасно через замкнуті головні контакти на електричний секундомір. У разі потреби перевіряють елементи кіл увімкнення й вимкнення, механізм приводу та раму високовольної частини вимикача.

Перевірку вимкнення вимикача через кола релейного захисту проводять, подаючи від джерела струму через головні контакти вимикача струм 5 А на первинні обмотки трансформаторів ТА1 (ТА2) блоку вимкнення. При натисканні

кнопки вимикач увімкнеться, і через замкнуті головні контакти струм надійде на первинну обмотку трансформатора ТА1 (ТА2), після чого вимикач вимкнеться. За потреби перевіряють елементи максимальних розчеплювачів струму, механізм приводу та високовольтну частину вимикача.

Технічне обслуговування вакуумних вимикачів

Експлуатація вимикача має відповідати вимогам нормативних документів і паспорта пристрою. Під час роботи вимикача параметри, що визначають його режим, не повинні перевищувати значень, зазначених у паспорті.

Щонайменше раз на рік необхідно:

- очистити поверхні ізоляторів і вакуумних камер;
- змастити моторною оливою деталі приводу та високовольтної частини, що зазнають тертя;
- перевірити стан різьбових та інших з'єднань, підтягнути болти й гайки;
- проконтролювати надійність заземлення;
- перевірити величину підтиску контактів у вакуумних камерах;
- проконтролювати хід рухомих контактів вакуумних камер;
- упевнитися в належній роботі блоку контактів;
- перевірити функціонування вимикача за номінальної напруги, виконавши щонайменше 5 циклів «Увімк–Вимк»;
- проконтролювати вимкнення вимикача через кола релейного захисту.

Щонайменше раз на 5 років слід:

- перевірити власний час увімкнення та вимкнення вимикача;
- проконтролювати увімкнення й вимкнення за мінімальної та максимальної напруг;
- виміряти електричний опір головного кола полюса;
- перевірити електричну міцність ізоляції головних кіл і вакуумних камер. Завершення технічного обслуговування вимикача та його введення в експлуатацію після ремонту оформлюють технічним актом.

3 ЗАГАЛЬНІ АСПЕКТИ ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЙ

Дослідження роботи обладнання електропідстанцій є важливим завданням у контексті сучасного розвитку енергетичної галузі, оскільки ефективність підстанцій визначає стабільність і безперервність електропостачання в міських і сільських регіонах [12].

У нинішніх умовах зростання вимог до якості електроенергії сприяє розробці нових методів аналізу експлуатації обладнання підстанцій, що дає змогу вчасно виявляти потенційні несправності й оптимізувати функціональні процеси [13].

Наукове вивчення роботи обладнання ґрунтується на комплексному підході, який поєднує теоретичний аналіз електротехнічних параметрів і практичне дослідження показників експлуатації.

У вступі до розділу варто підкреслити, що електропідстанції відіграють центральну роль в електроенергетичних системах, забезпечуючи перетворення, розподіл і передачу електроенергії на різних рівнях напруги.

Для глибшого розуміння роботи підстанцій необхідно враховувати конструктивні особливості обладнання та специфіку умов його використання, що відображається в показниках надійності й ефективності функціонування [12].

3.1 Загальна характеристика обладнання електропідстанції

Обладнання електропідстанцій охоплює низку ключових компонентів, зокрема трансформатори, вимикачі, розподільні системи та захисні пристрої, кожен із яких має унікальні конструктивні особливості й режими роботи.

Трансформатори відповідають за перетворення напруги, забезпечуючи оптимальні характеристики електроенергії для її подальшого розподілу.

Їхня конструкція ґрунтується на принципах електромагнітної індукції, що гарантує високу ефективність енергоперетворення та мінімізує втрати потужності.

Окрім цього, трансформатори мають відповідати стандартам безпеки й бути оснащеними захисними системами, які запобігають аваріям під час перевантажень або коротких замикань [13].

Вимикачі, як важливий елемент підстанції, забезпечують відключення ліній або окремих сегментів мережі в аварійних ситуаціях, що суттєво підвищує безпеку системи.

Розподільні пристрої, або шини, відіграють центральну роль у рівномірному розподілі електроенергії між різними лініями, оптимізуючи функціонування всієї підстанції.

Системи захисту, такі як релейні пристрої та автомати, є критично важливими для виявлення відхилень від нормального режиму роботи та запобігання пошкодженням обладнання.

Робота обладнання електропідстанцій базується на взаємодії низки технологічних процесів, які забезпечують стабільність і надійність усієї системи.

Основними процесами є перетворення, розподіл і контроль характеристик електроенергії, кожен із яких відповідає специфічним технічним вимогам.

Перетворення напруги відбувається в трансформаторах, де завдяки електромагнітній індукції рівень напруги змінюється з високого на низький або навпаки, адаптуючи електроенергію до потреб споживачів.

Розподіл електроенергії здійснюють розподільні пристрої, які забезпечують стабільне функціонування мережі навіть під час перевантажень чи коротких замикань.

Контроль параметрів роботи обладнання виконується за допомогою сучасних систем автоматизації та моніторингу, що дає змогу швидко реагувати на зміни умов експлуатації й оперативно виявляти можливі несправності.

Сучасні технології дозволяють здійснювати віддалений моніторинг і керування електропідстанціями, що підвищує їхню ефективність і надійність.

Особливістю роботи сучасних підстанцій є використання цифрових систем керування, які забезпечують високий рівень автоматизації та інтеграцію з диспетчерськими системами контролю.

Конструктивні особливості обладнання електропідстанцій суттєво впливають на його експлуатаційні параметри та надійність функціонування.

Наприклад, тип трансформатора та його конструкція визначають здатність працювати за різних навантажень і умов експлуатації.

Сучасні методи проектування обладнання враховують не лише енергоефективність, а й забезпечення високого рівня безпеки, що передбачає використання інноваційних матеріалів і технологій виробництва.

Детальний аналіз конструктивних рішень сприяє оптимізації режимів роботи підстанції, зменшенню втрат потужності та підвищенню ефективності передачі електроенергії [13].

Отже, конструктивні рішення та технологічні процеси є взаємопов'язаними й потребують комплексного розгляду для забезпечення стабільної роботи електропідстанцій. Основними критеріями вибору конструктивних рішень є надійність, економічність і можливість масштабування обладнання.

Урахування експлуатаційних режимів під час проектування підвищує загальну ефективність системи та гарантує її тривалу безперебійну роботу.

Експлуатаційні характеристики обладнання електропідстанцій охоплюють низку показників, серед яких ключовими є надійність, ефективність передачі енергії, рівень втрат потужності та швидкість спрацьовування захисних систем [12].

Поліпшення експлуатаційних параметрів є важливим завданням сучасної енергетики, оскільки від цього залежить якість і стабільність електропостачання споживачів.

Оцінка ефективності роботи обладнання проводиться за допомогою сучасних методів моніторингу, які забезпечують аналіз у реальному часі. Зокрема, цифрові системи контролю дають змогу оперативно виявляти

відхилення в параметрах роботи, скорочуючи час реагування на аварійні ситуації.

Основним аспектом аналізу є визначення показників надійності, таких як середній час безвідмовної роботи, частота несправностей і ефективність систем автоматичного захисту.

Ці характеристики залежать як від конструктивних особливостей обладнання, так і від умов його експлуатації, тому їх необхідно розглядати комплексно.

3.2 Методи діагностики несправностей обладнання

Одним із основних завдань сучасного аналізу роботи обладнання електропідстанцій є створення ефективних методів виявлення несправностей [12].

До ключових методів діагностики належать як традиційні підходи, що включають візуальний огляд і вимірювання, так і новітні методи, які використовують цифрові технології.

Серед традиційних методів варто виділити контроль температури та оцінку механічних характеристик, що допомагають виявити перегрів або зношення елементів обладнання.

Сучасні методи діагностики ґрунтуються на застосуванні сенсорних мереж і систем моніторингу вібрацій, які забезпечують швидке виявлення відхилень у роботі обладнання.

Використання аналізу частотних характеристик дає змогу не лише оцінити поточний стан обладнання, а й передбачити потенційні несправності.

Крім того, інтеграція методів обробки даних із системами штучного інтелекту забезпечує високоточну діагностику в реальному часі, що є особливо важливим для великих електропідстанцій [13].

Визначення причин несправностей є ключовим етапом для створення стратегій їх усунення та вдосконалення експлуатації електропідстанцій.

Аналіз несправностей розпочинається з ретельного огляду обладнання та збору інформації про його робочий режим, включно з історичними даними й результатами поточного моніторингу.

Один із методів передбачає використання статистичного аналізу, який допомагає виявити закономірності та повторювані відхилення в роботі обладнання.

Також важливе значення має застосування причинно-наслідкового аналізу, що встановлює зв'язок між несправністю та умовами експлуатації чи конструктивними вадами.

Сучасні дослідження вказують, що найпоширенішими причинами несправностей є механічне зношення, перегрів компонентів і проблеми в роботі систем автоматичного захисту [12].

На основі зібраних даних формуються рекомендації щодо модернізації обладнання, які охоплюють технічні заходи та оптимізацію експлуатаційних режимів.

3.3 Рекомендації щодо підвищення надійності та ефективності роботи

На основі аналізу експлуатаційних параметрів і причин несправностей розробляються рекомендації для підвищення надійності функціонування електропідстанцій.

Одним із ключових напрямів є впровадження сучасних систем автоматизації, які забезпечують віддалений моніторинг і швидке керування роботою обладнання [13].

Важливим кроком є вдосконалення конструкції трансформаторів і вимикачів, що сприяє зменшенню технічних втрат і підвищенню стійкості до перевантажень.

Використання новітніх матеріалів і технологій виробництва продовжує термін експлуатації обладнання та знижує ймовірність аварій.

Для підтримання високої ефективності роботи електропідстанцій рекомендується регулярно проводити профілактичні перевірки й технічне обслуговування, що дає змогу вчасно виявляти потенційні недоліки.

Крім того, доцільно застосовувати інтегровані системи керування, які забезпечують централізований нагляд за всіма компонентами підстанції та швидке реагування на зміни умов роботи.

Використання методів прогнозної діагностики дозволяє не лише виявляти наявні несправності, а й передбачати можливі відхилення, сприяючи плановому оновленню обладнання [12].

Останнім часом цифровізація відіграє ключову роль у модернізації електропідстанцій, значно покращуючи якість моніторингу та керування.

Системи SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) забезпечують збирання, обробку й передачу даних про функціонування обладнання в реальному часі, що сприяє оперативному виявленню відхилень.

Застосування аналітичних алгоритмів і моделей штучного інтелекту оптимізує режими роботи підстанцій, адаптуючи їх до змін у зовнішніх умовах і потоках електроенергії.

Цифрові технології дають змогу не лише відстежувати поточний стан обладнання, а й прогнозувати потенційні ризики та планувати профілактичні дії, що суттєво знижує ризик аварій.

Крім того, інтеграція цифрових рішень із наявними технологічними процесами підвищує швидкість керування та забезпечує ефективнішу взаємодію між компонентами мережі [12].

Таке комплексне рішення відіграє вирішальну роль у досягненні високої енергоефективності та стабільності роботи сучасних електропідстанцій.

Аналіз функціонування обладнання підстанцій свідчить, що новітні технології та конструктивні підходи спрямовані на забезпечення надійності, ефективності й безпеки електроенергетичних систем.

Впровадження цифрових систем керування, методів прогнозної діагностики та використання сучасних матеріалів є ключовими напрямками розвитку обладнання підстанцій.

Перспективи технологічного прогресу охоплюють створення нових моделей трансформаторів, удосконалення систем автоматичного захисту та підвищення енергоефективності шляхом оптимізації технологічних процесів.

Подальші дослідження в галузі електропостачання сприятимуть розробці інтегрованих рішень, які гарантуватимуть стабільність мережі за умов зростання навантажень і посилення вимог до якості електроенергії [13].

Отже, сучасний аналіз роботи обладнання електропідстанцій є важливим інструментом для планування та впровадження інновацій в енергетичній сфері [12].

Розвиток цього напрямку потребує комплексного підходу, що поєднує теоретичні дослідження, практичні випробування та постійний контроль експлуатаційних характеристик [13].

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської кваліфікаційної роботи присвячений дотримання вимог охорони праці під час обслуговуванню обладнання підстанції в районній електромережі. На оперативно-ремонтний персонал, що здійснює обслуговування електрообладнання п/ст, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [12, 13]:

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

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

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

4.1 Технічні рішення з безпечної організації оперативно-ремонтного обслуговування

4.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Для безпечного проведення робіт слід вживати таких організаційних заходів:

- призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видавання наряду або розпорядження;

- видавання дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;
- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Відповідальними за безпечне проведення робіт є:

- працівник, який видає наряд, віддає розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск;
- працівник, який готує робоче місце;
- працівник, який допускає до роботи (допускач);
- керівник робіт;
- працівник, який спостерігає за безпечним виконанням робіт (наглядач);
- член бригади.

Право на видавання нарядів та віддавання розпоряджень надається керівникам та спеціалістам підприємства, які мають групу V.

Працівник, який видає наряд або розпорядження, встановлює можливість безпечного виконання роботи. Він відповідає за достатність і правильність вказаних в наряді (розпорядженні) заходів безпеки, за якісний та кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне проведення робіт, а також за відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді (розпорядженні), роботі, що виконується.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочих місць та на допуск, несе відповідальність за достатність передбачених заходів для виконання робіт з вимкнення та заземлення обладнання та можливість їх здійснення, а також – за координацію часу та місця роботи бригад, які допускаються.

Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця та на допуск, повинен повідомити чергових або працівників зі складу оперативно-виробничих працівників, які готують робоче місце, а також допускачів про попередньо виконані операції з вимкнення та заземлення обладнання.

Давати дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск мають право

оперативні працівники з групою V. В електроустановках, що не обслуговуються оперативними або оперативно-виробничими працівниками (майстерні, гаражі, приміщення тощо), дозвіл на підготовку робочих місць і допуск можуть давати посадові особи з групою IV, яким надані такі права.

Працівник, який готує робоче місце, відповідає за правильне і точне виконання заходів щодо підготовки робочого місця, зазначених у наряді, а також тих, що вимагаються умовами роботи (встановлення замків, плакатів, огорожень). Підготовляти робочі місця мають право чергові або працівники зі складу оперативно-виробничих працівників, які допущені до оперативних перемикачів в цій електроустановці.

Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність характеру і місцю роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу. Допускачами слід призначати працівників зі складу оперативних або оперативно-виробничих працівників, за винятком допуску на ПЛ, у разі виконання умов, зазначених в [14]. В електроустановках понад 1000 В допускач повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В - групу III.

Керівник робіт призначається у разі виконання робіт за нарядами і розпорядженнями, крім тих, що виконуються одноособово. Керівник робіт відповідає за:

- виконання заходів безпеки, передбачених нарядом або розпорядженням, та їх достатність;
- чіткість та вичерпність інструктажу членів бригади;
- наявність, справність та правильність використання необхідних засобів захисту, інструменту, інвентаря;
- наявність та збереження встановлених на робочому місці заземлень, огорожень, знаків та плакатів безпеки і замикальних пристроїв протягом робочої зміни;
- організацію та безпечне виконання роботи і дотримання вимог [14].

Керівнику робіт слід постійно наглядати за членами бригади і усувати від

роботи членів бригади, які порушують ці Правила, а також тих, які перебувають у стані алкогольного або наркотичного сп'яніння. Керівник робіт, що виконуються за нарядом в електроустановках понад 1000 В, повинен мати групу IV, а в електроустановках до 1000 В – групу III, крім робіт у підземних спорудах, де можуть утворюватись шкідливі гази, та під напругою, - у цьому разі керівник робіт повинен мати групу IV. Керівник робіт, що виконуються за розпорядженням, повинен мати групу III в усіх електроустановках.

У разі виконання найбільш складних та небезпечних робіт керівником робіт за нарядом повинен призначатись працівник з групою V із складу керівників або спеціалістів. До таких робіт належать:

- роботи, що виконуються із застосуванням вантажопідіймальних машин та механізмів, за винятком робіт, що виконуються оперативними або оперативно-виробничими працівниками з використанням автовишки;
- роботи у зонах розташування комунікацій та інтенсивного руху транспорту;
- монтаж та демонтаж опор, проводів ПЛ, а також роботи, пов'язані із заміною їх елементів;
- роботи на ПЛ понад 1000 В у місцях перетину з іншими ПЛ;
- зміна схеми приєднання проводів та тросів ПЛ понад 1000 В;
- роботи на вимкненому колі багатоколової ПЛ понад 1000 В з розташуванням кіл одне над одним або кількістю більше двох, коли одне чи всі кола перебувають під напругою:
- роботи з пофазного ремонту ПЛ понад 1000 В;
- роботи на струмовідних частинах під наведеною напругою;
- роботи під напругою на струмовідних частинах з ізолюванням людини від землі, за винятком робіт, що виконуються згідно з [14];
- земляні, пов'язані з ремонтом або прокладанням кабелю у зонах розташування підземних комунікацій.

Перелік цих робіт може бути розширено залежно від місцевих умов.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

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

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

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;
- приєднати до "землі" переносні заземлення;
- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;
- огорожити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних

ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [14], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні. Параметри мікроклімату характеризуються такими

показниками: температурою повітря і відносною вологістю повітря, швидкістю його переміщення, потужністю теплових випромінювань. При цьому слід розрізняти оптимальні та допустимі мікрокліматичні умови.

Допустимі мікрокліматичні умови – поєднання кількісних показників мікроклімату, які при тривалому та систематичному впливові на людину можуть викликати скороминучі зміни, що швидко нормалізують тепловий стан організму, і які супроводжуються напруженням механізмів терморегуляції, не виходячи за межі фізіологічних пристосувальних можливостей. При цьому виникає пошкодження або порушення стану здоров'я, але можуть спостерігатися дискомфортні тепловідчуття, погіршення самопочуття та зниження працездатності. Допустимі величини показників мікроклімату встановлюють тоді, коли за технологічними умовами, технічними і економічними причинами не забезпечуються оптимальні норми.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в приміщенні наведено в таблиці 4.1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оператора крану передбачається: в холодну пору року – використання калорифера; в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву, провітрювання приміщень.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

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

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (CO)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено: провітрювання приміщень; встановлення пиловловлюючих засобів.

4.2.3 Виробниче освітлення

Для забезпечення найбільш сприятливих умов зорової праці нормуємо освітлення на робочому місці працівника.

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Норми при штучному, природньому та суміщеному освітленні наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення виробничих приміщень

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

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

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

4.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки». Норми звукового тиску на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Рівень звукового тиску

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

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

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі (ширми, екрани тощо).
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

4.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення цифрових підстанцій за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких

знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В, з зонами II-III (місця, де знаходяться тверді горючі речовини – ізоляційні оболонки електрообладнання).

Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II-III ступенем вогнестійкості. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.5.

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати во-гонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвиликах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі і (перегородки)				плити, настили, прого-ни	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0
III	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0, E 30, M1	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M1	Не нормуються	

Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 4.7 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 4.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник).

Таблиця 4.7 Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
I, II	6/9	8/9	10/12
III	8/9	8/12	10/15

На території підстанції на кожному з об'єктів потрібно встановити від 22 до 25 вогнегасників ВП-5, ВВП-5 або аналогічних ємністю 6 або 9 л.

ВИСНОВКИ

У межах виконаної бакалаврської кваліфікаційної роботи здійснено аналіз функціонування обладнання підстанції в складі районної електромережі Вінницької області. Робота була спрямована на досягнення мети – оптимізацію техніко-економічних показників та забезпечення ефективного розвитку електромережі шляхом вирішення поставлених завдань дослідження.

Результати виконаних завдань дослідження:

1. Розрахунок та аналіз режимів роботи заданого фрагменту електричних мереж: Проведено комплексний розрахунок усталених режимів роботи електромережі напругою 110 кВ з використанням програмного комплексу «Втрати–110». Виконано аналіз поточкорозподілу для вузлів споживання (501, 502, 503, 504), визначено активні, реактивні та повні потужності, а також втрати напруги в нормальних, мінімальних та післяаварійних режимах. Результати показали, що втрати напруги не перевищують допустимих 20% від номінальної величини, що відповідає вимогам ПУЕ, забезпечуючи стабільність та надійність роботи мережі.

2. Вибір оптимальної моделі розвитку електричної мережі на основі техніко-економічного обґрунтування: Розглянуто п'ять варіантів конфігурацій мережі, для яких виконано розрахунки довжин ділянок, потоків потужностей, номінальних напруг (110 кВ для всіх ліній) та марку проводів (АС-120/19). На основі порівняння техніко-економічних показників, зокрема сумарної довжини ліній (126,984 км для варіанту №1 та 128,304 км для варіанту №2) та кількості вимикачів, відібрано два оптимальні варіанти – №1 і №2. У підрозділі 1.6 за критерієм мінімальних приведених витрат визначено найоптимальнішу схему – варіант №1, який характеризується найменшою сумарною довжиною ліній та економічною ефективністю, що забезпечує зниження капітальних витрат при збереженні високої надійності мережі.

3. Аналіз експлуатації обладнання електропідстанції та його технічного

стану: Здійснено детальний аналіз експлуатаційних характеристик обладнання електропідстанцій, зокрема силових трансформаторів і вакуумних вимикачів. Проведено оцінку надійності обладнання, встановлено, що ізоляція трансформаторів є найвразливішим елементом. Розглянуто методи технічного обслуговування, включаючи планово-попереджувальний ремонт (ППР) та ремонт за потребою, а також сучасні методи діагностики несправностей, такі як моніторинг вібрацій та аналіз частотних характеристик. Рекомендується впровадження цифрових систем керування (SCADA) та прогнозової діагностики для підвищення надійності та зниження аварійності. Використання новітніх матеріалів і технологій виробництва сприятиме подовженню терміну експлуатації обладнання та зменшенню втрат електроенергії.

Робота також включає оцінку балансу активної та реактивної потужностей, що підтвердила відсутність потреби в додаткових компенсуючих пристроях для окремих ділянок мережі, та визначення техніко-економічних показників, таких як собівартість транспортування електроенергії та відносні втрати потужності. Отримані результати свідчать, що правильний підбір обладнання, оптимізація схем розвитку та впровадження сучасних технологій експлуатації забезпечують підвищення надійності електропостачання, зниження енергетичних втрат і економічної ефективності районної електромережі.

Таким чином, поставлені цілі дослідження досягнуто. Результати можуть бути використані для практичної реалізації проєктних рішень у районних електромережах, а також слугувати основою для подальших досліджень у сфері модернізації та оптимізації роботи електропідстанцій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 203 с.
2. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю.Ф. Романюк. – К.: Знання, 2007. – 292 с.
3. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців на пряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130с.
4. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
7. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
8. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с.4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013
9. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і ПЛЕП засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07 №89.
10. 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 МЕН 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.

11. Ю.А. Романченко Порівняльний аналіз високовольтних вимикачів різних типів Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля, 2022р. – 3с. URL:

<https://journals.snu.edu.ua/index.php/VisnikSNU/article/view/428/424>

12. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

13. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

14. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

15. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

16. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

17. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

18. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

19. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

20. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та

інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

21. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

22. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

23. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення.

24. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. URL: <https://www.alutal.com.ua/wp-content/uploads/2021/02/dstu-8829-2019-1.pdf>.

25. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпек. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dstu/dstu_b_v_1_1_36/5-1-0-1759.

26. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

27. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Аналіз функціонування обладнання електропідстанції в районній електромережі»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Нетребський В. В.

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	66,1
Загальна схожість	33,9

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

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

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

Автор

(підпис)

Балаба В. В.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Вишневський С. Я

(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

Загальна інформація

Інформація про вузли

Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	115.24	73.28	1009.47	641.95
від зовнішніх джерел	115.24	52.21	1009.47	457.34
від внутрішніх джерел	0.00	21.07	0.00	184.61
Усього відпущено:	111.70	58.82	978.49	515.26
зовнішнім споживачам	0.00	0.00	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	111.70	58.82	978.49	515.26
Усього втрачено:	3.59	14.45	18.73	82.29

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	2.59	11.21
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.00	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	2.59	11.21
в трансформаторах	1.00	7.53
з них: холостого ходу	0.72	6.34
навантажувальні	0.28	1.19
Сумарні 750-35 кВ	3.59	18.73 (1.86 %)
з них: на корону	0.00	0.00
холостого ходу	0.72	6.34 (33.83 %)
від перетоків акт. потужн.	2.25	9.70 (51.80 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.62	2.69 (14.37 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	3.59	18.73 (1.86 %)

Таблиця Б.1 – Інформація про вузли

100	Вінницький енерговузол	-16.60	-6.82		115.00	0.00
101	101				114.68	-0.2
102	102				114.26	-0.4
104	104				113.95	-0.5
2	Немирів				113.98	-0.4
103	103				113.96	-0.5
5	Тульчин				113.73	-0.5
105	105				114.82	-0.1
106	106				114.78	-0.1
200	Ладизинська ТЕС	-71.54	-34.10		115.00	0.00
7	Суворівське				111.06	-1.4
9	Лукашівка				114.41	-0.2
109	109				112.51	-0.9
10	Тростянець				112.47	-0.9
108	108				112.45	-0.9
12	Крикопіль				110.35	-1.6
107	107				109.78	-1.8
8	Вапнярка тяга				109.62	-1.9
110	110				109.38	-2.0
14	Томашпіль				108.66	-2.2
111	111				107.82	-2.4
15	Антонівка				107.82	-2.4
16	Борівка				107.39	-2.5
18	Гнатків				108.51	-2.2
112	112				108.56	-2.2
21	Ямпіль				108.74	-2.1
113	113				108.73	-2.1
23	Михайлівка				109.54	-1.8

24	Івонівка				110.26	-1.6
25	Коси				111.81	-1.2
114	114				112.16	-1.1
26	Могилів-Подільський				113.59	-0.6
115	115				114.36	-0.3
300	Дністровська ГЕС	-27.09	-11.29		115.00	0.00
1	Вороновиця				114.60	-0.2
3	Брацлав				113.89	-0.5
6	Рахни тяга				111.36	-1.1
4	Ферментний завод				114.78	-0.1
11	Соболівка				111.04	-1.4
13	Вапнярка				109.78	-1.8
17	Моївка				107.23	-2.6
19	Дзигівка				108.53	-2.2
20	Радянське				108.48	-2.2
22	Пороги				108.66	-2.2
27	Яришів				114.35	-0.3
1001		2.40	1.16		10.70	-2.5
2200211					112.60	-1.7
200211					37.70	-1.7
100211		6.20	3.18		10.76	-1.7
2200212					112.60	-1.7
200212					37.70	-1.7
100212					10.76	-1.7
1003		2.40	1.36		10.59	-2.8
10041		9.20	4.46		10.37	-1.2
10042					10.37	-1.2
220051					112.68	-1.5

20051				37.71	-1.4
10051		4.40	2.25	10.75	-1.6
220052				112.44	-1.7
20052				37.71	-1.4
10052				10.75	-1.6
220061				110.03	-2.2
20061				26.31	-2.2
10061		14.20	7.66	10.45	-2.9
220062				110.03	-2.2
20062				26.31	-2.2
10062				10.45	-2.9
1007		2.60	1.26	10.33	-4.0
220081				108.02	-3.2
20081				25.83	-3.2
10081		16.00	9.07	10.24	-4.0
220082				108.02	-3.2
20082				25.83	-3.2
10082				10.24	-4.0
1009		2.20	1.19	10.68	-2.3
2200101				111.00	-2.3
200101				37.16	-2.3
100101		4.20	2.03	10.53	-3.0
2200102				111.00	-2.3
200102				37.16	-2.3
100102				10.53	-3.0
10011		2.40	1.23	10.34	-3.9
2200121				109.66	-2.3
200121				36.71	-2.3

100121		3.60	1.74	10.45	-2.7
2200122				109.66	-2.3
200122				36.71	-2.3
100122				10.45	-2.7
10013		2.50	1.42	10.18	-4.4
2200141				107.48	-3.2
200141				35.98	-3.2
100141		2.40	1.30	10.21	-3.8
2200142				107.48	-3.2
200142				35.98	-3.2
100142				10.21	-3.8
10015		2.50	1.21	10.02	-5.1
10016		2.20	1.25	9.98	-4.9
220017				103.70	-5.4
20017				34.72	-5.4
10017		4.00	2.16	9.73	-7.2
10018		2.50	1.21	10.09	-4.9
10019		2.20	1.25	10.09	-4.5
10020		2.00	0.97	10.15	-4.4
10021		3.50	1.98	10.12	-4.5
220022				105.53	-4.8
20022				35.33	-4.8
10022		3.80	1.95	9.92	-6.4
10023		2.30	1.30	10.18	-4.2
10024		2.40	1.16	10.28	-4.1
10025		2.20	1.19	10.43	-3.4
2200261				112.15	-1.8
200261				37.55	-1.8

100261		3.60	2.04	10.65	-2.4
2200262				112.15	-1.8
200262				37.55	-1.8
100262				10.65	-2.4
2200271				113.49	-1.1
200271				37.98	-1.1
100271		3.80	1.84	10.83	-1.3
2200272				113.30	-1.3
200272				37.98	-1.1
100272				10.83	-1.3

Таблиця Б.2 – Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.46	3.07	8.44	3.04	0.01	0.03	0.045	0.32
101	102	6.02	2.65	6.01	2.62	0.01	0.03	0.033	0.42
102	104	6.01	3.32	6.00	3.30	0.01	0.02	0.035	0.32
104	5	3.58	2.42	3.58	2.41	0.00	0.01	0.022	0.21
5	103	-1.84	-1.36	-1.84	-1.36	0.00	0.00	-0.012	-0.23
103	2	-1.84	-0.78	-1.84	-0.78	0.00	0.00	-0.010	-0.02
2	100	-8.10	-3.65	-8.15	-3.75	0.04	0.10	-0.045	-1.02
2	2200211	3.10	1.68	3.10	1.59	0.00	0.09	0.018	1.43
2200211	200211	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00
200211	200212	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
2200212	200212	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00
2	2200212	3.10	1.67	3.10	1.59	0.00	0.09	0.018	1.43
2200212	100212	3.10	1.58	3.10	1.58	0.00	0.00	0.018	0.07
100212	100211	3.10	1.58	3.10	1.58	0.00	0.00	0.186	0.00
2200211	100211	3.10	1.59	3.10	1.59	0.00	0.00	0.018	0.07
6	220061	7.10	4.13	7.10	3.94	0.00	0.19	0.043	1.38
220061	20061	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.000	0.00
20061	20062	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.000	0.00
220062	20062	-0.01	0.02	-0.01	0.02	0.00	0.00	-0.000	-0.00
6	220062	7.11	4.13	7.10	3.94	0.00	0.19	0.043	1.38
220062	10062	7.11	3.93	7.10	3.81	0.00	0.12	0.043	0.87
10062	10061	7.10	3.81	7.10	3.81	0.00	0.00	0.445	0.00
220061	10061	7.09	3.96	7.09	3.85	0.00	0.12	0.043	0.88
5	105	-13.55	-5.50	-13.64	-5.66	0.09	0.16	-0.074	-1.09
105	200	-23.51	-10.54	-23.53	-10.59	0.02	0.04	-0.129	-0.18
105	4	9.87	5.39	9.87	5.38	0.00	0.00	0.056	0.04
4	106	0.60	0.29	0.60	0.29	0.00	0.00	0.003	0.00
106	200	-27.27	-13.64	-27.31	-13.71	0.03	0.06	-0.153	-0.22

27	2200271	1.30	0.65	1.30	0.63	0.00	0.02	0.007	0.88
2200271	200271	0.82	0.28	0.82	0.28	0.00	0.00	0.004	0.04
200271	200272	0.82	0.28	0.82	0.28	0.00	0.00	0.013	0.00
2200272	200272	-0.82	-0.28	-0.82	-0.28	0.00	0.00	-0.004	-0.16
27	2200272	2.50	1.27	2.50	1.21	0.00	0.05	0.014	1.08
2200272	100272	3.32	1.49	3.32	1.49	0.00	0.00	0.019	0.08
100272	100271	3.32	1.49	3.32	1.49	0.00	0.00	0.194	0.00
2200271	100271	0.48	0.35	0.48	0.34	0.00	0.00	0.003	0.28
106	7	27.88	14.67	27.28	13.59	0.59	1.08	0.158	3.75
7	8	24.66	13.00	24.46	12.62	0.21	0.38	0.145	1.46
8	110	13.55	6.11	13.53	6.07	0.02	0.04	0.078	0.24
110	14	13.53	6.36	13.46	6.27	0.07	0.09	0.079	0.74
14	18	2.18	0.89	2.18	0.89	0.00	0.00	0.013	0.15
24	25	-16.80	-7.81	-16.97	-8.06	0.17	0.25	-0.097	-1.57
25	114	-19.18	-8.99	-19.23	-9.05	0.05	0.06	-0.109	-0.36
114	26	-19.23	-8.66	-19.41	-8.92	0.18	0.26	-0.108	-1.44
26	115	-23.05	-10.21	-23.15	-10.42	0.09	0.21	-0.128	-0.78
115	300	-27.00	-11.08	-27.09	-11.29	0.09	0.20	-0.147	-0.64
26	2200261	1.80	1.10	1.80	1.05	0.00	0.05	0.011	1.48
2200261	200261	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
200261	200262	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
2200262	200262	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
26	2200262	1.80	1.10	1.80	1.05	0.00	0.05	0.011	1.48
2200262	100262	1.80	1.05	1.80	1.02	0.00	0.03	0.011	0.90
100262	100261	1.80	1.02	1.80	1.02	0.00	0.00	0.112	0.00
2200261	100261	1.80	1.05	1.80	1.02	0.00	0.03	0.011	0.90
14	2200141	0.93	0.54	0.93	0.51	0.00	0.02	0.006	1.26
2200141	200141	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00

200141	200142	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
2200142	200142	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
14	2200142	1.47	0.85	1.47	0.82	0.00	0.03	0.009	1.26
2200142	100142	1.47	0.82	1.47	0.80	0.00	0.02	0.009	0.76
100142	100141	1.47	0.80	1.47	0.80	0.00	0.00	0.094	0.00
2200141	100141	0.93	0.51	0.93	0.50	0.00	0.01	0.006	0.76
8	220081	8.01	4.95	8.00	4.69	0.01	0.26	0.049	1.71
220081	10081	7.99	4.71	7.99	4.55	0.01	0.16	0.049	1.08
10081	10082	-8.00	-4.51	-8.01	-4.51	0.00	0.00	-0.517	-0.00
220082	10082	8.01	4.67	8.01	4.51	0.01	0.16	0.049	1.08
8	220082	8.01	4.95	8.00	4.69	0.01	0.26	0.049	1.71
220082	20082	-0.01	0.02	-0.01	0.02	0.00	0.00	-0.000	-0.00
20082	20081	-0.01	0.02	-0.01	0.02	0.00	0.00	-0.001	-0.00
220081	20081	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.000	0.00
2200122	200122	0.05	0.01	0.05	0.01	0.00	0.00	0.000	0.00
200122	200121	0.05	0.01	0.05	0.01	0.00	0.00	0.001	0.00
2200121	200121	-0.05	-0.01	-0.05	-0.01	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200121	100121	1.06	0.50	1.06	0.49	0.00	0.01	0.006	0.46
100121	100122	-2.53	-1.24	-2.53	-1.24	0.00	0.00	-0.156	-0.00
2200122	100122	2.54	1.27	2.53	1.24	0.00	0.02	0.015	0.46
12	2200122	2.59	1.32	2.59	1.28	0.00	0.04	0.015	0.74
12	2200121	1.01	0.51	1.01	0.49	0.00	0.01	0.006	0.74
8	107	-5.18	-3.39	-5.19	-3.40	0.00	0.01	-0.033	-0.16
107	12	-7.71	-4.62	-7.73	-4.66	0.03	0.05	-0.047	-0.58
12	11	-11.38	-6.20	-11.43	-6.29	0.05	0.08	-0.068	-0.70
11	108	-13.84	-6.98	-13.96	-7.19	0.11	0.21	-0.080	-1.43
108	10	-13.96	-6.70	-13.96	-6.70	0.00	0.00	-0.079	-0.03
10	109	-18.21	-9.15	-18.21	-9.15	0.00	0.01	-0.104	-0.04

109	9	-18.21	-8.63	-18.41	-8.99	0.20	0.37	-0.103	-1.91
9	200	-20.63	-9.68	-20.70	-9.81	0.07	0.13	-0.115	-0.59
2200102	200102	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
200102	200101	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
2200101	200101	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
2200101	100101	2.10	1.05	2.10	1.02	0.00	0.04	0.012	0.94
100101	100102	-2.10	-1.01	-2.10	-1.01	0.00	0.00	-0.128	-0.00
2200102	100102	2.10	1.05	2.10	1.01	0.00	0.04	0.012	0.94
10	2200102	2.10	1.12	2.10	1.05	0.00	0.06	0.012	1.55
10	2200101	2.10	1.12	2.10	1.05	0.00	0.06	0.012	1.55
4	10042	4.60	2.34	4.60	2.22	0.01	0.11	0.026	1.24
10042	10041	4.60	2.22	4.60	2.22	0.00	0.00	0.284	0.00
4	10041	4.60	2.35	4.59	2.23	0.01	0.11	0.026	1.24
220051	20051	0.96	0.35	0.96	0.35	0.00	0.00	0.005	0.04
20051	20052	0.96	0.35	0.96	0.35	0.00	0.00	0.016	0.00
220052	20052	-0.96	-0.35	-0.96	-0.35	0.00	0.00	-0.005	-0.20
220052	10052	3.85	1.83	3.85	1.83	0.00	0.00	0.022	0.09
10052	10051	3.85	1.83	3.85	1.83	0.00	0.00	0.229	0.00
220051	10051	0.55	0.42	0.55	0.42	0.00	0.00	0.004	0.34
5	220051	1.51	0.80	1.51	0.77	0.00	0.03	0.009	1.09
5	220052	2.90	1.56	2.89	1.49	0.00	0.08	0.017	1.34
115	27	3.85	2.16	3.85	2.16	0.00	0.00	0.022	0.01
220022	20022	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
220022	10022	3.81	2.09	3.80	1.95	0.01	0.14	0.024	2.06
112	20	2.02	0.99	2.01	0.99	0.00	0.00	0.012	0.08
20	10020	2.01	1.07	2.00	0.97	0.01	0.10	0.012	2.59
19	10019	2.21	1.38	2.20	1.25	0.01	0.13	0.014	3.26
18	10018	2.51	1.36	2.50	1.21	0.01	0.15	0.015	3.30

11	10011	2.41	1.37	2.40	1.23	0.01	0.14	0.014	3.14
19	112	-2.55	-1.09	-2.55	-1.09	0.00	0.00	-0.015	-0.03
112	21	-4.57	-1.73	-4.58	-1.74	0.01	0.01	-0.026	-0.19
21	23	-11.93	-5.81	-11.99	-5.92	0.06	0.10	-0.070	-0.82
14	111	8.84	4.63	8.79	4.55	0.05	0.07	0.053	0.85
9	1009	2.21	1.30	2.20	1.19	0.01	0.11	0.013	2.80
111	15	8.79	4.89	8.79	4.89	0.00	0.00	0.054	0.00
220017	10017	4.01	2.32	4.00	2.16	0.01	0.16	0.026	2.34
15	10015	2.51	1.36	2.50	1.21	0.01	0.15	0.015	3.34
15	16	6.28	3.70	6.26	3.67	0.02	0.03	0.039	0.44
16	10016	2.21	1.38	2.20	1.25	0.01	0.13	0.014	3.32
16	17	4.04	2.59	4.04	2.58	0.00	0.01	0.026	0.16
17	220017	4.02	2.61	4.01	2.32	0.01	0.28	0.026	3.89
220017	20017	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
23	24	-14.31	-6.92	-14.38	-7.02	0.07	0.10	-0.084	-0.73
7	1007	2.61	1.42	2.60	1.26	0.01	0.16	0.015	3.28
25	10025	2.21	1.31	2.20	1.19	0.01	0.12	0.013	2.95
24	10024	2.41	1.29	2.40	1.16	0.01	0.14	0.014	3.04
23	10023	2.31	1.43	2.30	1.30	0.01	0.14	0.014	3.34
13	10013	2.51	1.58	2.50	1.42	0.01	0.16	0.016	3.66
21	10021	3.51	2.18	3.50	1.98	0.01	0.20	0.022	3.19
21	113	3.84	2.28	3.84	2.28	0.00	0.00	0.024	0.01
113	22	3.84	2.36	3.83	2.36	0.00	0.00	0.024	0.08
22	220022	3.82	2.33	3.81	2.09	0.01	0.24	0.024	3.42
5	6	14.51	8.45	14.29	8.13	0.22	0.32	0.085	2.39
107	13	2.52	1.64	2.52	1.64	0.00	0.00	0.016	0.00
101	1	2.42	1.22	2.42	1.22	0.00	0.00	0.014	0.08
104	3	2.42	1.48	2.42	1.48	0.00	0.00	0.014	0.06

3	1003	2.41	1.50	2.40	1.36	0.01	0.14	0.014	3.24
---	------	------	------	------	------	------	------	-------	------

Результати розрахунку спроектованої мережі з новими джерелами живлення (максимальне навантаження)

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 156.017 МВт / 1366.707 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 148.700 МВт / 1302.612 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 320-35 кВ: 6.305 МВт / 27.229 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.305 МВт / 27.229 млн.кВт*г

Втрати к.к. в трансформаторах: 0.792 МВт / 6.935 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.285 МВт / 1.232 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.077 МВт / 8.167 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.382 МВт / 35.397 млн.кВт*г (2.6%)

Таблиця Б.3 – Інформація про вузли

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ					
N вузла	Назва	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	φ _{нав} , град
100	Вінницький енерговузол	-26.109	-11.946	115.000	0.00
101	101	0.000	0.000	114.454	-0.25
102	102	0.000	0.000	112.651	-0.59
104	104	0.000	0.000	112.082	-0.78
2	Немирів	0.000	0.000	112.277	-0.68
103	103	0.000	0.000	112.298	-0.72
5	Тульчин	0.000	0.000	112.614	-0.93
105	105	0.000	0.000	114.724	-0.10
106	106	0.000	0.000	114.704	-0.10
200	Ладимирська ТЕС	-95.079	-46.785	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	109.933	-1.72
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.287	-0.25
109	109	0.000	0.000	111.955	-1.07
10	Трошинець	0.000	0.000	111.908	-1.09
108	108	0.000	0.000	111.872	-1.10
12	Крижопіль	0.000	0.000	109.157	-2.03
107	107	0.000	0.000	108.334	-2.30
8	Валківська ТЕС	0.000	0.000	108.072	-2.38
110	110	0.000	0.000	107.628	-2.55
14	Томашпіль	0.000	0.000	106.317	-2.95
111	111	0.000	0.000	104.696	-3.42
15	Антонівка	0.000	0.000	104.692	-3.42
16	Борівка	0.000	0.000	103.740	-3.68
18	Гнатків	0.000	0.000	106.031	-3.07
112	112	0.000	0.000	106.244	-3.00
21	Ямпіль	0.000	0.000	106.654	-2.85
113	113	0.000	0.000	106.646	-2.85
23	Михайлівка	0.000	0.000	107.815	-2.41
24	Івонівка	0.000	0.000	108.813	-2.10
25	Коси	0.000	0.000	110.886	-1.48
114	114	0.000	0.000	111.248	-1.27

26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	113.219	-0.82
115	115	0.000	0.000	114.200	-0.39
300	Дністровська ГЕС	-34.829	-13.783	115.000	0.00
1	Вороношиця	0.000	0.000	114.369	-0.27
3	Брацлав	0.000	0.000	113.020	-0.79
6	Ракми тлга	0.000	0.000	107.012	-2.54
4	ферментний завод	0.000	0.000	114.701	-0.10
11	Соболівка	0.000	0.000	110.063	-1.72
13	Валнярка	0.000	0.000	108.333	-2.30
17	Моївка	0.000	0.000	103.572	-3.72
19	Дзигівка	0.000	0.000	106.154	-3.03
20	Радилське	0.000	0.000	106.165	-3.02
22	Пороги	0.000	0.000	106.567	-2.88
27	Яришія	0.000	0.000	114.189	-0.40
1001		2.400	1.160	10.681	-2.57
2200211		0.000	0.000	111.982	-1.94
200211		0.000	0.000	37.490	-1.94
100211		6.200	3.180	10.704	-1.92
2200212		0.000	0.000	111.985	-1.94
200212		0.000	0.000	37.490	-1.94
100212		0.000	0.000	10.704	-1.92
1003		2.400	1.360	10.509	-3.14
10041		9.200	4.460	10.362	-1.20
10042		0.000	0.000	10.362	-1.20
220051		0.000	0.000	111.544	-1.89
20051		0.000	0.000	37.328	-1.88
10051		4.400	2.250	10.637	-2.09
220052		0.000	0.000	111.306	-2.11
20052		0.000	0.000	37.328	-1.88
10052		0.000	0.000	10.637	-2.09
220061		0.000	0.000	105.631	-3.77
20061		0.000	0.000	25.258	-3.77
10061		14.200	7.660	10.022	-4.55
220062		0.000	0.000	105.631	-3.77
20062		0.000	0.000	25.258	-3.77
10062		0.000	0.000	10.022	-4.55
1007		2.600	1.260	10.220	-4.43
220081		0.000	0.000	106.447	-3.74
20081		0.000	0.000	25.453	-3.74
10081		16.000	9.070	10.085	-4.60
220082		0.000	0.000	106.446	-3.74
20082		0.000	0.000	25.453	-3.74
10082		0.000	0.000	10.086	-4.60
1009		2.200	1.190	10.671	-2.35
2200101		0.000	0.000	110.421	-2.45
200101		0.000	0.000	36.967	-2.45
100101		4.200	2.030	10.477	-3.24
2200102		0.000	0.000	110.421	-2.45
200102		0.000	0.000	36.967	-2.45
100102		0.000	0.000	10.478	-3.24
10011		2.400	1.230	10.244	-4.21
2200121		0.000	0.000	108.454	-2.72
200121		0.000	0.000	36.310	-2.72
100121		3.600	1.740	10.332	-3.13
2200122		0.000	0.000	108.457	-2.72
200122		0.000	0.000	36.310	-2.72

100122	0.000	0.000	10.332	-3.13
10013	2.500	1.420	10.032	-4.97
2200141	0.000	0.000	105.116	-4.00
200141	0.000	0.000	35.191	-4.00
100141	2.400	1.300	9.986	-4.62
2200142	0.000	0.000	105.116	-4.00
200142	0.000	0.000	35.191	-4.00
100142	0.000	0.000	9.986	-4.62
10015	2.500	1.210	9.715	-6.29
10016	2.200	1.250	9.620	-6.24
220017	0.000	0.000	99.880	-6.81
20017	0.000	0.000	33.438	-6.81
10017	4.000	2.160	9.353	-8.68
10018	2.500	1.210	9.848	-5.87
10019	2.200	1.250	9.859	-5.47
10020	2.000	0.970	9.923	-5.24
10021	3.500	1.980	9.913	-5.29
220022	0.000	0.000	103.365	-5.64
20022	0.000	0.000	34.605	-5.64
10022	3.800	1.950	9.712	-7.30
10023	2.300	1.300	10.010	-4.88
10024	2.400	1.160	10.135	-4.65
10025	2.200	1.190	10.337	-3.72
2200261	0.000	0.000	111.777	-1.95
200261	0.000	0.000	37.421	-1.95
100261	3.600	2.040	10.610	-2.61
2200262	0.000	0.000	111.777	-1.95
200262	0.000	0.000	37.421	-1.95
100262	0.000	0.000	10.610	-2.61
2200271	0.000	0.000	113.327	-1.20
200271	0.000	0.000	37.927	-1.20
100271	3.800	1.840	10.813	-1.37
2200272	0.000	0.000	113.135	-1.39
200272	0.000	0.000	37.927	-1.20
100272	0.000	0.000	10.813	-1.37
501	16.500	8.453	103.279	-3.82
502	11.000	5.328	105.127	-3.18
503	2.000	0.000	114.167	-0.42
504	7.500	3.632	105.852	-3.13
1005011	0.000	0.000	9.878	-3.82
1005012	0.000	0.000	9.878	-3.82
1005021	0.000	0.000	10.055	-3.18
1005022	0.000	0.000	10.055	-3.18
1005031	0.000	0.000	11.417	-0.42
1005032	0.000	0.000	11.417	-0.42
1005041	0.000	0.000	10.125	-3.13
1005042	0.000	0.000	10.125	-3.13

Таблиця Б.4 – Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ									
N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	13.475	5.764	13.436	5.678	0.039	0.086	0.073	0.547
101	102	11.017	5.285	10.971	5.183	0.046	0.102	0.062	0.808

102	104	10.971	5.867	10.935	5.802	0.036	0.065	0.063	0.574
104	5	8.516	4.909	8.493	4.868	0.023	0.042	0.050	0.472
5	103	-6.239	-3.590	-6.263	-3.635	0.024	0.045	-0.037	-0.690
103	2	-6.263	-3.060	-6.266	-3.066	0.003	0.006	-0.035	-0.079
2	100	-12.528	-5.946	-12.634	-6.182	0.106	0.235	-0.070	-1.631
2	2200211	3.103	1.679	3.100	1.591	0.003	0.088	0.018	1.451
2200211	200211	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.002
200211	200212	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
2200212	200212	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.002
2	2200212	3.104	1.675	3.102	1.587	0.003	0.088	0.018	1.448
2200212	100212	3.103	1.584	3.100	1.584	0.003	0.000	0.018	0.074
100212	100211	3.100	1.584	3.100	1.584	0.000	0.000	0.187	0.000
2200211	100211	3.099	1.594	3.096	1.594	0.003	0.000	0.018	0.074
6	220061	7.105	4.160	7.100	3.955	0.005	0.205	0.044	1.505
220061	20061	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
20061	20062	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
220062	20062	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	220062	7.106	4.161	7.101	3.955	0.005	0.205	0.044	1.505
220062	10062	7.109	3.936	7.104	3.809	0.005	0.127	0.044	0.948
10062	10061	7.104	3.809	7.104	3.809	0.000	0.000	0.464	0.001
220061	10061	7.092	3.974	7.087	3.846	0.005	0.127	0.044	0.956
27	2200271	1.304	0.653	1.303	0.629	0.001	0.023	0.007	0.884
2200271	200271	0.824	0.283	0.824	0.283	0.000	0.000	0.004	0.038
200271	200272	0.824	0.283	0.824	0.283	0.000	0.000	0.013	0.000
2200272	200272	-0.823	-0.280	-0.824	-0.283	0.000	0.003	-0.004	-0.162
27	2200272	2.500	1.270	2.498	1.215	0.002	0.055	0.014	1.085
2200272	100272	3.322	1.495	3.319	1.495	0.003	0.000	0.019	0.079
100272	100271	3.319	1.495	3.319	1.495	0.000	0.000	0.194	0.000
2200271	100271	0.479	0.347	0.479	0.344	0.000	0.002	0.003	0.282
5	6	35.883	18.515	34.579	16.627	1.298	1.880	0.207	5.693
6	502	20.294	8.779	20.032	8.400	0.261	0.378	0.119	1.943
502	501	9.013	3.974	8.898	3.806	0.115	0.167	0.054	1.914
501	16	-7.624	-3.949	-7.648	-3.985	0.025	0.036	-0.048	-0.476
16	15	-13.907	-7.536	-14.000	-7.670	0.092	0.133	-0.088	-0.979
15	111	-16.518	-8.883	-16.518	-8.884	0.000	0.001	-0.103	-0.005
112	21	-9.744	-3.974	-9.772	-4.014	0.027	0.040	-0.057	-0.423
21	23	-17.131	-8.130	-17.253	-8.353	0.122	0.222	-0.102	-1.198
23	24	-19.570	-9.373	-19.701	-9.564	0.131	0.189	-0.116	-1.020
24	25	-22.119	-10.376	-22.424	-10.818	0.204	0.440	-0.129	-2.109
25	114	-24.641	-11.754	-24.721	-11.850	0.080	0.096	-0.142	-0.467
114	26	-24.721	-11.475	-25.022	-11.911	0.300	0.434	-0.141	-1.891
26	115	-28.667	-13.207	-28.816	-13.536	0.148	0.328	-0.161	-0.990
115	300	-34.679	-13.450	-34.829	-13.783	0.149	0.331	-0.188	-0.803
26	2200261	1.803	1.098	1.801	1.048	0.002	0.049	0.011	1.495
2200261	200261	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
200261	200262	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
2200262	200262	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	2200262	1.803	1.098	1.801	1.048	0.002	0.049	0.011	1.495
2200262	100262	1.801	1.047	1.799	1.018	0.002	0.029	0.011	0.903
100262	100261	1.799	1.018	1.799	1.018	0.000	0.000	0.112	0.000
2200261	100261	1.800	1.049	1.798	1.021	0.002	0.029	0.011	0.905
18	19	-1.596	-0.728	-1.598	-0.730	0.001	0.002	-0.010	-0.127
19	504	3.909	1.736	3.901	1.724	0.008	0.012	0.023	0.311
504	18	-3.613	-1.565	-3.617	-1.572	0.004	0.006	-0.021	-0.184
14	2200141	0.929	0.538	0.928	0.515	0.001	0.023	0.006	1.316
2200141	200141	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

200141	200142	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2200142	200142	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	2200142	1.474	0.856	1.473	0.819	0.001	0.036	0.009	1.216
2200142	100142	1.473	0.819	1.471	0.797	0.001	0.021	0.009	0.795
100142	100141	1.471	0.797	1.471	0.797	0.000	0.000	0.097	0.000
2200141	100141	0.928	0.515	0.927	0.502	0.001	0.013	0.006	0.796
220082	20082	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20082	20081	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.001	-0.000
220081	20081	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
220081	10081	7.991	4.717	7.985	4.553	0.006	0.163	0.050	1.116
10081	10082	-8.005	-4.511	-8.006	-4.511	0.000	0.000	-0.525	-0.001
220082	10082	8.012	4.674	8.006	4.511	0.006	0.163	0.050	1.108
8	220082	8.008	4.960	8.002	4.696	0.006	0.263	0.050	1.759
8	220081	8.007	4.959	8.001	4.695	0.006	0.263	0.050	1.759
2200121	200121	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
200121	200122	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
2200122	200122	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
2200122	100122	2.536	1.268	2.535	1.245	0.001	0.023	0.015	0.474
100122	100121	2.535	1.245	2.535	1.245	0.000	0.000	0.158	0.000
2200121	100121	1.064	0.504	1.063	0.494	0.001	0.010	0.006	0.473
12	2200121	1.015	0.507	1.014	0.492	0.001	0.015	0.006	0.756
12	2200122	2.586	1.320	2.585	1.280	0.001	0.039	0.015	0.753
2200101	100101	2.101	1.053	2.098	1.016	0.002	0.037	0.012	0.954
100101	100102	-2.099	-1.013	-2.099	-1.013	0.000	0.000	-0.128	-0.000
2200102	100102	2.102	1.050	2.099	1.013	0.002	0.037	0.012	0.952
2200102	200102	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	200101	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2200101	200101	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10	2200101	2.103	1.116	2.101	1.052	0.002	0.064	0.012	1.568
10	2200102	2.104	1.116	2.101	1.052	0.002	0.064	0.012	1.568
111	14	-16.518	-8.564	-16.703	-8.832	0.184	0.267	-0.102	-1.666
110	8	-23.897	-11.223	-23.960	-11.338	0.063	0.115	-0.141	-0.447
8	107	-8.741	-5.174	-8.755	-5.199	0.014	0.025	-0.054	-0.268
107	12	-11.274	-6.429	-11.329	-6.531	0.055	0.101	-0.069	-0.842
12	11	-14.977	-8.080	-15.058	-8.228	0.080	0.147	-0.090	-0.925
11	108	-17.475	-8.935	-17.662	-9.276	0.186	0.340	-0.103	-1.838
108	10	-17.662	-8.789	-17.666	-8.795	0.004	0.006	-0.102	-0.037
10	109	-21.912	-11.238	-21.919	-11.248	0.007	0.009	-0.127	-0.047
109	9	-21.919	-10.729	-22.216	-11.272	0.296	0.541	-0.126	-2.351
9	200	-24.433	-11.958	-24.533	-12.140	0.099	0.181	-0.137	-0.714
4	10041	4.600	2.346	4.595	2.234	0.005	0.112	0.026	1.243
10041	10042	-4.599	-2.224	-4.600	-2.224	0.000	0.000	-0.284	-0.000
4	10042	4.605	2.336	4.600	2.224	0.005	0.112	0.026	1.238
14	110	-23.684	-11.195	-23.897	-11.504	0.212	0.308	-0.142	-1.356
8	7	-31.311	-16.097	-31.661	-16.737	0.349	0.638	-0.188	-1.905
7	106	-34.280	-17.341	-35.241	-19.098	0.957	1.751	-0.201	-4.820
106	4	1.173	0.103	1.173	0.103	0.000	0.000	0.006	0.003
4	105	-8.095	-4.986	-8.097	-4.988	0.002	0.002	-0.048	-0.032
105	5	25.922	11.480	25.604	10.898	0.317	0.579	0.142	2.134
105	200	-34.019	-15.966	-34.071	-16.061	0.052	0.094	-0.189	-0.267
106	200	-36.414	-18.471	-36.475	-18.583	0.061	0.112	-0.205	-0.296
220051	20051	0.957	0.353	0.957	0.353	0.000	0.000	0.005	0.045
20051	20052	0.957	0.353	0.957	0.353	0.000	0.000	0.016	0.000
220052	20052	-0.957	-0.348	-0.957	-0.353	0.000	0.004	-0.005	-0.208
220052	10052	3.850	1.834	3.846	1.834	0.004	0.000	0.022	0.092
10052	10051	3.846	1.834	3.846	1.834	0.000	0.000	0.231	0.000

220051	10051	0.552	0.418	0.551	0.415	0.000	0.003	0.004	0.349
5	220051	1.510	0.804	1.509	0.771	0.001	0.033	0.009	1.116
5	220052	2.896	1.563	2.893	1.485	0.002	0.077	0.017	1.370
14	18	4.548	1.580	4.539	1.567	0.009	0.013	0.026	0.297
27	503	2.011	-0.335	2.011	-0.336	0.001	0.001	0.010	0.022
112	20	2.016	0.996	2.015	0.994	0.001	0.002	0.012	0.080
21	113	3.836	2.295	3.836	2.295	0.000	0.000	0.024	0.008
113	22	3.836	2.377	3.834	2.373	0.002	0.003	0.024	0.081
220022	20022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	2.206	1.300	2.199	1.189	0.007	0.110	0.013	2.810
107	13	2.519	1.645	2.519	1.645	0.000	0.000	0.016	0.000
13	10013	2.509	1.585	2.498	1.419	0.011	0.165	0.016	3.759
21	10021	3.509	2.188	3.498	1.979	0.011	0.208	0.022	3.318
7	1007	2.609	1.420	2.598	1.259	0.011	0.160	0.016	3.348
19	10019	2.207	1.382	2.199	1.249	0.009	0.132	0.014	3.404
503	1005031	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
22	220022	3.816	2.346	3.807	2.095	0.009	0.250	0.024	3.567
20	10020	2.005	1.071	1.999	0.969	0.007	0.101	0.012	2.709
504	1005042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	1005032	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
504	1005041	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
18	10018	2.509	1.370	2.498	1.209	0.011	0.160	0.016	3.460
25	10025	2.206	1.307	2.199	1.189	0.008	0.118	0.013	3.000
15	10015	2.509	1.374	2.498	1.209	0.011	0.164	0.016	3.544
16	17	4.043	2.630	4.037	2.623	0.005	0.007	0.027	0.173
17	220017	4.020	2.644	4.009	2.337	0.011	0.306	0.027	4.179
220017	10017	4.009	2.337	3.997	2.159	0.011	0.178	0.027	2.512
220017	20017	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	10016	2.208	1.389	2.199	1.249	0.009	0.139	0.014	3.547
501	1005011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
501	1005012	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	1005021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	1005022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
101	1	2.419	1.224	2.418	1.222	0.001	0.002	0.014	0.085
11	10011	2.408	1.369	2.398	1.229	0.009	0.139	0.015	3.202
24	10024	2.408	1.299	2.398	1.159	0.009	0.139	0.014	3.128
23	10023	2.308	1.440	2.299	1.299	0.009	0.140	0.015	3.446
19	112	-7.724	-2.306	-7.729	-3.313	0.005	0.007	-0.046	-0.092
115	27	5.864	1.411	5.863	1.410	0.000	0.001	0.030	0.011
220022	10022	3.807	2.095	3.798	1.949	0.009	0.146	0.024	2.151
1	1001	2.407	1.285	2.398	1.159	0.008	0.125	0.014	2.807
104	3	2.419	1.479	2.418	1.478	0.001	0.001	0.014	0.063
3	1003	2.408	1.498	2.398	1.359	0.009	0.138	0.014	3.298

Результати розрахунку спроектованої мережі (мінімальне навантаження)

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 156.777 МВт / 1373.367 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 148.700 МВт / 1302.612 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.104 МВт / 30.681 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 7.104 МВт / 30.681 млн.кВт*г

Втрати к.к. в трансформаторах: 0.716 МВт / 6.270 млн.кВт*г
Втрати нап. в трансформаторах: 0.219 МВт / 1.376 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.034 МВт / 7.646 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВІТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.138 МВт / 38.328 млн.кВт*г (2.8%)

Таблиця Б.5 – Інформація про вузли

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нап} , МВт	Q _{нап} , МВАр	U, кВ	фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-26.221	-12.623	110.000	0.00
101	101	0.000	0.000	109.410	-0.27
102	102	0.000	0.000	108.545	-0.64
104	104	0.000	0.000	107.937	-0.85
2	Немирів	0.000	0.000	108.258	-0.74
103	103	0.000	0.000	108.173	-0.78
5	Тулчин	0.000	0.000	107.439	-1.01
105	105	0.000	0.000	109.715	-0.11
106	106	0.000	0.000	109.683	-0.11
200	Ладимирська ТЕС	-95.562	-49.021	110.000	0.00
7	Суморівське	0.000	0.000	104.567	-1.87
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.235	-0.27
109	109	0.000	0.000	106.733	-1.16
10	Тростянець	0.000	0.000	106.683	-1.18
108	108	0.000	0.000	106.644	-1.19
12	Крижопіль	0.000	0.000	103.737	-2.21
107	107	0.000	0.000	102.856	-2.50
8	Вашлярка тлг	0.000	0.000	102.576	-2.59
110	110	0.000	0.000	102.108	-2.77
14	Томашпіль	0.000	0.000	100.691	-3.22
111	111	0.000	0.000	98.960	-3.73
15	Антонівка	0.000	0.000	98.955	-3.73
16	Борівка	0.000	0.000	97.943	-4.03
18	Гнатків	0.000	0.000	100.380	-3.34
112	112	0.000	0.000	100.604	-3.26
21	Ямпіль	0.000	0.000	101.042	-3.10
113	113	0.000	0.000	101.034	-3.10
23	Михайлівка	0.000	0.000	102.286	-2.61
24	Ігнатівка	0.000	0.000	103.354	-2.28
25	Коси	0.000	0.000	105.574	-1.61
114	114	0.000	0.000	106.068	-1.49

26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	108.075	-0.89
115	115	0.000	0.000	109.134	-0.42
300	Дністровська ГЕС	-34.994	-14.762	110.000	0.00
1	Вороновця	0.000	0.000	109.321	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	107.871	-0.86
6	Ракни тига	0.000	0.000	101.460	-2.77
4	ферментний завод	0.000	0.000	109.680	-0.11
11	Соболянка	0.000	0.000	104.706	-1.87
13	Ватилрка	0.000	0.000	102.856	-2.50
17	Моївка	0.000	0.000	97.762	-4.07
19	Дзигівка	0.000	0.000	100.510	-3.30
20	Радимське	0.000	0.000	100.521	-3.29
22	Пороги	0.000	0.000	100.950	-3.13
27	Яришів	0.000	0.000	109.122	-0.43
1001		2.400	1.160	10.185	-2.81
2200211		0.000	0.000	106.793	-2.12
200211		0.000	0.000	35.752	-2.12
100211		6.200	3.180	10.207	-2.10
2200212		0.000	0.000	106.796	-2.12
200212		0.000	0.000	35.752	-2.12
100212		0.000	0.000	10.207	-2.10
1003		2.400	1.360	10.001	-3.45
10041		9.200	4.460	9.898	-1.31
10042		0.000	0.000	9.898	-1.32
220051		0.000	0.000	106.313	-2.06
20051		0.000	0.000	35.576	-2.05
10051		4.400	2.250	10.135	-2.28
220052		0.000	0.000	106.063	-2.31
20052		0.000	0.000	35.576	-2.05
10052		0.000	0.000	10.135	-2.29
220061		0.000	0.000	99.993	-4.15
20061		0.000	0.000	23.910	-4.15
10061		14.200	7.660	9.478	-5.01
220062		0.000	0.000	99.992	-4.15
20062		0.000	0.000	23.910	-4.15
10062		0.000	0.000	9.478	-5.01
1007		2.600	1.260	9.690	-4.87
220081		0.000	0.000	100.850	-4.11
20081		0.000	0.000	24.115	-4.11
10081		16.000	9.070	9.545	-5.06
220082		0.000	0.000	100.850	-4.11
20082		0.000	0.000	24.115	-4.11
10082		0.000	0.000	9.545	-5.07
1009		2.200	1.190	10.175	-2.58
2200101		0.000	0.000	105.112	-2.67
200101		0.000	0.000	35.190	-2.67
100101		4.200	2.030	9.965	-3.55
2200102		0.000	0.000	105.112	-2.67
200102		0.000	0.000	35.190	-2.67
100102		0.000	0.000	9.965	-3.56
10011		2.400	1.230	9.715	-4.63
2200121		0.000	0.000	102.995	-2.97
200121		0.000	0.000	34.482	-2.97
100121		3.600	1.740	9.808	-3.43
2200122		0.000	0.000	102.998	-2.97
200122		0.000	0.000	34.482	-2.97

100122	0.000	0.000	9.808	-3.43
10013	2.500	1.420	9.488	-5.48
2200141	0.000	0.000	99.416	-4.39
200141	0.000	0.000	33.283	-4.39
100141	2.400	1.300	9.437	-5.08
2200142	0.000	0.000	99.416	-4.39
200142	0.000	0.000	33.283	-4.39
100142	0.000	0.000	9.437	-5.08
10015	2.500	1.210	9.146	-6.96
10016	2.200	1.250	9.045	-6.91
220017	0.000	0.000	93.770	-7.56
20017	0.000	0.000	31.393	-7.56
10017	4.000	2.160	8.754	-9.69
10018	2.500	1.210	9.288	-6.48
10019	2.200	1.250	9.300	-6.03
10020	2.000	0.970	9.368	-5.77
10021	3.500	1.980	9.359	-5.83
220022	0.000	0.000	97.513	-6.22
20022	0.000	0.000	32.646	-6.22
10022	3.800	1.950	9.140	-8.09
10023	2.300	1.300	9.462	-5.37
10024	2.400	1.160	9.596	-5.11
10025	2.200	1.190	9.814	-4.08
2200261	0.000	0.000	106.557	-2.13
200261	0.000	0.000	35.674	-2.13
100261	3.600	2.040	10.106	-2.86
2200262	0.000	0.000	106.557	-2.13
200262	0.000	0.000	35.674	-2.13
100262	0.000	0.000	10.106	-2.86
2200271	0.000	0.000	108.217	-1.31
200271	0.000	0.000	36.216	-1.31
100271	3.800	1.840	10.323	-1.50
2200272	0.000	0.000	108.016	-1.52
200272	0.000	0.000	36.216	-1.31
100272	0.000	0.000	10.324	-1.50
501	16.500	8.453	97.457	-4.18
502	11.000	5.328	99.442	-3.48
503	2.000	0.000	109.099	-0.46
504	7.500	3.632	100.190	-3.41
1005011	0.000	0.000	9.322	-4.18
1005012	0.000	0.000	9.322	-4.18
1005021	0.000	0.000	9.511	-3.48
1005022	0.000	0.000	9.511	-3.48
1005031	0.000	0.000	10.910	-0.46
1005032	0.000	0.000	10.910	-0.46
1005041	0.000	0.000	9.583	-3.41
1005042	0.000	0.000	9.583	-3.41

Таблиця Б.6 – Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ									
N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	13.534	6.148	13.490	6.051	0.044	0.097	0.078	0.592
101	102	11.071	5.569	11.019	5.453	0.052	0.115	0.065	0.871

102	104	11.019	6.078	10.979	6.004	0.040	0.072	0.067	0.613
104	5	8.560	5.043	8.534	4.997	0.026	0.047	0.053	0.503
5	103	-6.278	-3.737	-6.306	-3.788	0.028	0.051	-0.039	-0.741
103	2	-6.306	-3.264	-6.309	-3.271	0.003	0.006	-0.038	-0.086
2	100	-12.567	-6.210	-12.687	-6.475	0.119	0.264	-0.075	-1.751
2	2200211	3.103	1.688	3.100	1.591	0.003	0.096	0.019	1.529
2200211	200211	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.002
200211	200212	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
2200212	200212	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.002
2	2200212	3.105	1.684	3.102	1.587	0.003	0.096	0.019	1.526
2200212	100212	3.103	1.584	3.100	1.584	0.003	0.000	0.019	0.077
100212	100211	3.100	1.584	3.100	1.584	0.000	0.000	0.197	0.000
2200211	100211	3.099	1.594	3.096	1.594	0.003	0.000	0.019	0.077
6	220061	7.106	4.200	7.101	3.970	0.005	0.229	0.047	1.610
220061	20061	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
20061	20062	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
220062	20062	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	220062	7.107	4.200	7.102	3.970	0.005	0.229	0.047	1.610
220062	10062	7.110	3.951	7.104	3.809	0.005	0.142	0.047	1.014
10062	10061	7.104	3.809	7.104	3.809	0.000	0.000	0.490	0.001
220061	10061	7.093	3.989	7.087	3.846	0.005	0.142	0.047	1.022
27	2200271	1.304	0.655	1.303	0.630	0.001	0.025	0.008	0.930
2200271	200271	0.824	0.283	0.824	0.283	0.000	0.000	0.005	0.040
200271	200272	0.824	0.283	0.824	0.283	0.000	0.000	0.014	0.000
2200272	200272	-0.823	-0.280	-0.824	-0.283	0.000	0.003	-0.005	-0.171
27	2200272	2.501	1.275	2.499	1.215	0.002	0.060	0.015	1.141
2200272	100272	3.322	1.495	3.319	1.495	0.003	0.000	0.019	0.082
100272	100271	3.319	1.495	3.319	1.495	0.000	0.000	0.203	0.000
2200271	100271	0.479	0.347	0.479	0.344	0.000	0.002	0.003	0.256
5	6	36.090	19.179	34.623	17.055	1.461	2.116	0.219	6.081
6	502	20.343	9.080	20.047	8.652	0.295	0.427	0.127	2.082
502	501	9.032	4.131	8.900	3.941	0.131	0.190	0.058	2.061
501	16	-7.618	-3.891	-7.645	-3.930	0.027	0.040	-0.051	-0.503
16	15	-13.907	-7.623	-14.011	-7.774	0.104	0.150	-0.093	-1.045
15	111	-16.530	-9.025	-16.530	-9.026	0.001	0.001	-0.110	-0.005
112	21	-9.754	-4.084	-9.785	-4.129	0.031	0.045	-0.061	-0.453
21	23	-17.145	-8.366	-17.283	-8.617	0.137	0.251	-0.109	-1.285
23	24	-19.600	-9.696	-19.748	-9.911	0.148	0.214	-0.123	-1.092
24	25	-22.166	-10.787	-22.510	-11.286	0.343	0.497	-0.137	-2.261
25	114	-24.727	-12.269	-24.817	-12.378	0.090	0.108	-0.151	-0.500
114	26	-24.817	-12.037	-25.157	-12.529	0.338	0.490	-0.150	-2.030
26	115	-28.800	-13.921	-28.967	-14.292	0.167	0.370	-0.171	-1.068
115	300	-34.826	-14.389	-34.994	-14.762	0.168	0.372	-0.199	-0.869
26	2200261	1.803	1.105	1.801	1.051	0.002	0.054	0.011	1.579
2200261	200261	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
200261	200262	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
2200262	200262	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	2200262	1.803	1.106	1.801	1.051	0.002	0.054	0.011	1.579
2200262	100262	1.801	1.050	1.799	1.018	0.002	0.032	0.011	0.954
100262	100261	1.799	1.018	1.799	1.018	0.000	0.000	0.118	0.000
2200261	100261	1.800	1.052	1.798	1.021	0.002	0.032	0.011	0.956
18	19	-1.602	-0.707	-1.604	-0.709	0.001	0.002	-0.010	-0.134
19	504	3.913	1.738	3.904	1.725	0.009	0.013	0.025	0.330
504	18	-3.608	-1.599	-3.613	-1.607	0.005	0.007	-0.023	-0.196
14	2200141	0.929	0.542	0.928	0.516	0.001	0.026	0.006	1.408
2200141	200141	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

200141	200142	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2200142	200142	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	2200142	1.474	0.862	1.473	0.822	0.002	0.041	0.010	1.408
2200142	100142	1.473	0.821	1.471	0.797	0.002	0.024	0.010	0.850
100142	100141	1.471	0.797	1.471	0.797	0.000	0.000	0.102	0.000
2200141	100141	0.928	0.517	0.927	0.502	0.001	0.015	0.006	0.851
220082	20082	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20082	20081	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.001	-0.000
220081	20081	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
220081	10081	7.992	4.736	7.985	4.553	0.007	0.182	0.053	1.192
10081	10082	-8.005	-4.511	-8.006	-4.511	0.000	0.000	-0.555	-0.001
220082	10082	8.013	4.693	8.006	4.511	0.007	0.182	0.053	1.183
8	220082	8.010	5.009	8.002	4.715	0.007	0.292	0.053	1.880
8	220081	8.009	5.009	8.002	4.714	0.007	0.292	0.053	1.880
2200121	200121	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.003
200121	200122	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
2200122	200122	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
2200122	100122	2.536	1.271	2.535	1.245	0.001	0.026	0.016	0.503
100122	100121	2.535	1.245	2.535	1.245	0.000	0.000	0.166	0.000
2200121	100121	1.064	0.505	1.063	0.494	0.001	0.011	0.007	0.503
12	2200121	1.015	0.510	1.014	0.493	0.001	0.017	0.006	0.803
12	2200122	2.586	1.327	2.585	1.283	0.001	0.043	0.016	0.800
2200101	100101	2.101	1.057	2.098	1.016	0.003	0.041	0.013	1.011
100101	100102	-2.099	-1.013	-2.099	-1.013	0.000	0.000	-0.135	-0.000
2200102	100102	2.102	1.054	2.099	1.013	0.003	0.041	0.013	1.009
2200102	200102	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	200101	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2200101	200101	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10	2200101	2.104	1.127	2.101	1.056	0.003	0.071	0.013	1.663
10	2200102	2.104	1.127	2.101	1.056	0.003	0.071	0.013	1.663
111	14	-16.530	-8.740	-16.739	-9.043	0.208	0.301	-0.109	-1.782
110	8	-23.951	-11.721	-24.022	-11.852	0.071	0.130	-0.151	-0.482
8	107	-8.769	-5.302	-8.784	-5.331	0.015	0.028	-0.058	-0.287
107	12	-11.304	-6.616	-11.366	-6.730	0.062	0.114	-0.073	-0.902
12	11	-15.010	-8.316	-15.101	-8.483	0.090	0.165	-0.095	-0.990
11	108	-17.519	-9.268	-17.729	-9.652	0.209	0.383	-0.109	-1.971
108	10	-17.729	-9.210	-17.734	-9.217	0.005	0.007	-0.108	-0.040
10	109	-21.977	-11.662	-21.985	-11.673	0.007	0.011	-0.134	-0.050
109	9	-21.985	-11.201	-22.319	-11.812	0.333	0.609	-0.133	-2.523
9	200	-24.536	-12.562	-24.648	-12.767	0.111	0.204	-0.145	-0.766
4	10041	4.601	2.357	4.595	2.234	0.006	0.123	0.027	1.305
10041	10042	-4.599	-2.224	-4.600	-2.224	0.000	0.000	-0.297	-0.000
4	10042	4.605	2.347	4.600	2.224	0.006	0.123	0.027	1.300
14	110	-23.709	-11.625	-23.951	-11.975	0.241	0.348	-0.151	-1.456
8	7	-31.340	-16.581	-31.735	-17.301	0.393	0.718	-0.199	-2.040
7	106	-34.354	-18.001	-35.437	-19.981	1.078	1.972	-0.214	-5.171
106	4	1.153	-0.007	1.153	-0.007	0.000	0.000	0.006	0.003
4	105	-8.110	-5.082	-8.112	-5.086	0.002	0.002	-0.050	-0.034
105	5	26.086	12.090	25.728	11.435	0.356	0.652	0.151	2.292
105	200	-34.198	-16.716	-34.256	-16.822	0.058	0.106	-0.200	-0.286
106	200	-36.590	-19.306	-36.659	-19.432	0.068	0.125	-0.217	-0.317
220051	20051	0.957	0.353	0.957	0.353	0.000	0.000	0.006	0.047
20051	20052	0.957	0.353	0.957	0.353	0.000	0.000	0.017	0.000
220052	20052	-0.957	-0.348	-0.957	-0.353	0.000	0.005	-0.006	-0.220
220052	10052	3.850	1.834	3.846	1.834	0.004	0.000	0.023	0.097
10052	10051	3.846	1.834	3.846	1.834	0.000	0.000	0.242	0.000

220051	10051	0.552	0.419	0.551	0.415	0.000	0.003	0.004	0.268
5	220051	1.510	0.808	1.509	0.772	0.001	0.036	0.009	1.178
5	220052	2.896	1.571	2.894	1.485	0.003	0.085	0.018	1.446
14	18	4.540	1.725	4.530	1.710	0.010	0.015	0.028	0.323
27	503	2.010	-0.306	2.010	-0.306	0.001	0.001	0.011	0.023
112	20	2.016	1.016	2.015	1.015	0.001	0.002	0.012	0.086
21	113	3.837	2.352	3.837	2.352	0.000	0.000	0.026	0.008
113	22	3.837	2.426	3.835	2.422	0.002	0.004	0.026	0.087
220022	20022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	2.207	1.311	2.199	1.189	0.008	0.121	0.014	2.964
107	13	2.519	1.659	2.519	1.659	0.000	0.000	0.017	0.000
13	10013	2.511	1.604	2.498	1.419	0.012	0.184	0.017	4.019
21	10021	3.511	2.213	3.498	1.979	0.013	0.233	0.024	3.558
7	1007	2.610	1.438	2.598	1.259	0.012	0.178	0.016	3.572
19	10019	2.209	1.398	2.199	1.249	0.010	0.149	0.015	3.652
503	1005031	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22	220022	3.819	2.398	3.808	2.114	0.011	0.283	0.026	3.861
20	10020	2.006	1.083	1.999	0.969	0.008	0.113	0.013	2.908
504	1005042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	1005032	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	1005041	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
18	10018	2.510	1.389	2.498	1.209	0.012	0.179	0.016	3.724
25	10025	2.207	1.320	2.199	1.189	0.009	0.130	0.014	3.188
15	10015	2.511	1.395	2.498	1.209	0.012	0.185	0.017	3.825
16	17	4.044	2.702	4.039	2.694	0.005	0.008	0.029	0.186
17	220017	4.024	2.713	4.011	2.362	0.013	0.349	0.029	4.560
220017	10017	4.011	2.362	3.997	2.159	0.013	0.203	0.029	2.738
220017	20017	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	10016	2.209	1.407	2.199	1.249	0.010	0.157	0.015	3.825
501	1005011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
501	1005012	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
502	1005021	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	1005022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
101	1	2.419	1.242	2.418	1.240	0.002	0.002	0.014	0.089
11	10011	2.409	1.385	2.398	1.229	0.010	0.155	0.015	3.412
24	10024	2.409	1.315	2.398	1.159	0.010	0.155	0.015	3.342
23	10023	2.309	1.456	2.299	1.299	0.010	0.156	0.015	3.685
19	112	-7.733	-3.361	-7.739	-3.368	0.005	0.008	-0.048	-0.098
115	27	5.859	1.464	5.859	1.463	0.000	0.001	0.032	0.012
220022	10022	3.808	2.114	3.798	1.949	0.011	0.164	0.026	2.225
1	1001	2.408	1.297	2.398	1.159	0.009	0.137	0.014	2.964
104	3	2.419	1.496	2.418	1.494	0.001	0.001	0.015	0.066
3	1003	2.409	1.512	2.398	1.359	0.010	0.153	0.015	3.490

Результати розрахунку спроектованої мережі (післяварійний режим)

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрач: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 155.289 МВт / 1360.329 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 148.700 МВт / 1302.612 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 5.518 МВт / 23.832 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 5.518 МВт / 23.832 млн.кВт*г

Втрати к.к. в трансформаторах: 0.887 МВт / 7.769 млн.кВт*г
Втрати нагр. в трансформаторах: 0.252 МВт / 1.090 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.139 МВт / 8.859 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.657 МВт / 32.691 млн.кВт*г (2.4%)

Таблиця Б.7 – Інформація про вузли

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нагр} , МВт	Q _{нагр} , МВАр	U, кВ	φ _{нагр} , град
100	Вінницький енерговузол	-26.005	-11.179	121.000	0.00
101	101	0.000	0.000	120.502	-0.23
102	102	0.000	0.000	119.764	-0.54
104	104	0.000	0.000	119.236	-0.71
2	Немирів	0.000	0.000	119.503	-0.62
103	103	0.000	0.000	119.431	-0.65
5	Тулчин	0.000	0.000	118.800	-0.84
105	105	0.000	0.000	120.754	-0.09
106	106	0.000	0.000	120.726	-0.09
200	Ладизимська ТЕС	-94.613	-44.314	121.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	116.317	-1.57
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.343	-0.23
109	109	0.000	0.000	118.188	-0.98
10	Тростянець	0.000	0.000	118.145	-0.99
108	108	0.000	0.000	118.112	-1.00
12	Крижопіль	0.000	0.000	115.597	-1.85
107	107	0.000	0.000	114.834	-2.09
8	Валківська ТЕС	0.000	0.000	114.591	-2.16
110	110	0.000	0.000	114.192	-2.31
14	Томашпіль	0.000	0.000	112.972	-2.68
111	111	0.000	0.000	111.466	-3.09
15	Антонівка	0.000	0.000	111.462	-3.09
16	Борівка	0.000	0.000	110.574	-3.33
18	Гнатків	0.000	0.000	112.713	-2.78
112	112	0.000	0.000	112.914	-2.72
21	Ямпіль	0.000	0.000	113.295	-2.59
113	113	0.000	0.000	113.287	-2.59
23	Михайлівка	0.000	0.000	114.371	-2.19
24	Ігнатовка	0.000	0.000	115.296	-1.92
25	Косин	0.000	0.000	117.214	-1.35
114	114	0.000	0.000	117.642	-1.25

26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	119.370	-0.74
115	115	0.000	0.000	120.270	-0.36
300	Дністровська ГЕС	-34.671	-12.672	121.000	0.00
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.422	-0.25
3	Брацлав	0.000	0.000	119.177	-0.72
6	Ракки тига	0.000	0.000	113.591	-2.30
4	ферментний завод	0.000	0.000	120.723	-0.09
11	Соболівка	0.000	0.000	116.439	-1.57
13	Валнярка	0.000	0.000	114.834	-2.09
17	Моївка	0.000	0.000	110.418	-3.36
19	Дзигівка	0.000	0.000	112.830	-2.75
20	Радимське	0.000	0.000	112.841	-2.74
22	Пороги	0.000	0.000	113.214	-2.62
27	Яришів	0.000	0.000	120.260	-0.36
1001		2.400	1.160	11.275	-2.31
2200211		0.000	0.000	118.184	-1.75
200211		0.000	0.000	39.566	-1.75
100211		6.200	3.180	11.297	-1.73
2200212		0.000	0.000	118.187	-1.75
200212		0.000	0.000	39.566	-1.75
100212		0.000	0.000	11.297	-1.73
1003		2.400	1.360	11.116	-2.83
10041		9.200	4.460	10.918	-1.08
10042		0.000	0.000	10.918	-1.09
220051		0.000	0.000	117.788	-1.71
20051		0.000	0.000	39.419	-1.70
10051		4.400	2.250	11.236	-1.89
220052		0.000	0.000	117.563	-1.91
20052		0.000	0.000	39.419	-1.70
10052		0.000	0.000	11.236	-1.89
220061		0.000	0.000	112.299	-3.40
20061		0.000	0.000	26.853	-3.40
10061		14.200	7.660	10.664	-4.08
220062		0.000	0.000	112.299	-3.40
20062		0.000	0.000	26.853	-3.40
10062		0.000	0.000	10.665	-4.08
1007		2.600	1.260	10.849	-3.98
220081		0.000	0.000	113.070	-3.37
20081		0.000	0.000	27.037	-3.37
10081		16.000	9.070	10.725	-4.13
220082		0.000	0.000	113.070	-3.37
20082		0.000	0.000	27.037	-3.37
10082		0.000	0.000	10.726	-4.13
1009		2.200	1.190	11.265	-2.12
2200101		0.000	0.000	116.747	-2.21
200101		0.000	0.000	39.085	-2.21
100101		4.200	2.030	11.087	-2.92
2200102		0.000	0.000	116.747	-2.21
200102		0.000	0.000	39.085	-2.21
100102		0.000	0.000	11.087	-2.92
10011		2.400	1.230	10.871	-3.78
2200121		0.000	0.000	114.937	-2.46
200121		0.000	0.000	38.480	-2.46
100121		3.600	1.740	10.954	-2.83
2200122		0.000	0.000	114.940	-2.46
200122		0.000	0.000	38.480	-2.46

100122	0.000	0.000	10.955	-2.83
10013	2.500	1.420	10.675	-4.46
2200141	0.000	0.000	111.849	-3.61
200141	0.000	0.000	37.445	-3.61
100141	2.400	1.300	10.634	-4.15
2200142	0.000	0.000	111.849	-3.61
200142	0.000	0.000	37.445	-3.61
100142	0.000	0.000	10.634	-4.15
10015	2.500	1.210	10.383	-5.62
10016	2.200	1.250	10.295	-5.58
220017	0.000	0.000	107.022	-6.07
20017	0.000	0.000	35.829	-6.07
10017	4.000	2.160	10.051	-7.70
10018	2.500	1.210	10.507	-5.25
10019	2.200	1.250	10.517	-4.90
10020	2.000	0.970	10.576	-4.70
10021	3.500	1.980	10.567	-4.75
220022	0.000	0.000	110.249	-5.05
20022	0.000	0.000	36.910	-5.05
10022	3.800	1.950	10.382	-6.51
10023	2.300	1.300	10.656	-4.39
10024	2.400	1.160	10.772	-4.18
10025	2.200	1.190	10.959	-3.35
2200261	0.000	0.000	118.011	-1.76
200261	0.000	0.000	39.508	-1.76
100261	3.600	2.040	11.210	-2.36
2200262	0.000	0.000	118.011	-1.76
200262	0.000	0.000	39.508	-1.76
100262	0.000	0.000	11.210	-2.36
2200271	0.000	0.000	119.443	-1.09
200271	0.000	0.000	39.975	-1.08
100271	3.800	1.840	11.400	-1.24
2200272	0.000	0.000	119.261	-1.26
200272	0.000	0.000	39.975	-1.08
100272	0.000	0.000	11.400	-1.24
501	16.500	8.453	110.139	-3.45
502	11.000	5.328	111.843	-2.88
503	2.000	0.000	120.240	-0.38
504	7.500	3.632	112.547	-2.84
1005011	0.000	0.000	10.535	-3.45
1005012	0.000	0.000	10.535	-3.45
1005021	0.000	0.000	10.698	-2.88
1005022	0.000	0.000	10.698	-2.88
1005031	0.000	0.000	12.024	-0.38
1005032	0.000	0.000	12.024	-0.38
1005041	0.000	0.000	10.765	-2.84
1005042	0.000	0.000	10.765	-2.84

Таблиця Б.8 – Інформація про вітки

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ									
N початку	N кінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	13.419	5.326	13.385	5.250	0.034	0.075	0.069	0.499
101	102	10.966	4.967	10.926	4.877	0.040	0.089	0.058	0.742

102	104	10.926	5.627	10.894	5.580	0.031	0.057	0.059	0.532
104	5	8.475	4.770	8.455	4.732	0.020	0.037	0.047	0.440
5	103	-6.201	-3.431	-6.222	-3.470	0.021	0.039	-0.034	-0.637
103	2	-6.222	-2.821	-6.225	-2.836	0.002	0.005	-0.033	-0.072
2	100	-12.492	-5.645	-12.585	-5.853	0.093	0.207	-0.066	-1.504
2	2200211	3.102	1.670	3.100	1.591	0.002	0.079	0.017	1.367
2200211	200211	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	-0.001
200211	200212	0.001	-0.003	0.001	-0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
2200212	200212	-0.001	0.003	-0.001	0.003	0.000	0.000	-0.000	0.001
2	2200212	3.104	1.666	3.101	1.587	0.002	0.079	0.017	1.364
2200212	100212	3.102	1.584	3.100	1.584	0.002	0.000	0.017	0.070
100212	100211	3.100	1.584	3.100	1.584	0.000	0.000	0.178	0.000
2200211	100211	3.098	1.594	3.096	1.594	0.002	0.000	0.017	0.070
6	220061	7.104	4.121	7.100	3.940	0.004	0.181	0.042	1.397
220061	20061	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
20061	20062	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
220062	20062	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	220062	7.105	4.122	7.101	3.940	0.004	0.181	0.042	1.397
220062	10062	7.109	3.921	7.104	3.809	0.004	0.112	0.042	0.881
10062	10061	7.104	3.809	7.104	3.809	0.000	0.000	0.436	0.001
220061	10061	7.092	3.959	7.087	3.846	0.004	0.112	0.042	0.888
27	2200271	1.303	0.650	1.303	0.629	0.001	0.021	0.007	0.836
2200271	200271	0.824	0.283	0.823	0.283	0.000	0.000	0.004	0.036
200271	200272	0.823	0.283	0.823	0.283	0.000	0.000	0.013	0.000
2200272	200272	-0.823	-0.283	-0.823	-0.283	0.000	0.003	-0.004	-0.153
27	2200272	2.500	1.264	2.498	1.215	0.001	0.049	0.013	1.025
2200272	100272	3.322	1.495	3.319	1.495	0.003	0.000	0.018	0.075
100272	100271	3.319	1.495	3.319	1.495	0.000	0.000	0.184	0.000
2200271	100271	0.479	0.346	0.479	0.344	0.000	0.002	0.003	0.267
5	6	35.681	17.801	34.539	16.147	1.138	1.648	0.193	5.288
6	502	20.247	8.437	20.018	8.105	0.228	0.330	0.111	1.797
502	501	8.996	3.798	8.895	3.652	0.100	0.145	0.050	1.763
501	16	-7.630	-4.008	-7.652	-4.040	0.022	0.032	-0.045	-0.448
16	15	-13.910	-7.441	-13.990	-7.558	0.081	0.117	-0.082	-0.912
15	111	-16.509	-8.730	-16.509	-8.731	0.000	0.001	-0.097	-0.004
112	21	-9.735	-3.844	-9.759	-3.879	0.024	0.035	-0.053	-0.392
21	23	-17.118	-7.866	-17.225	-8.061	0.106	0.194	-0.096	-1.108
23	24	-19.542	-9.012	-19.657	-9.178	0.114	0.166	-0.108	-0.944
24	25	-22.075	-9.915	-22.341	-10.301	0.266	0.385	-0.121	-1.950
25	114	-24.558	-11.181	-24.628	-11.265	0.070	0.084	-0.133	-0.433
114	26	-24.628	-10.846	-24.891	-11.226	0.262	0.379	-0.132	-1.746
26	115	-28.540	-12.406	-28.670	-12.694	0.129	0.287	-0.150	-0.908
115	300	-34.540	-12.380	-34.671	-12.672	0.131	0.290	-0.176	-0.732
26	2200261	1.802	1.089	1.800	1.045	0.002	0.044	0.010	1.405
2200261	200261	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
200261	200262	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
2200262	200262	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	2200262	1.802	1.089	1.801	1.045	0.002	0.044	0.010	1.405
2200262	100262	1.801	1.044	1.799	1.018	0.002	0.026	0.010	0.849
100262	100261	1.799	1.018	1.799	1.018	0.000	0.000	0.106	0.000
2200261	100261	1.800	1.046	1.798	1.021	0.002	0.026	0.010	0.851
18	19	-1.591	-0.753	-1.592	-0.755	0.001	0.002	-0.009	-0.121
19	504	3.906	1.733	3.899	1.722	0.007	0.010	0.022	0.292
504	18	-3.617	-1.522	-3.621	-1.528	0.004	0.006	-0.020	-0.171
14	2200141	0.929	0.534	0.928	0.513	0.001	0.020	0.005	1.221
2200141	200141	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

200141	200142	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2200142	200142	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	2200142	1.474	0.849	1.472	0.816	0.001	0.032	0.009	1.221
2200142	100142	1.472	0.816	1.471	0.797	0.001	0.019	0.009	0.738
100142	100141	1.471	0.797	1.471	0.797	0.000	0.000	0.091	0.000
2200141	100141	0.928	0.514	0.927	0.502	0.001	0.012	0.005	0.739
220082	20082	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
20082	20081	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
220081	20081	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
220081	10081	7.991	4.698	7.985	4.553	0.006	0.144	0.047	1.038
10081	10082	-8.005	-4.511	-8.006	-4.511	0.000	0.000	-0.494	-0.001
220082	10082	8.011	4.655	8.006	4.511	0.006	0.144	0.047	1.030
8	220082	8.007	4.910	8.001	4.677	0.006	0.232	0.047	1.635
8	220081	8.006	4.910	8.000	4.676	0.006	0.232	0.047	1.635
2200121	200121	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
200121	200122	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
2200122	200122	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
2200122	100122	2.536	1.265	2.535	1.245	0.001	0.021	0.014	0.443
100122	100121	2.535	1.245	2.535	1.245	0.000	0.000	0.149	0.000
2200121	100121	1.064	0.503	1.063	0.494	0.001	0.009	0.006	0.442
12	2200121	1.015	0.504	1.014	0.491	0.001	0.014	0.006	0.706
12	2200122	2.586	1.313	2.585	1.278	0.001	0.035	0.014	0.703
2200101	100101	2.100	1.049	2.098	1.016	0.002	0.033	0.012	0.893
100101	100102	-2.099	-1.013	-2.099	-1.013	0.000	0.000	-0.121	-0.000
2200102	100102	2.101	1.046	2.099	1.013	0.002	0.033	0.012	0.892
2200102	200102	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	200101	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2200101	200101	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10	2200101	2.103	1.105	2.101	1.048	0.002	0.057	0.012	1.468
10	2200102	2.103	1.105	2.101	1.048	0.002	0.057	0.012	1.468
111	14	-16.509	-8.368	-16.671	-8.601	0.161	0.233	-0.096	-1.545
110	8	-23.848	-10.652	-23.903	-10.753	0.055	0.100	-0.132	-0.411
8	107	-8.714	-5.037	-8.726	-5.059	0.012	0.022	-0.051	-0.249
107	12	-11.245	-6.226	-11.294	-6.315	0.048	0.088	-0.065	-0.779
12	11	-14.947	-7.821	-15.017	-7.950	0.070	0.129	-0.084	-0.858
11	108	-17.435	-8.563	-17.599	-8.861	0.163	0.297	-0.096	-1.698
108	10	-17.599	-8.319	-17.602	-8.324	0.004	0.005	-0.095	-0.034
10	109	-21.852	-10.770	-21.858	-10.778	0.006	0.008	-0.119	-0.043
109	9	-21.858	-10.199	-22.118	-10.676	0.259	0.475	-0.118	-2.171
9	200	-24.336	-11.284	-24.423	-11.443	0.087	0.159	-0.128	-0.658
4	10041	4.600	2.335	4.595	2.234	0.005	0.101	0.025	1.175
10041	10042	-4.599	-2.224	-4.599	-2.224	0.000	0.000	-0.270	-0.000
4	10042	4.604	2.325	4.599	2.224	0.005	0.101	0.025	1.171
14	110	-23.663	-10.701	-23.848	-10.969	0.185	0.268	-0.132	-1.250
8	7	-31.287	-15.551	-31.593	-16.112	0.305	0.559	-0.176	-1.763
7	106	-34.212	-16.600	-35.054	-18.138	0.838	1.532	-0.188	-4.453
106	4	1.192	0.223	1.192	0.223	0.000	0.000	0.006	0.003
4	105	-8.082	-4.888	-8.083	-4.890	0.002	0.002	-0.045	-0.031
105	5	25.762	10.804	25.483	10.294	0.278	0.508	0.133	1.967
105	200	-32.845	-15.137	-33.891	-15.220	0.045	0.083	-0.177	-0.247
106	200	-36.246	-17.552	-36.299	-17.651	0.054	0.098	-0.192	-0.274
220051	20051	0.957	0.352	0.957	0.352	0.000	0.000	0.005	0.043
20051	20052	0.957	0.352	0.957	0.352	0.000	0.000	0.015	0.000
220052	20052	-0.956	-0.348	-0.957	-0.352	0.000	0.004	-0.005	-0.196
220052	10052	3.850	1.834	3.846	1.834	0.004	0.000	0.021	0.087
10052	10051	3.846	1.834	3.846	1.834	0.000	0.000	0.219	0.000

220051	10051	0.552	0.418	0.551	0.415	0.000	0.003	0.003	0.329
5	220051	1.510	0.800	1.509	0.770	0.001	0.029	0.008	1.051
5	220052	2.895	1.555	2.893	1.485	0.002	0.069	0.016	1.289
14	18	4.557	1.406	4.549	1.394	0.008	0.011	0.024	0.269
27	503	2.012	-0.372	2.012	-0.372	0.000	0.001	0.010	0.020
112	20	2.016	0.974	2.015	0.972	0.001	0.001	0.011	0.075
21	113	2.826	2.238	2.826	2.238	0.000	0.000	0.023	0.007
113	22	2.826	2.230	2.824	2.227	0.002	0.003	0.023	0.075
220022	20022	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	1009	2.205	1.289	2.199	1.189	0.007	0.099	0.012	2.646
107	12	2.519	1.624	2.519	1.624	0.000	0.000	0.015	0.000
13	10013	2.508	1.565	2.498	1.419	0.010	0.146	0.015	3.493
21	10021	2.508	2.163	2.498	1.979	0.010	0.182	0.021	2.075
7	1007	2.608	1.402	2.598	1.259	0.009	0.142	0.015	3.117
19	10019	2.206	1.266	2.199	1.249	0.008	0.116	0.013	3.152
503	1005031	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
22	220022	2.814	2.297	2.806	2.077	0.008	0.219	0.023	2.275
20	10020	2.005	1.058	1.999	0.969	0.006	0.089	0.012	2.508
504	1005042	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
503	1005032	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	1005041	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
18	10018	2.508	1.350	2.498	1.209	0.009	0.140	0.015	3.194
25	10025	2.206	1.294	2.199	1.189	0.007	0.105	0.013	2.805
15	10015	2.508	1.353	2.498	1.209	0.010	0.144	0.015	3.262
16	17	4.041	2.561	4.036	2.555	0.004	0.006	0.025	0.160
17	220017	4.017	2.579	4.007	2.313	0.010	0.265	0.025	3.806
220017	10017	4.007	2.313	3.997	2.159	0.010	0.154	0.025	2.290
220017	20017	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	10016	2.207	1.371	2.199	1.249	0.008	0.121	0.014	3.267
501	1005011	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
501	1005012	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	1005021	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
502	1005022	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
101	1	2.419	1.204	2.418	1.202	0.001	0.002	0.013	0.080
11	10011	2.407	1.353	2.398	1.229	0.008	0.124	0.014	2.986
24	10024	2.407	1.283	2.398	1.159	0.008	0.123	0.014	2.907
23	10023	2.307	1.423	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.201
19	112	-7.715	-3.243	-7.719	-3.249	0.004	0.006	-0.042	-0.086
115	27	5.869	1.346	5.869	1.345	0.000	0.001	0.029	0.010
220022	10022	2.806	2.077	2.798	1.949	0.008	0.127	0.023	1.976
1	1001	2.406	1.272	2.398	1.159	0.007	0.112	0.013	2.641
104	3	2.419	1.462	2.418	1.461	0.001	0.001	0.014	0.059
3	1003	2.407	1.483	2.398	1.359	0.008	0.124	0.014	3.095

ДОДАТОК В
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

«Аналіз функціонування обладнання електропідстанції в районній
електромережі»



ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І СИСТЕМ

1

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:
Аналіз функціонування обладнання
електропідстанції в районній електромережі

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

Нетребський В. В.

Виконав: студент групи ЕС-216

Балаба В. В.

2

ВСТУП

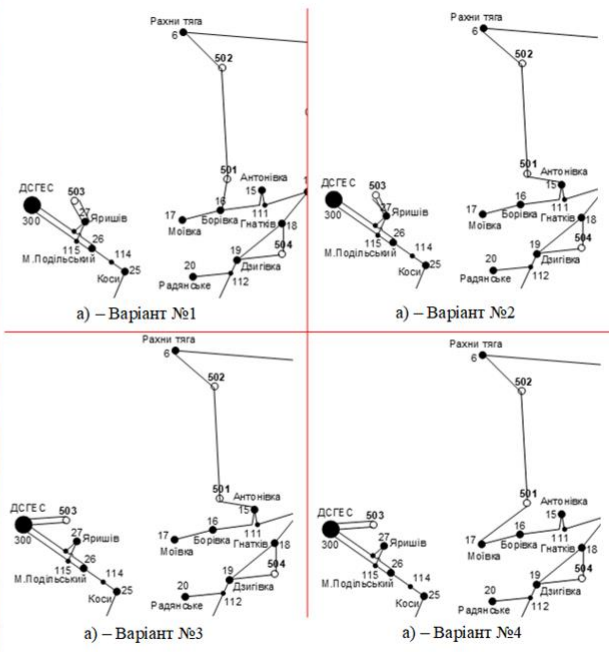
Ефективне функціонування електропідстанцій є критичним чинником надійності електропостачання споживачів у сучасних електроенергетичних системах. У контексті зростання енергетичних навантажень, впровадження новітніх технологій та підвищених вимог до якості електроенергії, особливу актуальність набуває аналіз роботи обладнання електропідстанцій у районних електромережах. Забезпечення високого рівня надійності, зниження витрат на експлуатацію та оптимізація технічних рішень при модернізації мереж вимагають комплексного підходу, що базується на використанні сучасних математичних методів моделювання, інженерного аналізу та економічної оцінки.

Мета роботи — виконати аналіз функціонування обладнання електропідстанції у складі районної електромережі з метою оптимізації техніко-економічних показників та забезпечення ефективності її подальшого розвитку.

Задачі дослідження:

- провести розрахунок та аналіз режимів роботи заданого фрагменту електричних мереж;
- обрати оптимальну модель розвитку електричної мережі на основі техніко-економічного обґрунтування;
- виконати аналіз експлуатації обладнання електропідстанції та його технічного стану;

Вихідна електрична мережа



Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла 501.

$$S_T = \frac{S_{max}}{1,4(n_T - 1)} = \frac{18,539}{1,4(2-1)} = 13,242 \text{ (MBA)}.$$

Результати вибору трансформаторів на підстанціях

№ вуз-ла	S ₀ , MBA	Тип	S _{ном} , MBA	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		
					ВН	НН	%
501	13,242	ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	6,5; 11	10,5
502	8,73	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5
503	1,429	ТМН-2500/110	2,5	±10х 1,5%	110	6,6; 11	10,5
504	5,952	ТМН-6300/110	6,3	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5

Порахуємо значення струму на певній ділянці та порівняємо із допустим тривалим струмом для відповідної марки проводу.

$$\frac{|S_{502-105}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} < 390 \text{ (A)},$$

$$\frac{11,444}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390 \text{ (A)},$$

$$60,068 < 390 \text{ (A)}.$$

Результати вибору марки та площі перерізу проводів

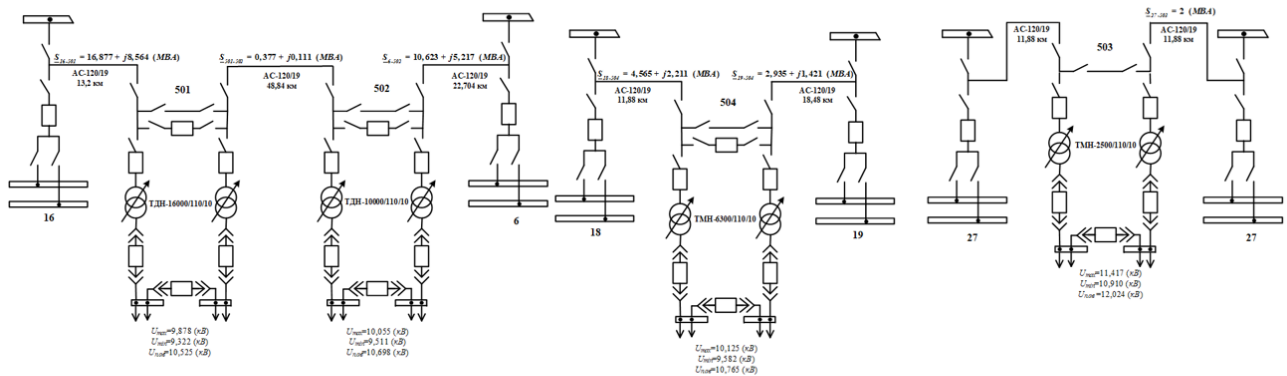
№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	S _л , MBA	U _{ном} , кВ	I _{розр} , А	I _е , А	F, мм ²	Марка проводу АС-
1	16-501	13,2	1	18,925	73,322	104,299	125	120	120/19
	501-502	48,84	1	0,393	12,27	2,165	125	120	120/19
	6-502	22,704	1	11,835	62,335	65,223	125	120	120/19
	503-27	11,88	2	2	27,82	5,511	125	120	120/19
	18-504	11,88	1	5,072	41,18	27,955	125	120	120/19
	19-504	18,48	1	3,261	33,731	17,971	125	120	120/19

Результати порівняння для двох варіантів схем

№ сх.	K _п	K _л	K	B _п	B _л	B _{фв}	B	З
	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн
1	77910	66993	144903	2181	6297	2647	11124	28512
2	77910	67658	145568	2181	6359	2648	11188	28656

Електрична схема «Районної електричної мережі» Обрано перший варіант розвитку

5

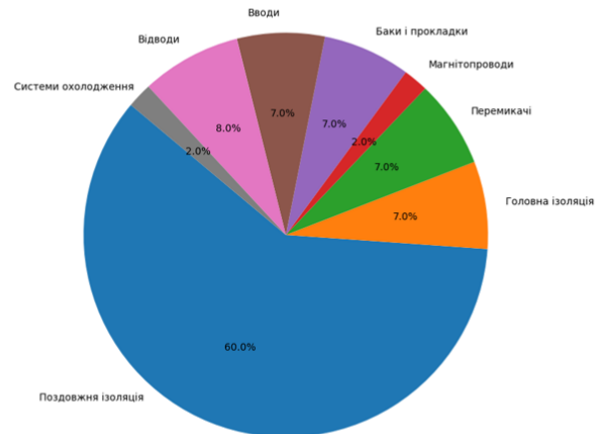


Орієнтовний розподіл пошкоджень між окремими елементами трансформаторів

6

Надійність трансформаторів із напругою 6–10 кВ оцінюють кількістю пошкоджень за рік на кожні 500 одиниць. Досвід показує, що частота пошкоджень таких трансформаторів не перевищує 3%. Висока надійність силових трансформаторів зумовлена, по-перше, відсутністю рухомих компонентів, а по-друге, високою точністю контролю рідких діелектриків.

- у поздовжній ізоляції – 60%;
- у головній ізоляції – 7%;
- у перемикачах – 7%;
- у магнітопроводах – 2%;
- у баках і прокладках – 7%;
- у вводах – 7%;
- у відводах – 8%;
- у системах охолодження – 2%.



Діаграма розподілу пошкоджень між окремими елементами трансформаторів становить

Щонайменше раз на рік необхідно:

- очистити поверхні ізоляторів і вакуумних камер;
 - змастити моторною оливою деталі приводу та високовольтної частини, що зазнають тертя;
 - перевірити стан різьбових та інших з'єднань, підтягнути болти й гайки;
 - проконтролювати надійність заземлення;
 - перевірити величину підтиску контактів у вакуумних камерах;
 - проконтролювати хід рухомих контактів вакуумних камер;
 - упевнитися в належній роботі блоку контактів;
 - перевірити функціонування вимикача за номінальної напруги, виконавши щонайменше 5 циклів «Увімк–Вимк»;
 - проконтролювати вимкнення вимикача через кола релейного захисту.
- Щонайменше раз на 5 років слід:
- перевірити власний час увімкнення та вимкнення вимикача;
 - проконтролювати увімкнення й вимкнення за мінімальної та максимальної напруг;
 - виміряти електричний опір головного кола полюса;
 - перевірити електричну міцність ізоляції головних кіл і вакуумних камер. Завершення технічного обслуговування вимикача та його введення в експлуатацію після ремонту оформлюють технічним актом.

Рекомендації щодо підвищення надійності та ефективності роботи

Одним із ключових напрямів є впровадження сучасних систем автоматизації, які забезпечують віддалений моніторинг і швидке керування роботою обладнання.

Важливим кроком є вдосконалення конструкції трансформаторів і вимикачів, що сприяє зменшенню технічних втрат і підвищенню стійкості до перевантажень.

Для підтримання високої ефективності роботи електропідстанцій рекомендується регулярно проводити профілактичні перевірки й технічне обслуговування, що дає змогу вчасно виявляти потенційні недоліки.

Крім того, доцільно застосовувати інтегровані системи керування, які забезпечують централізований нагляд за всіма компонентами підстанції та швидке реагування на зміни умов роботи.

Використання методів прогностичної діагностики дозволяє не лише виявляти наявні несправності, а й передбачати можливі відхилення, сприяючи плановому оновленню обладнання.

Останнім часом цифровізація відіграє ключову роль у модернізації електропідстанцій, значно покращуючи якість моніторингу та керування.

Системи SCADA забезпечують збирання, обробку й передачу даних про функціонування обладнання в реальному часі, що сприяє оперативному виявленню відхилень.

Застосування аналітичних алгоритмів і моделей штучного інтелекту оптимізує режими роботи підстанцій, адаптуючи їх до змін у зовнішніх умовах і потоках електроенергії.

Цифрові технології дають змогу не лише відстежувати поточний стан обладнання, а й прогнозувати потенційні ризики та планувати профілактичні дії, що суттєво знижує ризик аварій.

Крім того, інтеграція цифрових рішень із наявними технологічними процесами підвищує швидкість керування та забезпечує ефективнішу взаємодію між компонентами мережі.

Таке комплексне рішення відіграє вирішальну роль у досягненні високої енергоефективності та стабільності роботи сучасних підстанцій.

У межах виконаної бакалаврської кваліфікаційної роботи здійснено аналіз функціонування обладнання підстанції в складі районної електромережі Вінницької області. Робота була спрямована на досягнення мети – оптимізацію техніко-економічних показників та забезпечення ефективного розвитку електромережі шляхом вирішення поставлених завдань дослідження.

Результати виконаних завдань дослідження:

1. Розрахунок та аналіз режимів роботи заданого фрагменту електричних мереж: Проведено комплексний розрахунок усталених режимів роботи електромережі напругою 110 кВ з використанням програмного комплексу «Втрати-110». Виконано аналіз поточного розподілу для вузлів споживання (501, 502, 503, 504), визначено активні, реактивні та повні потужності, а також втрати напруги в нормальних, мінімальних та післяаварійних режимах. Результати показали, що втрати напруги не перевищують допустимих 20% від номінальної величини, що відповідає вимогам ПУЕ, забезпечуючи стабільність та надійність роботи мережі.

2. Вибір оптимальної моделі розвитку електричної мережі на основі техніко-економічного обґрунтування: Розглянуто п'ять варіантів конфігурації мережі, для яких виконано розрахунки довжин ділянок, потоків потужностей, номінальних напруг (110 кВ для всіх ліній) та марку проводів (АС-120/19). На основі порівняння техніко-економічних показників, зокрема сумарної довжини ліній (126,984 км для варіанту №1 та 128,304 км для варіанту №2) та кількості вимикачів, відібрано два оптимальні варіанти – №1 і №2. У підрозділі 1.6 за критерієм мінімальних приведених витрат визначено найоптимальнішу схему – варіант №1, який характеризується найменшою сумарною довжиною ліній та економічною ефективністю, що забезпечує зниження капітальних витрат при збереженні високої надійності мережі.

3. Аналіз експлуатації обладнання електропідстанції та його технічного стану: Здійснено детальний аналіз експлуатаційних характеристик обладнання електропідстанцій, зокрема силових трансформаторів і вакуумних вимикачів. Проведено оцінку надійності обладнання, встановлено, що ізоляція трансформаторів є найвразливішим елементом. Розглянуто методи технічного обслуговування, включаючи планово-попереджувальний ремонт (ППР) та ремонт за потребою, а також сучасні методи діагностики несправностей, такі як моніторинг вібрацій та аналіз частотних характеристик. Рекомендується впровадження цифрових систем керування (SCADA) та прогнозової діагностики для підвищення надійності та зниження аварійності. Використання новітніх матеріалів і технологій виробництва сприятиме подовженню терміну експлуатації обладнання та зменшенню втрат електроенергії.