

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З АНАЛІЗОМ ОЦІНЮВАННЯ
НАДІЙНОСТІ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Виконав: студент 4 курсу групи ІЕСМ-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»
Дідоренко Р.Р. [підпис]

Керівник: к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС
Малогулко Ю.В. [підпис]

«04» червня 2025 р.

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

[підпис]
«06» 06 2025 р.

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

[підпис]
«06» червня 2025 р.

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 системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

«10» листопада 2025 р.

ЗАВДАННЯ **НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Дідоренко Роман Русланович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Районна електрична мережа з аналізом оцінювання надійності релейного захисту»

Керівник роботи к.т.н., доцент, доцент каф. ЕСС Малогулко Ю. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 97

2. Термін подання студентом роботи 3 червня 2025 року

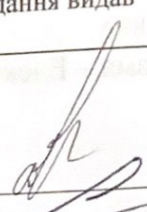
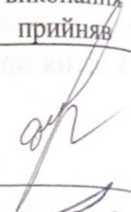
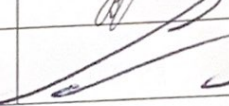
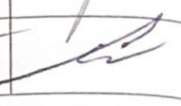
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.
Посилання на періодичні видання.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Формування напрямків розвитку електричної мережі. 2. Оцінка балансу потужностей. Вибір додаткових джерел реактивної потужності. 3. Вибір трансформаторів на підстанціях. 4. Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі. 5. Моделювання схеми розвитку електричної мережі. Розрахунок і аналіз основних режимів її роботи. 6. Аналіз оцінювання надійності релейного захисту. 7. Охорона праці. Висновки. Список використаної літератури.
Додатки

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Актуальність та задачі дослідження. 3. Вибір схем електропостачання. 4. Варіанти схем розвитку електричної мережі. 5. Вибір номінальної напруги для ділянок мережі. 6. Вибір трансформаторів на підстанціях. 7. Типові схеми розподільних пристроїв. 8. Аналіз оцінювання надійності релейного захисту. 9. Реле диференціального захисту SIPROTEC 4

7УТ6 для трансформаторів, генераторів, двигунів та шин. 11. Охорона праці.
12. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Малогулко Ю. В., к.т.н., доцент, доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач 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	Вступ. Огляд літературних джерел	20.03.25	27.03.25	
2	Формування напрямків розвитку електричної мережі. Типові схеми розподільних пристроїв	28.03.25	31.03.25	
3	Оцінка балансу потужностей. Вибір додаткових джерел реактивної потужності	01.04.25	10.04.25	
4	Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі. Моделювання схеми розвитку електричної мережі	11.04.25	21.04.25	
5	Аналіз оцінювання надійності релейного захисту	22.04.25	04.05.25	
6	Охорона праці	05.05.25	14.05.25	
7	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	15.05.25	24.05.25	
8	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.25	27.05.25	
9	Перевірка БКР на плагіат.	28.05.25	31.05.25	
10	Попередній захист БКР. Рецензування БКР.	01.06.25	03.06.25	
11	Захист БКР	За графіком		

Студент

підпис

Дідоренко Р.Р.

Керівник

підпис

Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.95

Дідоренко Роман Русланович «Районна електрична мережа з аналізом оцінювання надійності релейного захисту». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні системи та мережі». Вінниця: ВНТУ, 2025. 69 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 29 назв; рис.: 8, табл. 23.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі представлено техніко-економічно обґрунтований проект розвитку електричної мережі. Розглянуто питання оптимізації структури мережі з урахуванням сучасних вимог до надійності, енергоефективності та гнучкості в умовах зростання навантажень і підключення нових споживачів.

Виконано аналіз існуючої схеми мережі, розрахунок довжин ділянок, потужностей навантажень та вибір оптимальних параметрів ліній електропередач — номінальної напруги, марок і перерізів проводів. Проведено перевірку вибраних рішень за умов допустимого нагрівання та втрат напруги у післяаварійних режимах.

Особливу увагу приділено розрахунку балансу активної та реактивної потужності з вибором необхідних компенсуючих пристроїв, а також вибору трансформаторів для підстанцій. Виконано порівняння різних варіантів розвитку мережі з подальшим вибором найбільш економічно доцільної схеми.

В роботі представлено результати моделювання електричної мережі, розрахунок основних режимів її роботи, визначення рівнів напруги у вузлах та заходи з регулювання напруги. Наведено основні техніко-економічні показники проекрованої мережі. Окремий розділ присвячено аналізу надійності релейного захисту, включаючи вибір і налаштування сучасних мікропроцесорних пристроїв захисту.

У роботі також розглянуто комплекс заходів з охорони праці, включаючи технічні та організаційні рішення щодо безпечної експлуатації обладнання, електробезпеки, гігієни праці, пожежної безпеки та створення комфортних умов на робочих місцях.

Ключові слова: електрична мережа, розвиток мережі, конфігурація мережі, потоки потужності, післяаварійні режими, реактивна потужність, трансформатори, релейний захист, мікропроцесорний термінал, енергоефективність, надійність електропостачання.

ABSTRACT

Didorenko Roman "District electrical network with analysis of relay protection reliability assessment". Bachelor's qualification work in specialty 141 - "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", educational program - "Electrical systems and networks". Vinnytsia: VNTU, 2025. 69 p.

In Ukrainian. Bibliography: 29 titles; Fig.: 8, table. 23.

The bachelor's qualification work presents a technically and economically justified project for the development of the electrical network. The issue of optimizing the network structure is considered, taking into account modern requirements for reliability, energy efficiency and flexibility in conditions of increasing loads and connecting new consumers. The analysis of the existing network scheme, calculation of section lengths, load capacities and selection of optimal parameters of power transmission lines - nominal voltage, wire grades and cross-sections. The selected solutions were tested under the conditions of permissible heating and voltage losses in post-accident modes.

Particular attention was paid to the calculation of the balance of active and reactive power with the selection of the necessary compensating devices, as well as the selection of transformers for substations. A comparison of various network development options was made with the subsequent selection of the most economically feasible scheme.

The paper presents the results of modeling the electrical network, calculating the main modes of its operation, determining voltage levels in nodes and voltage regulation measures. The main technical and economic indicators of the designed network are given. A separate section is devoted to the analysis of the reliability of relay protection, including the selection and configuration of modern microprocessor protection devices.

The paper also considers a set of occupational safety measures, including technical and organizational solutions for the safe operation of equipment, electrical safety, occupational hygiene, fire safety and the creation of comfortable conditions in workplaces.

Keywords: electrical network, network development, network configuration, power flows, post-accident modes, reactive power, transformers, relay protection, microprocessor terminal, energy efficiency, reliability of power supply.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ФОРМУВАННЯ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	7
1.1 Аналіз вихідної схеми мережі та напрямків її розвитку	7
1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі	11
1.3 Розрахунок потужностей навантажень	12
1.3.1 Розрахунок потужностей навантажень по лініях	13
1.4 Вибір номінальної напруги	15
1.5 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач	17
1.6 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	20
2 ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ. ВИБІР ДОДАТКОВИХ ДЖЕРЕЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ	24
3 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ	27
4 ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ І ВИБІР ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ	29
5 МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ ЇЇ РОБОТИ	33
5.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі	33
5.2 Розрахунок і аналіз основних режимів роботи	36
5.2.1 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій	36
5.2.2 Визначення потокорозподілення основної мережі	37
5.3 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі	41
5.4 Регулювання напруги в мережі	42

5.5 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі	44
6 АНАЛІЗ ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	47
6.1 Вибір і розрахунок мікропроцесорного релейного захисту трансформатора	47
6.2 Конфігурація мікропроцесорного терміналу типу SIPROTEC 7UT613	49
7 ОХОРОНА ПРАЦІ	53
7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	53
7.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць	53
7.1.2 Електробезпека	56
7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	58
7.2.1 Мікроклімат	58
7.2.2 Склад повітря робочої зони	59
7.2.3 Виробниче освітлення	59
7.2.4 Виробничий шум	60
7.3 Пожежна безпека	61
ВИСНОВКИ	65
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	66
ДОДАТКИ	69

ВСТУП

Сучасний розвиток енергетичної галузі України супроводжується підвищеними вимогами до надійності, ефективності та якості електропостачання. В умовах інтеграції української енергосистеми до європейської мережі ENTSO-E, а також з урахуванням актуальних викликів, пов'язаних із війною, реформою енергетичного ринку та впровадженням відновлюваних джерел енергії, все більшої уваги набувають питання оптимізації проектування електричних мереж різних рівнів напруги.

Особливе місце у структурі енергосистеми посідають районні електричні мережі (РЕМ) класу напруги 110 кВ, які відіграють роль проміжної ланки між магістральними мережами високої напруги (330–750 кВ) та розподільчими мережами середньої напруги (35–10(6) кВ). Через мережі 110 кВ здійснюється передача значної частини електричної енергії від центрів генерації до споживачів промислового сектору, соціальної інфраструктури, об'єктів оборонного комплексу та житлового фонду.

На етапі проектування нових або модернізації існуючих РЕМ 110 кВ ключовим є забезпечення комплексного підходу, що враховує як технічні вимоги (режими роботи, допустимі втрати напруги, надійність), так і економічні аспекти (оптимізація капітальних та експлуатаційних витрат). Особливої актуальності набуває вибір оптимальної схеми мережі та номінальної напруги, оскільки ці параметри перебувають у тісній техніко-економічній взаємозалежності.

Слід зазначити, що зміна схеми мережі часто зумовлює необхідність коригування номінальної напруги окремих її ділянок або мережі загалом. Водночас вибір номінальної напруги впливає на конфігурацію та структуру мережі. Тому ці рішення мають прийматися паралельно, з використанням методів варіантного техніко-економічного аналізу.

В умовах розвитку сучасної енергетики значну роль відіграє застосування інформаційно-аналітичних інструментів для моделювання та

аналізу режимів роботи електричних мереж. Програмні комплекси, що дозволяють виконувати розрахунки потоків потужності, аналіз післяаварійних режимів та оптимізацію параметрів обладнання, є невід'ємною частиною процесу проектування.

Метою даної роботи є розроблення техніко-економічно обґрунтованого проекту районної електричної мережі 110 кВ із урахуванням вимог надійності, ефективності та перспектив розвитку енергосистеми регіону.

Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно вирішити такі основні завдання:

- провести аналіз вихідних даних щодо електричних навантажень та конфігурації мережі;
- виконати розрахунок потоків потужності у нормальних та післяаварійних режимах;
- здійснити вибір оптимальної схеми мережі з урахуванням технічних та економічних критеріїв;
- провести перевірку вибраної схеми на відповідність нормативним вимогам щодо надійності та якості електропостачання;
- здійснити вибір основного обладнання, зокрема трансформаторів, лінійних елементів та комутаційної апаратури;
- розрахувати техніко-економічні показники для кількох варіантів розвитку мережі та обґрунтувати вибір найбільш доцільного;
- сформулювати рекомендації щодо поетапного розвитку та модернізації районної електричної мережі.

Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості використання напрацьованих рішень під час проектування нових та модернізації існуючих мереж 110 кВ, що дозволить підвищити їх техніко-економічну ефективність, забезпечити належний рівень надійності електропостачання споживачів та адаптувати мережі до сучасних умов функціонування енергетичного ринку.

1 ФОРМУВАННЯ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Аналіз вихідної схеми мережі та напрямків її розвитку

Метою оптимального вибору серед наявної мережі таких вузлів живлення, які за визначеними критеріями найкраще підходять для підключення 5 нових споживчих вузлів електричної енергії (501, 502, 503, 504). Під час вибору точок приєднання до електричної мережі слід враховувати такі основні критерії:

- Потужність — обрана точка приєднання повинна мати достатній резерв потужності для надійного енергопостачання всіх підключених споживачів.
- Надійність — забезпечення стабільної та безперебійної подачі електроенергії до підключених об'єктів.
- Енергоефективність — мінімізація втрат електроенергії у процесі її транспортування.
- Безпека — відповідність усім нормам і стандартам безпеки з метою запобігання виникненню аварійних чи небезпечних ситуацій.
- Компактність — приєднання має бути технічно компактним і не вимагати значного просторового ресурсу.
- Сумісність — електричні характеристики точки приєднання повинні відповідати параметрам обладнання, що використовується в електроустановках.
- Економічна доцільність — мінімізація витрат на будівництво, підключення та подальшу експлуатацію мережі.
- Пріоритет мінімальної відстані до основних джерел живлення району — зокрема до вузлів 300 та 200.

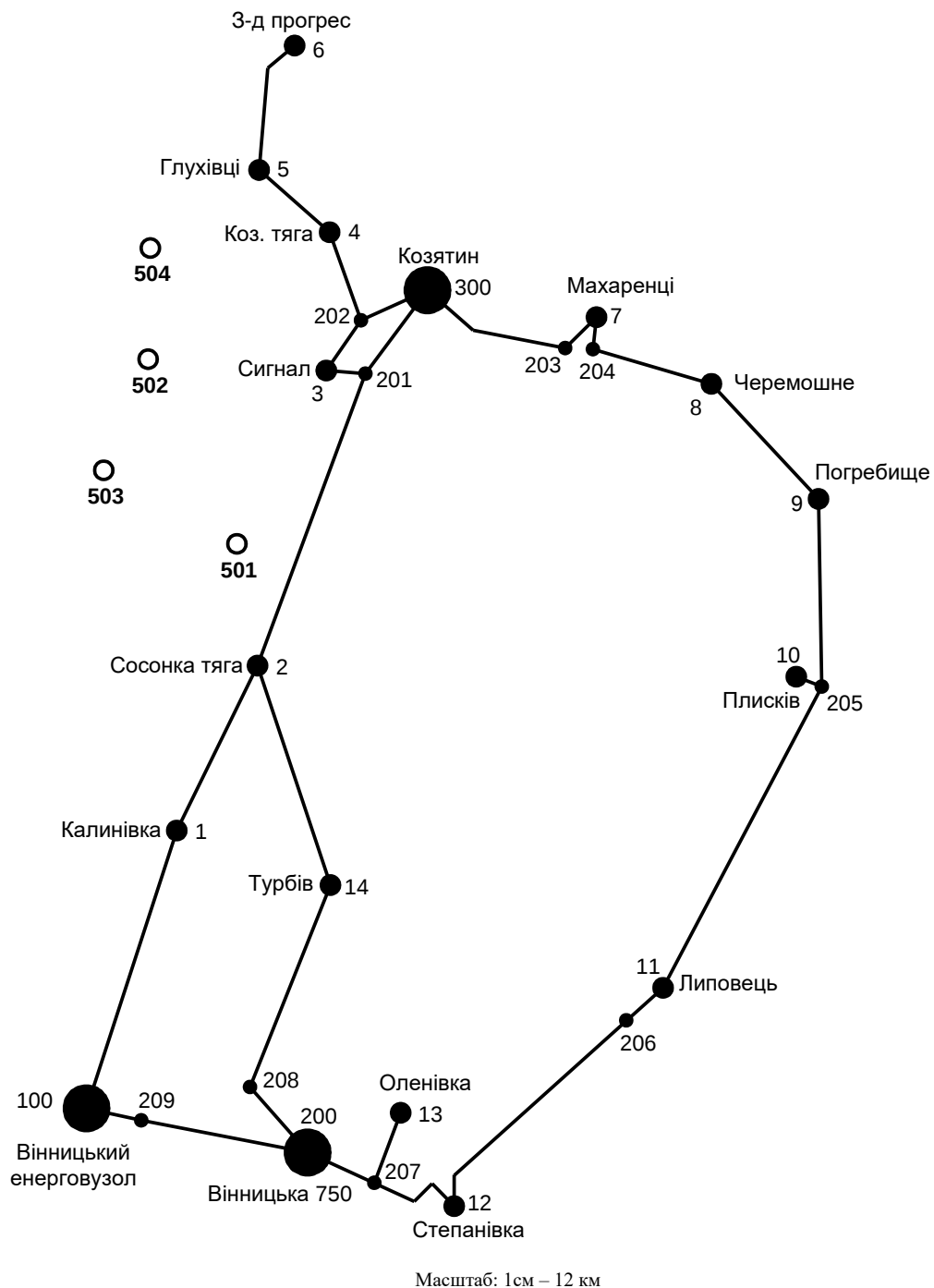
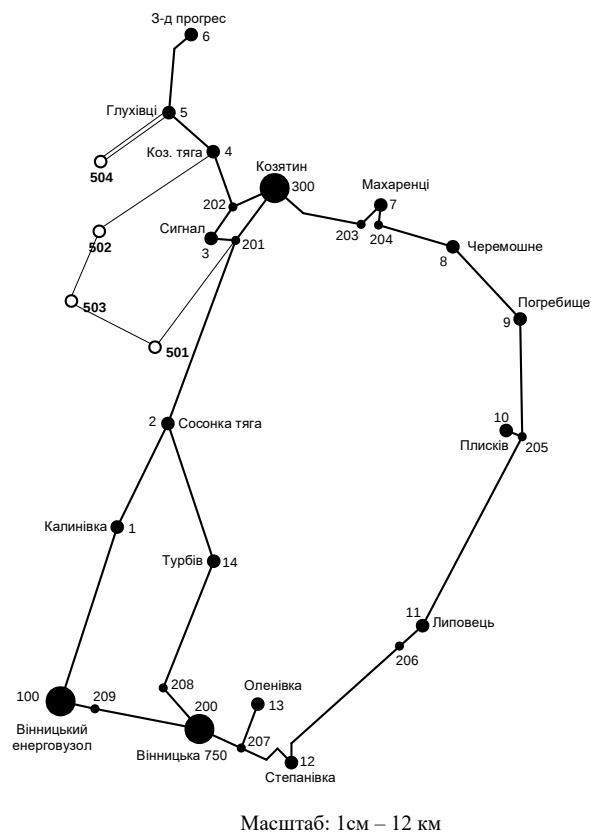


Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Розрахунок буде виконано за допомогою програмного комплексу «Втрати – 110». Цей програмний засіб дає змогу, використовуючи вихідні дані про вітки (їх довжину та марку проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість і тип), здійснити моделювання усталеного режиму роботи вхідної електричної мережі напругою 110 кВ.

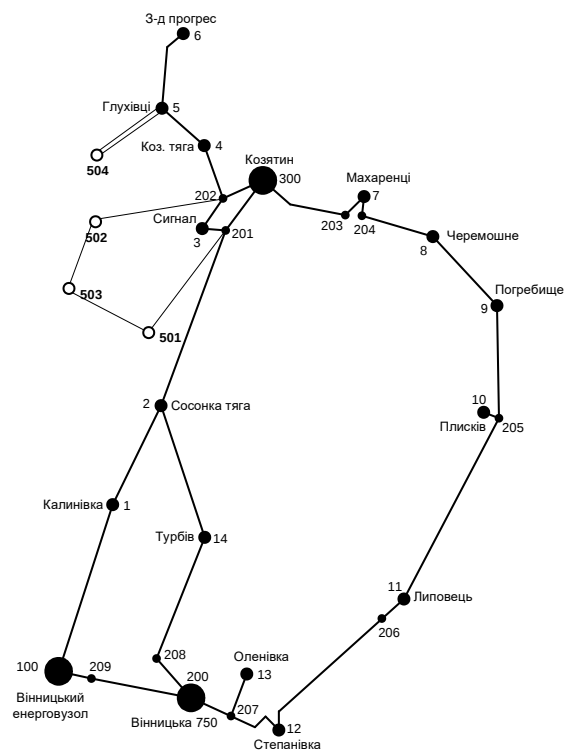
Одним із ключових завдань проектування є визначення економічно обґрунтованої схеми мережі та вибір її номінальної напруги. Важливо зазначити, що схема мережі та її номінальна напруга перебувають у тісному техніко-економічному взаємозв'язку. Наприклад, зміна топології (схеми) мережі може зумовити необхідність перегляду прийнятої номінальної напруги як для всієї системи, так і для окремих її ділянок. Водночас, вибір іншої номінальної напруги також може вплинути на доцільність тієї чи іншої схеми мережі. Саме тому ці два елементи мають визначатися у взаємозв'язку, в межах єдиного процесу проектування.

На сьогодні найпоширенішим підходом у проектуванні електричних мереж є метод варіантного порівняння, що базується на техніко-економічному аналізі сумарних витрат. Відповідно до сформульованих вимог до схем мережі, було розроблено чотири варіанти її розвитку (див. рисунок 1.2), які пропонуються для подальшого аналізу.



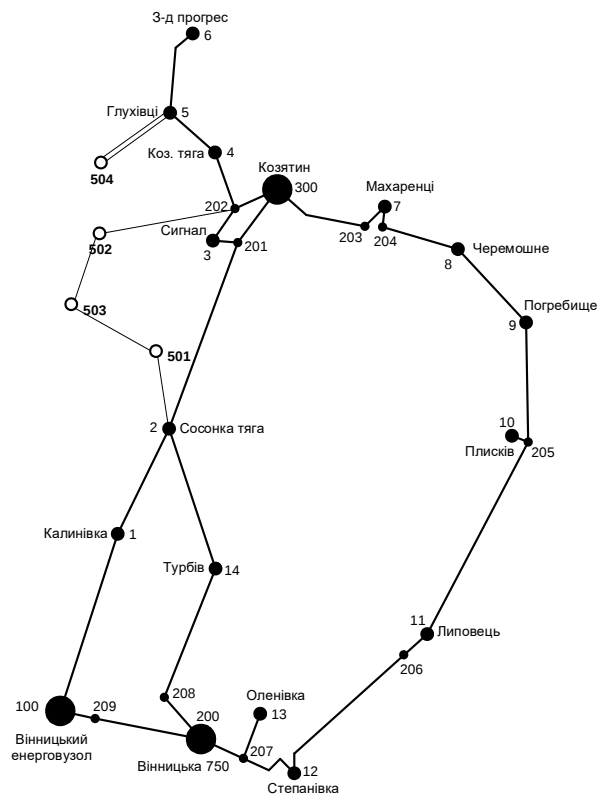
а) – Варіант №1

Рисунок 1.2 – Схема розвитку електричної мережі



Масштаб: 1 см – 12 км

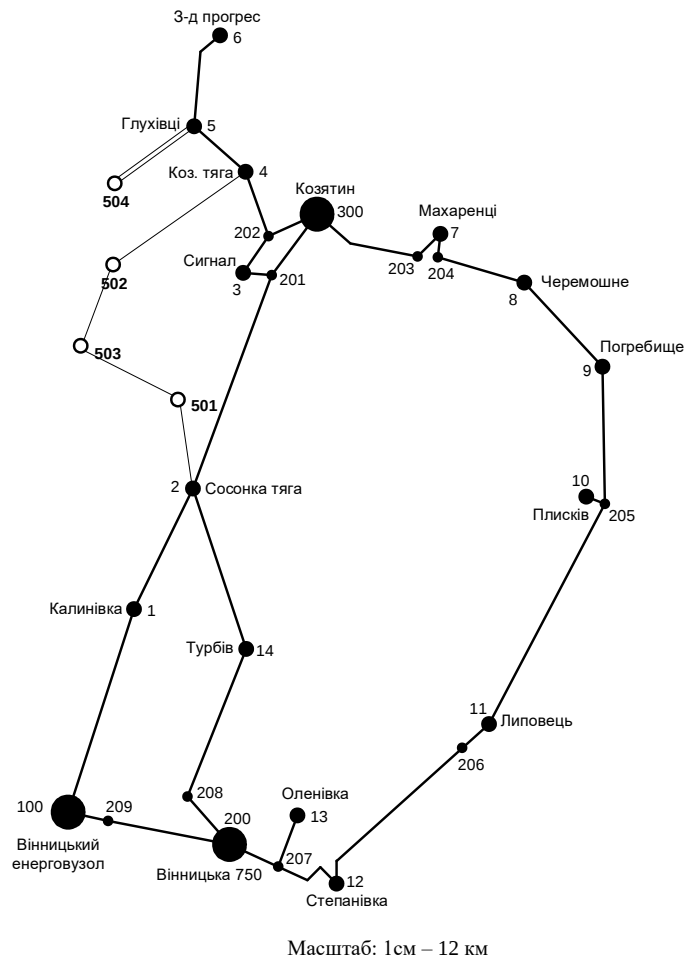
б) – Варіант №2



Масштаб: 1 см – 12 км

в) – Варіант №3

Продовження рисунку 1.2



г) – Варіант №4

Продовження рисунку 1.2

1.2 Розрахунок довжин ділянок мережі

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L(\text{км}), \quad (1.1)$$

де $1,1$ – коефіцієнт нелінійності траси; m_l – масштаб; L – довжина на карті.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 501-1 довжина лінії складе:

$$l = 1,1 \cdot 12 \cdot 5,1 = 67,32(\text{км}).$$

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

Таблиця 1.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	Довжина, см	Довжина, км
501-2	2,1	27,72
501-201	3,7	48,84
502-4	3,8	50,16
502-202	3,7	48,84
502-503	2	26,4
503-501	2,6	34,32
504-5	2,3	30,36

1.3 Розрахунок потужностей навантажень

За відомими формулами і знаючи розмір активних потужностей навантажень P_i і 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 502:

$$S_{502} = \frac{10,2}{0,89} = 11,461(MVA). \quad Q_{502} = \sqrt{11,461^2 - 10,2^2} = 5,226(MVar).$$

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

Таблиця 1.2 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	$P, MВт$	$Q, MVar$	S, MVA	
501	8,4	4,76	9,655	0,87
502	10,2	5,226	11,461	0,89
503	13,1	7,071	14,886	0,88
504	15,1	0	15,1	1

1.3.1 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 201-501-503-502-4 та 5-504, розглянемо ці замкнені мережі як схеми з двостороннім живленням з однаковими напругами у вузлах живлення.

Розглянемо першу ділянку – 201-501-503-502-4:

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; $\underline{S}_j$ - повна потужність навантаження j -того вузла; l_{ij} - довжина ділянки $i-j$; l_Σ - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

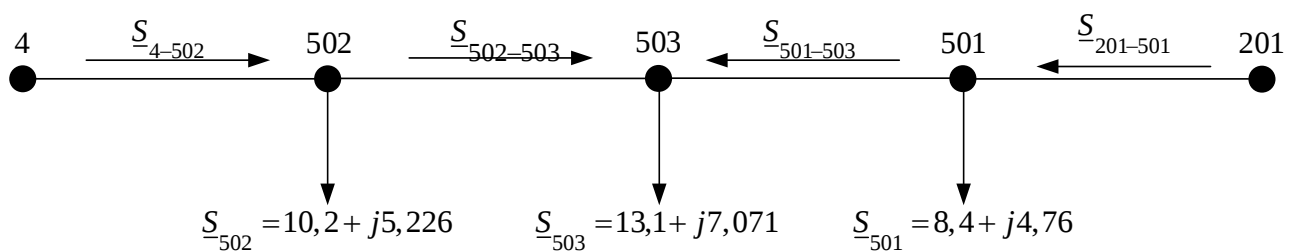


Рисунок 1.3 - Схема мережі для розрахунку потекорозподілу

Потужність ділянки 4-502 дорівнює:

$$\begin{aligned} S_{4-502} &= \frac{S_{502} \cdot (l_{503-502} + l_{501-503} + l_{201-501}) + S_{503} \cdot (l_{501-503} + l_{201-501}) + S_{501} \cdot l_{201-501}}{l_{503-502} + l_{501-503} + l_{201-501} + l_{4-502}} = \\ &= \frac{(10,2 + j5,226) \cdot (26,4 + 34,32 + 48,84) + (13,1 + j7,071) \cdot (34,32 + 48,84) + (8,4 + j4,76) \cdot (48,84)}{26,4 + 34,32 + 48,84 + 50,16} = \\ &= 16,386 + j8,722(MBA) \end{aligned}$$

Потужність ділянки 201-501 дорівнює:

$$\begin{aligned} S_{201-501} &= \frac{S_{501} \cdot (l_{503-502} + l_{501-503} + l_{4-502}) + S_{503} \cdot (l_{502-503} + l_{4-502}) + S_{502} \cdot l_{4-502}}{l_{503-502} + l_{501-503} + l_{201-501} + l_{4-502}} = \\ &= \frac{(8,4 + j4,76) \cdot (26,4 + 34,32 + 50,16) + (13,1 + j7,071) \cdot (26,4 + 50,16) + (10,2 + j5,226) \cdot (50,16)}{26,4 + 34,32 + 48,84 + 50,16} = \\ &= 15,314 + j8,335(MBA) \end{aligned}$$

Потужність ділянки 502-503 дорівнює:

$$S_{502-503} = S_{4-502} - S_{502} = (16,386 + j8,722) - (10,2 + j5,226) = 6,186 + j3,496(MBA)$$

Потужність ділянки 501-503 дорівнює:

$$S_{501-503} = S_{201-501} - S_{501} = (15,314 + j8,335) - (8,4 + j4,76) = 6,914 + j3,575(MBA)$$

Перевірка 503 вузла (сума потужностей ділянок 502-503 та 501-503 повинні дорівнювати потужності навантаження 503 вузла):

$$\begin{aligned} S_{503} &= S_{501-503} + S_{502-503} \\ 13,1 + j7,071 &= 6,186 + j3,496 + 6,914 + j3,575 \\ 13,1 + j7,071 &= 13,1 + j7,071 \end{aligned}$$

Перевірка:

$$\begin{aligned} S_{4-502} + S_{201-501} &= S_{501} + S_{502} + S_{503} \\ 16,386 + j8,722 + 15,314 + j8,335 &= 8,4 + j4,76 + 10,2 + j5,226 + 13,1 + j7,071 \\ 31,7 + j17,057 &= 31,7 + j17,057 \end{aligned}$$

Розрахунок потокорозподілу для ділянки 201-501-503-502-4 проведено вірно, оскільки сума потужностей вузлів і ділянок, які поєднані з новими вузлами, однакова.

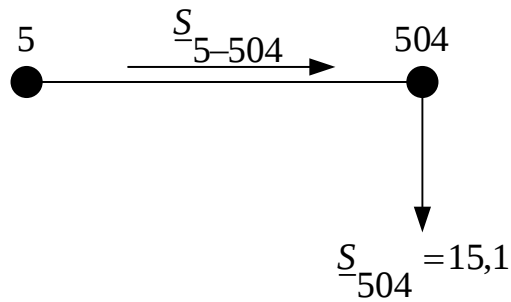


Рисунок 1.4 - Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу

Отже, потужність ділянки 5-504 дорівнює:

$$S_{5-504} = S_{504} = 15,1(MVA).$$

Перевірка для дволанцюгової лінії не проводиться.

Результати розрахунку для ділянок решти варіантів представлені у таблиці 1.3.

1.4 Вибір номінальної напруги

Економічно доцільна напруга залежить від багатьох чинників: потужності, навантажень, їхньої відстані від джерела живлення, розташування щодо один одного, обраної конфігурації електричної мережі, засобів регулювання напруги і т.д.

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

де l_{ij} - довжина ділянки мережі, км; P_{ij} - активна потужність ділянки ланцюга.

Варіанти проекрованої мережі або її окремих ділянок можуть мати різноманітну номінальну напругу. Ділянки кільцевої мережі виконують на одну напругу - номінальну напруга ділянки - де вона виявилася найбільшою. Оскільки нові пункти споживання електричної енергії підключаються вже до існуючої мережі, в кожному з вузлів якої встановлені трансформатори на

певну напругу, то при виборі напруги необхідно також враховувати і цей факт. Розрахуємо напругу ділянки 4-502 першого варіанту:

$$U_{4-502} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{4-502}} + \frac{2500}{P_{4-502}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50,16} + \frac{2500}{16,368}}} = 78,437(\text{кВ}).$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

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

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ Схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_L , МВт	Q_L , МВАр	S_L , МВА	$U_{\text{розр}}$, кВ	$U_{\text{ном}}$, кВ
1	4-502	50,16	1	16,386	8,722	18,562	78,437	110
	201-501	48,84	1	15,314	8,335	17,435	75,922	110
	502-503	26,4	1	6,186	3,496	7,105	48,617	110
	501-503	34,32	1	6,914	3,575	7,783	51,561	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110
2	202-502	48,84	1	16,522	8,794	18,717	78,678	110
	201-501	48,84	1	15,178	8,262	17,281	75,603	110
	502-503	26,4	1	6,322	3,569	7,26	49,126	110
	501-503	34,32	1	6,777	3,502	7,629	51,069	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110
3	202-502	48,84	1	14,187	7,523	16,059	73,235	110
	2-501	27,72	1	17,512	9,534	19,939	78,862	110
	502-503	26,4	1	3,987	2,298	4,602	39,348	110
	501-503	34,32	1	9,112	4,773	10,287	58,832	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110
4	4-502	50,16	1	14,052	7,451	15,906	72,957	110
	2-501	27,72	1	17,648	9,605	20,092	79,131	110
	502-503	26,4	1	3,852	2,226	4,449	38,694	110
	501-503	34,32	1	9,248	4,845	10,44	59,244	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110

1.5 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

Вибір поперечного перерізу проводів ліній 35–750 кВ проводиться за економічними інтервалами. Відповідності до цього методу вибір перерізу проводиться за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається за виразом:

$$I_{розр} = \frac{\alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)}}{n_{\text{л}}}, \quad (1.7)$$

де α_1 – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження лінії за роками її експлуатації; α_T – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{\text{нб}}$ і коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми K_T ; $I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, відповідний до максимального навантаження лінії в 5-ий рік її експлуатації; $n_{\text{л}}$ – кількість ланцюгів лінії.

Для ліній 35–220 кВ значення α_1 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 $T_{\text{нб}} < 4000$ – 0,8; при $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ – 1,0; $T_{\text{нб}} > 6000$ – 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: $I_{розр} < I_{гр(i-1)}$ вибирається поперечний переріз $F_{(i-1)}$; $I_{гр(i)} > I_{розр} > I_{гр(i-1)}$ – вибирається переріз F_i ; $I_{гр(i+1)} > I_{розр} > I_{гр(i)}$ – вибирається переріз $F_{(i+1)}$.

Значення $I_{гр}$ залежать від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов з ожеледі (1–4) для України та інших держав. Оскільки в складі вихідних даних проекту відсутні дані про умови вибору і матеріалу опор, то рекомендується для всіх ліній мережі, яка проектується, використовувати опори з одного й того ж матеріалу (або залізобетонні, або металеві; дерев'яні опори в наш час використовуються рідко). У випадках, коли дві лінії передбачається спорудити по одній трасі, рекомендується використовувати двохланцюгові опори, в останніх 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 $I_{гр.ек.мах}$, то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином F_{max} і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$) у порівнянні з варіантами її посилення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланцюгів.

Разом з тим при виконанні учбового проектування внаслідок обмеженого часу розглядати варіанти з числом ланцюгів на окремих ділянках більше двох не рекомендується, якщо є другі варіанти, де на таких ділянках при такій самій номінальній напрузі умова $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$ виконується.

Для магістральних ліній з проміжними відгалуженнями потужностей вибір перерізу проводів на кожній з ділянок між підстанціями проводиться за відповідним розрахунковим струмом.

Однак у випадках, коли розрахункові струми суміжних ділянок попадають у сусідні економічні інтервали, допускається вибір однакового перерізу для цих ділянок, який відповідає ділянці найбільшої довжини.

Оскільки механічний розрахунок сталевіоалюмінієвих проводів не входить в перелік завдань даного проекту, то марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою.

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу лінії між вузлами 502 та 4 варіанту №1.

$$|S_{502-4}| = \sqrt{P_{502-4}^2 + Q_{502-4}^2} = \sqrt{16,386^2 + 8,722^2} = 18,562(\text{МВА}),$$

$$I_{роз502-4} = \frac{|S_{502-4}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_T = \frac{18,562}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,102299(\text{кА}) = 102,299(\text{А}),$$

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

Обираємо лінію електропередач з наступними параметрами: номінальна напруга – 110 кВ; тип опор – одноланцюгові; матеріал опор – залізобетон; район ожеледі – VI; район по натиску вітру – III; марка та переріз проводу – АС-120/19.

Для всіх інших ліній електропередач розрахунок виконуємо аналогічно.

Результати розрахунку представлені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ Сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	S_l , МВА	$U_{ном}$, кВ	$I_{роз}$, А	F , мм ²	Марка проводу
1	4-502	50,16	18,562	110	102,299	120	АС-120/19
	201-501	48,84	17,435	110	96,088	120	АС-120/19
	502-503	26,4	7,105	110	39,159	120	АС-120/19
	501-503	34,32	7,783	110	42,895	120	АС-120/19
	5-504	30,36	15,1	110	41,609	120	АС-120/19
2	202-502	48,84	18,717	110	103,152	120	АС-120/19
	201-501	48,84	17,281	110	95,236	120	АС-120/19
	502-503	26,4	7,26	110	40,011	120	АС-120/19
	501-503	34,32	7,629	110	42,043	120	АС-120/19
	5-504	30,36	15,1	110	41,609	120	АС-120/19
3	202-502	48,84	16,059	110	88,501	120	АС-120/19
	2-501	27,72	19,939	110	109,887	120	АС-120/19
	502-503	26,4	4,602	110	25,362	120	АС-120/19
	501-503	34,32	10,287	110	56,692	120	АС-120/19
	5-504	30,36	15,1	110	41,609	120	АС-120/19
4	4-502	50,16	15,906	110	87,658	120	АС-120/19
	2-501	27,72	20,092	110	110,73	120	АС-120/19
	502-503	26,4	4,449	110	24,52	120	АС-120/19
	501-503	34,32	10,44	110	57,535	120	АС-120/19
	5-504	30,36	15,1	110	41,609	120	АС-120/19

1.6 Перевірка вибраних перерізів на допустиме нагрівання та оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах

Для кожної ділянки мережі визначається такий післяаварійний режим, при якому навантаження на підстанціях досягає максимуму, а потік потужності по даній ділянці є найбільшим. За таких умов необхідно здійснити перевірку обраного перерізу проводу щодо допустимого нагріву — шляхом порівняння струму у післяаварійному режимі з допустимим значенням.

Оскільки у більшості випадків післяаварійні схеми практично не відрізняються від нормальних за конфігурацією (відмінності стосуються лише аварійної ділянки — наприклад, відключення одного з ланцюгів дволанцюгової лінії чи втрата зв'язку між двома вузлами при аварії на ключовій ділянці кільцевої мережі), розрахунок потокорозподілу у таких режимах є досить простим і не потребує використання обчислювальної техніки.

Визначені значення втрат напруги не повинні перевищувати 20 % від номінальної напруги (згідно з вимогами ПУЕ). Якщо ці умови виконуються, вважається, що пристрої РПН (регулювання під навантаженням) двообмоткових трансформаторів забезпечать необхідний рівень напруги 10 кВ на шинах відповідно до принципу зустрічного регулювання. У разі недотримання цієї умови відповідний варіант мережі вважається технічно неприйнятним і підлягає виключенню з подальшого аналізу.

Для прикладу перевіримо вибрані перерізи на ділянці 4–502–503–501–201 у схемі варіанту №1. Найбільш навантаженою в цій частині мережі є вітка 502–4. Припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія, внаслідок чого вона відключена.

Потокорозподіл на ділянці 201-502 буде визначатися як в радіальній мережі:

$$|S_{501-201}| = |S_{501} + S_{502} + S_{503}| = 36,002(\text{MBA}),$$

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

$$I_{п.а.} < 390(A). \quad (1.8)$$

$$\frac{|S_{501-201}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} < 390(A),$$

$$\frac{36,002}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390(A),$$

$$188,963 < 390(A).$$

Як видно з аналізу, обрані марки та перерізи проводів забезпечують допустимі умови експлуатації у післяаварійному режимі. Отже, потреби у збільшенні перерізу проводу не виникає.

Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі для інших ліній електропередач у всіх розглянутих варіантах зведено у таблицю 1.5. У цій таблиці також подано основні технічні характеристики обраних проводів. З отриманих результатів видно, що всі вибрані лінії витримали післяаварійний режим, оскільки на етапі попереднього відбору вони були підібрані з необхідним запасом.

Наступним етапом розрахунку є визначення максимальних втрат напруги. Для ілюстрації цього процесу розглянемо приклад розрахунку втрат напруги на ділянці мережі **504–5** у схемі варіанту №1.

Втрати напруги у вітці 504-5:

$$U_{n.a.} = 121(\kappa B),$$

$$\Delta U_{504-5} = \frac{P_{504-5} \cdot R_{504-5} + Q_{504-5} \cdot X_{504-5}}{U_{n.a.}}, \quad (1.9)$$

$$\Delta U_{504-5} = \frac{15,1 \cdot 7,56 + 0 \cdot 12,964}{121} = 0,943(\kappa B);$$

$$U_{504} = U_{n.a.} - \Delta U_{504-5} = 121 - 0,943 = 120,057(\kappa B).$$

Таблиця 1.5 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі.

№ сх.	Ділянка мережі	$S_{л.п.а},$ МВА	$I_{н.а},$ А	$I_{доп},$ А	Марка проводу	$r_0,$ Ом	$x_0,$ Ом	$R,$ Ом	$X,$ Ом
1	4-502	-	-	390	АС-120/19	0,249	0,427	-	-
	201- 501	36,002	188,963	390	АС-120/19	0,249	0,427	12,16	20,855
	502- 503	11,461	60,153	390	АС-120/19	0,249	0,427	6,574	11,273
	501- 503	26,347	138,286	390	АС-120/19	0,249	0,427	8,546	14,655
	5-504	15,1	79,254	390	АС-120/19	0,249	0,427	7,56	12,964
2	202- 502	-	-	390	АС-120/19	0,249	0,427	-	-
	201- 501	36,002	188,963	390	АС-120/19	0,249	0,427	12,16	20,855
	502- 503	11,461	60,153	390	АС-120/19	0,249	0,427	6,574	11,273
	501- 503	26,347	138,286	390	АС-120/19	0,249	0,427	8,546	14,655
	5-504	15,1	79,254	390	АС-120/19	0,249	0,427	7,56	12,964
3	202- 502	36,002	188,963	390	АС-120/19	0,249	0,427	12,16	20,855
	2-501	-	-	390	АС-120/19	0,249	0,427	-	-
	502- 503	24,542	128,81	390	АС-120/19	0,249	0,427	6,574	11,273
	501- 503	9,655	50,677	390	АС-120/19	0,249	0,427	8,546	14,655
	5-504	15,1	79,254	390	АС-120/19	0,249	0,427	7,56	12,964
4	4-502	36,002	188,963	390	АС-120/19	0,249	0,427	12,49	21,418
	2-501	-	-	390	АС-120/19	0,249	0,427	-	-
	502- 503	24,542	128,81	390	АС-120/19	0,249	0,427	6,574	11,273
	501- 503	9,655	50,677	390	АС-120/19	0,249	0,427	8,546	14,655
	5-504	15,1	79,254	390	АС-120/19	0,249	0,427	7,56	12,964

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{504} = \frac{U_{ном} - U_{504}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (1.10)$$

$$\delta U_{504} = \frac{110 - 120,057}{110} \cdot 100\% = -9,142\%.$$

Отже, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більше ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунок виконується за таким же алгоритмом, а результати розрахунку приведені в таблиці 1.6. Окрім результатів по максимальним втратам напруги в цій таблиці також наведена інформація про кількість вимикачів та сумарну довжину ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ. За цими укрупненими показниками вартості спорудження нових мереж можна попередньо відкинути три заздалегідь дорожчих варіанти.

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	$L_{\text{лен}}, \text{ км}$
1	-9,398	-9,434	12	190,08
2	-9,385	-9,434	12	188,76
3	-9,608	-9,523	12	167,64
4	-9,621	-9,523	12	168,96

При інших приблизно рівних показниках перевага надається тим варіантам, у яких електроенергія передається найбільш короткими лініями від джерела постачання до пунктів її споживання і в яких найменші втрати напруги.

Проаналізувавши таблицю 1.6 можна дійти висновку, що для подальшого розгляду доцільно залишити схеми варіантів №3 та №4, як такі що мають найменшу загальну довжину ліній електропередач і кількість вимикачів.

2 ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ. ВИБІР ДОДАТКОВИХ ДЖЕРЕЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Джерела активної потужності в кожному мить сталого режиму повинні генерувати у систему стільки електроенергії, скільки в цей момент вимагають всі споживачі, враховуючи всі втрати в електричній мережі, тобто баланс активних потужностях за незмінною частотою $f = f_{ном}$ записується:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ні} + \Delta P_M \quad (2.1)$$

P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій; $\sum_{i=1}^K P_{ні}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ні}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах (приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від $\sum_{i=1}^K P_{ні}$); $K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})). \quad (2.2)$$

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{C_{ij}} + \sum_{j=1}^K Q_{КП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ні} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}, \quad (2.3)$$

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

$\sum_{j=1, j \neq i}^k \Delta Q_{\text{ЛЕП}_{ij}}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях; $\sum_{j=1, j \neq i}^k Q_{C_{ij}}$ – зарядна потужність, що генерується лініями; $\sum_{j=1}^k Q_{\text{КП}_1}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності (компенсуючих пристроїв – КП); $\sum_{j=1}^k \Delta Q_{T_i}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, загальна потреба району в реактивній потужності формується за рахунок сумарного реактивного навантаження споживачів у відповідних пунктах, а також втрат реактивної потужності в лініях електропередачі та трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Основним типом обладнання, яке застосовується для компенсації реактивної потужності, є конденсаторні установки.

Для компенсації як реактивного навантаження споживачів, так і втрат реактивної потужності в мережі використовуються синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів. Конденсаторні батареї формуються з типових конденсаторів таких марок: КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60; КС2-1,06-125.

Необхідна потужність конденсаторних батарей для кожної підстанції забезпечується шляхом паралельного підключення серійно випускаємих компенсуючих установок.

Усі подальші розрахунки в межах проєкту виконуються з урахуванням реактивних складових навантажень, а також із врахуванням встановлених на підстанціях обраних компенсуючих пристроїв.

Баланс реактивної потужності розраховується окремо для кожного контуру мережі.

Для ділянки 202-502-503-501-2 третього варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} = 0,9 \cdot (8,4 + 10,2 + 13,1) + 0,05 \cdot (8,4 + 10,2 + 13,1) = 30,115 (\text{МВт});$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 30,115 \cdot 0,54 = 16,25(\text{МВ} \cdot \text{А});$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{нi}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{\text{T}_i} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (4,76 + 5,226 + 7,071) + \\ + 0,1 \cdot (4,76 + 5,226 + 7,071) - 16,25 = 1,66(\text{МВ} \cdot \text{А}).$$

Для ділянки 5-504 третього варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,9 \cdot 15,1 + 0,05 \cdot 15,1 = 14,345(\text{МВт})$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 14,345 \cdot 0 = 0(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{\text{КП}_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{\text{нi}} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{\text{T}_i} + Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 0 + 0,1 \cdot 0 - 0 = 0(\text{МВ} \cdot \text{А})$$

У даній схемі не встановлюється КП. Баланс реактивних потужностей варіанту мережі №4 призводить до таких самих результатів.

3 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ

3.1 Вибір трансформаторів на підстанціях

У відповідності до практики проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової продовженості не більше 5 годин протягом не більше 6 діб). Слід зауважити, що у післяаварійних режимах перенавантаження може виявитися більш ніж 40%, але на менший період.

$$\dot{S}_{T.\text{ном } i} = \frac{P_{\max i}}{1,4(n_T-1)\cos\varphi_H} = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T-1)}, \quad (3.1)$$

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

Встановлюємо по два трансформатори на кожній підстанції.

Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла 501.

$$S_T = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T-1)} = \frac{9,655}{1,4(2-1)} = 6,897(\text{МВт}).$$

Обираємо трансформатори типу ТДН-10000/110 потужністю 10 МВА. Для вузлів 502, 503, 504 вибір трансформаторів проводиться аналогічно. Результати вибору трансформаторів представлені в таблиці 3.1, в якій також подані паспортні дані трансформаторів.

Таблиця 3.1 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

№ вуз-ла	S_m МВА	Тип	$S_{ном}$ МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$ обмоток,		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R Ом	X Ом	ΔQ_x кВАр
					ВН	НН							
501	6,897	ТДН-10000/110	10	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
502	8,186	ТДН-10000/110	10	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
503	10,633	ТДН-16000/110	16	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
504	10,786	ТДН-16000/110	16	$\pm 9\% \pm 1,78\%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

4 ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ І ВИБІР ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ

У курсовому проекті порівнюють варіанти виконання мережі за техніко-економічними показниками на основі техніко-економічного аналізу (ТЕА). Порівняння варіантів проводимо за мінімумом приведених затрат.

Критерієм економічної ефективності є дисконтні затрати, які визначають за формулою:

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_6, \quad (4.1)$$

де $E_n = 0,12$; K – капіталовкладення, тис. грн; B – Щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн; Z_6 – збиток від перерви електричного постачання, приймається $Z_6 = 0$.

В умовах нестабільної економіки країни капітальні вкладення рекомендується визначати у твердій вільно конвертованій валюті, наприклад в доларах США. Для переходу до національної валюти необхідно приведені в довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США на момент виконання розрахунків (42 грн. за 1 дол. США).

$$K = K_{\Pi} + K_{\text{Л}}, \quad (4.2)$$

де K_{Π} – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій; $K_{\text{Л}}$ – капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{\text{ВРП}}) + K_{\text{ЗРП}} + K_{\text{КП}} + K_{\text{ПОСТ}}, \quad (4.3)$$

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

витрати, що враховують вартість закритих розподільних пристроїв, тис. грн.; $K_{КП}$ – витрати на компенсуючі пристрої; $K_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Визначаємо вартість трансформаторів за формулою:

$$K_T = N_t \cdot K \cdot \sum C_t, \quad (4.4)$$

де N_t – кількість трансформаторів на 1 підстанції; K – курс гривні до долара; $\sum C_t$ – сумарна вартість трансформаторів.

$$K_T = 2 \cdot 42 \cdot (40 + 40 + 48 + 48) = 14784 \text{ (тис. грн.)}$$

Для визначення вартості вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв необхідно провести вибір схем розподільчих пристроїв. Пропонуємо для вузлів 502, 503, 504 схему містка з вимикачами в перемичці та ланцюгах трансформаторів (для прохідних вузлів 1 категорії споживачів), а для вузла 501 – блок (лінія-трансформатор) з відмежовувачем (для тупікового вузла 2 категорії споживачів).

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

$$\text{Визначаємо } K_{ЗРП} : K_{ЗРП} = 4 \cdot 70 \cdot 42 = 11760 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

$$\text{Визначаємо } K_{КП} : K_{КП} = 0.$$

Отже загальна вартість підстанції:

$$K_{\Pi} = 14784 + 18270 + 11760 + 35280 + 0 = 80094 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_L = C_L \cdot \sum l, \quad (4.5)$$

де C_L – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

Визначаємо C_L для залізобетонних опор.

$$K_{\text{л}} = (12 \cdot 137,28 + 18 \cdot 30,36) \cdot 42 = 92141 (\text{тис.грн.}).$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 80094 + 92141 = 172235 (\text{тис.грн.}).$$

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{п}} + B_{\Delta W}, \quad (4.6)$$

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

$$B_{\text{л}} = \frac{a_{\text{л}} \% + P_{\text{л}} \% + O_{\text{л}} \%}{100} \cdot K_{\text{л}}, \quad (4.7)$$

a – амортизація; P – поточний ремонт; O – обслуговування.

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

$$B_{\text{л}} = 0,094 \cdot 92141 = 8661 (\text{тис.грн.}).$$

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

$$B_{\text{п}} = \frac{a_{\text{п}} \% + P_{\text{п}} \% + O_{\text{п}} \%}{100} \cdot K_{\text{п}} \quad (4.8)$$

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

$$B_{\text{п}} = 0,028 \cdot 80094 = 2242 (\text{тис.грн.}).$$

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

$$B_{\Delta W} = b_0 \cdot \Delta W = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (4.9)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії, $b_0 = 3,6$ грн./кВт·год ;
 τ - час втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{HB}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4719 \text{ (год)}.$$

де T_{HB} – тривалість використання найбільшого навантаження.

$$B_{\Delta W} = 3,2 \cdot \left(\frac{19,939^2 \cdot 6,902 + 10,287^2 \cdot 8,546 + 4,602^2 \cdot 6,574 + 16,059^2 \cdot 12,161 + 15,1^2 \cdot 7,56}{110^2} \right) \cdot 4719 = 12141 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$B = 8661 + 2242 + 12141 = 23044 \text{ (тис.грн.)}$$

Для даного варіанту збиток не рахується, у зв'язку к категорією споживачів (І). Для них перерва у електропостачанні недопустима, тому $3\phi = 0$.

Приведені затрати:

$$З = 0,12 \cdot 172235 + 23044 = 43712 \text{ (тис. грн.)}.$$

Результати розрахунків для двох варіантів зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 - Результати розрахунків для двох варіантів

№	K_n	K_l	K	B_n	B_l	$B_{\Delta W}$	B	$З$
сх,	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн
2	80094	92141	172235	2242	8661	12141	23044	43712
4	80094	92806	172900	2242	8723	12259	23224	43971

Отже за результатами розрахунків обираємо схему варіанту № 3, як таку що має менше значення приведених витрат.

5 МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ ЇЇ РОБОТИ

5.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі

Схема заміщення електричної мережі формується шляхом послідовного об'єднання схем заміщення окремих елементів мережі, відповідно до їх фактичного розташування в структурі розрахункової моделі.

При цьому для кожного елемента — трансформаторів, ліній електропередачі, навантажень тощо — складається індивідуальна схема заміщення, яка відображає його електричні параметри та поведінку у мережі.

Нижче (рис. 5.1 та рис. 5.2) наведено схеми заміщення окремих елементів мережі, а також розрахунок їх параметрів, що використовуються для моделювання загальної схеми заміщення всієї електричної мережі.

1. Лінії зображуються схемами заміщення:

ЛЕП напругою 110–330 кВ:

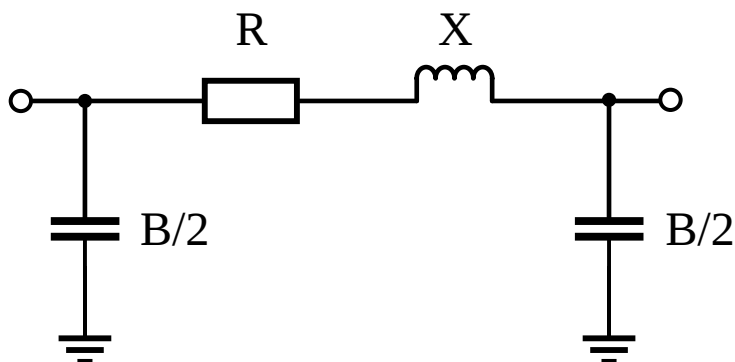


Рисунок 5.1 – Схеми заміщення ЛЕП 35–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot 1}{n}, \quad (5.1)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot 1}{n}, \quad (5.2)$$

$$B = b_0 \cdot 1 \cdot n. \quad (5.3)$$

Схеми заміщення окремих елементів мережі і розрахунок параметрів цих схем наведені нижче.

де r_0, x_0, b_0 – відповідно питомі параметри (на 1 км) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії; l – довжина лінії; n – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

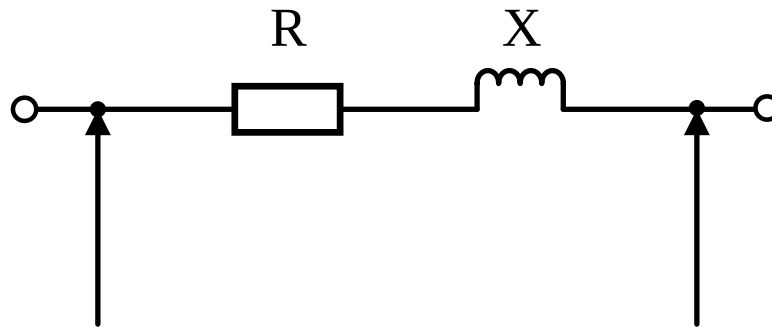


Рисунок 5.2 – Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю

$$Q_C = \frac{U_{ном}^2 \cdot B}{2}, \quad (5.4)$$

Розрахуємо параметри лінії по вищевказаних формулах:

$$R_{504-5} = \frac{r_0 \cdot l_{504-5}}{n} = \frac{0,249 \cdot 30,36}{2} = 3,78 \text{ (Ом)},$$

$$X_{504-5} = \frac{x_0 \cdot l_{504-5}}{n} = \frac{0,427 \cdot 30,36}{2} = 6,482 \text{ (Ом)},$$

$$B_{504-5} = b_0 \cdot l_{504-5} \cdot n = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 30,36 \cdot 2 = 161,5 \cdot 10^{-6} \text{ (См)},$$

$$Q_{C504-4} = \frac{U_{ном}^2 \cdot B_{504-5}}{2} = \frac{110^2 \cdot 161,5 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,977 \text{ (МВар)}.$$

Таблиця 5.1 – 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_l , Ом	X_l , Ом	$B_l \cdot 10^{-6}$, См	$Q_c/2$, Мвар
501-2	27,72	1	0,249	0,427	2,66	6,902	11,836	73,74	0,446
502-202	48,84	1	0,249	0,427	2,66	12,161	20,855	129,9	0,786
502-503	26,4	1	0,249	0,427	2,66	6,574	11,273	70,22	0,425
503-501	34,32	1	0,249	0,427	2,66	8,546	14,655	91,29	0,552
504-5	30,36	2	0,249	0,427	2,66	3,78	6,482	161,5	0,977

Двообмоткові трансформатори зображуються схемою заміщення (рис. 5.3)

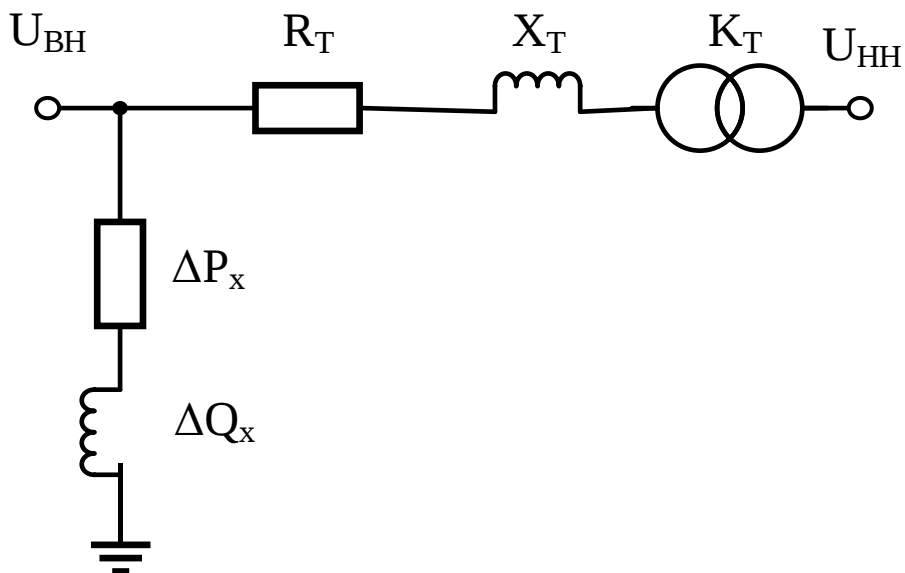


Рисунок 5.3 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

Двообмоткові трансформатори подаються у вигляді схеми заміщення, яка моделює їхню електромагнітну та електричну поведінку під час роботи. Така схема дозволяє враховувати всі основні параметри трансформатора — активний опір обмоток, розсіювальні індуктивності, магнітний потік у осерді та потужності втрат.

Використання схеми заміщення дає змогу здійснювати точний розрахунок режимів роботи трансформатора в електричній мережі, визначати розподіл струмів і напруг, а також аналізувати втрати потужності та вплив трансформатора на якість електроенергії.

5.2 Розрахунок і аналіз основних режимів роботи мережі

5.2.1 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій

З метою спрощення розрахункової схеми (зменшення кількості вузлів) кожна двотрансформаторна підстанція може бути подана лише одним вузлом, який відповідає стороні вищої напруги, після приведення до цієї сторони навантаження $S_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн}=10$ (кВ) .

Значення приведенного навантаження i -тої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{pi} = \dot{S}_{нвi} + \Delta \dot{S}_{Ti}, \quad (5.5)$$

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

Для двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_{Ti} = \frac{\Delta P_K + S_{нв}^2}{n \cdot S_{норм}^2} + n \cdot \Delta P_x; \quad (5.6)$$

$$\Delta Q_{Ti} = \frac{u\% + S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x, \quad (5.7)$$

де $S_{нв}$ – модуль потужності навантаження в розрахунковому режимі; $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора/

Для вузла 504:

$$\Delta P_{T504} = \frac{\Delta P_K + S_{504}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x = \frac{85 \cdot 10^{-3} \cdot 15,1^2}{2 \cdot 16^2} + 2 \cdot 19 \cdot 10^{-3} = 0,076 \text{ (MВт)},$$

$$\Delta Q_{T504} = \frac{u\% + S_{504}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x = \frac{10,5 \cdot 15,1^2}{100 \cdot 2 \cdot 16^2} + 2 \cdot 112 \cdot 10^{-3} = 0,271 \text{ (MVar)},$$

$$\dot{S}_{np504} = \dot{S}_{нв504} + \Delta \dot{S}_{T504} = 15,1 + 0,076 + j0,271 = 15,176 + j0,271 \text{ (MVA)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 5.2. Розрахуємо розрахункову потужність, що враховує зарядну потужність лінії і потужність компенсуючих пристроїв.

Для прикладу використаємо лінію 5-504:

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{np} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{KV} \right), \quad (5.8)$$

$$\dot{S}_{розр504} = \dot{S}_{np504} - j \left(\frac{Q_{с504-5}}{2} + Q_{KV} \right) = 15,176 + j0,271 - j(2 \cdot 0,977) = 15,176 - j1,648 \text{ (MVA)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розраховані значення приведенного навантаження та розрахункового навантаження

Номер вузла	n	ΔP_T , МВт	ΔQ_T , МВар	$\Delta Q_{cs}/2$, МВар	$S_{нв}$, МВА	S_{np} , МВА	$S_{розв}$, МВА
501	2	0,056	0,189	1,232	8,4+j4,76	8,456+j4,949	8,456+j2,485
502	2	0,067	0,209	1,211	10,2+j5,226	10,267+j5,435	10,267+j3,013
503	2	0,075	0,269	0,977	13,1+j7,071	13,1+j7,071	13,175+j5,386
504	2	0,076	0,271	1,954	15,1	15,176+j0,271	15,176-j1,684

5.2.2 Визначення потокорозподілення основної мережі

Розрахунок потокорозподілу виконують на основі розрахункових навантажень, починаючи з найбільш віддалених пунктів мережі. При цьому, на початковому (нульовому) етапі ітераційного процесу, напругу в мережі приймають рівною її номінальному значенню.

Втрати потужності в мережі враховуються у випадку, коли $U_{ном} \geq 110$ кВ. На першому етапі розрахунку напруги у всіх вузлах приймаються рівними $U_{ном}$, а втрати потужності в лініях на цьому етапі не враховуються ($\Delta S_l = 0$).

За цих умов визначаються потоки потужності на головних ділянках ліній. Для інших ділянок мережі розрахунок виконується на основі балансу потужності у відповідних вузлах.

У результаті попереднього розрахунку визначається точка потокорозподілу (струмороподілу) — вузол, у який потужність надходить із двох напрямків.

На другому етапі розрахунку для замкненої мережі здійснюється її умовне розмикання в точці потокорозподілу. При цьому навантаження даного вузла поділяється на дві частини, кожна з яких відповідає потужності, що надходить по відповідній приєднаній лінії.

Подальші розрахунки проводяться за методикою, прийнятою для розімкнених мереж, з обов'язковим урахуванням втрат потужності на ділянках ліній електропередачі. Визначивши потужність в кінці лінії S''_l , визначають значення потужності на початку лінії S'_l :

$$\dot{S}_l^n = \dot{S}_l^K + \Delta S_l = \left[P_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_{ном}^2} \cdot R_l \right] + j \left[Q_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_{ном}^2} \cdot X_l \right], \quad (5.9)$$

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

Для ділянки 5-504 маємо:

$$\dot{S}_{5-504} = \dot{S}_{розр504} = 15,176 - j1,648 \text{ (MVA)}.$$

Для ділянки 2-501-503-502-202 маємо:

$$\dot{S}_{202-502} = \frac{\dot{S}_{розр502} \cdot (Z_{502-503}^* + Z_{503-501}^* + Z_{501-2}^*) + \dot{S}_{розр503} \cdot (Z_{503-501}^* + Z_{501-2}^*) + \dot{S}_{розр501} \cdot Z_{501-2}^*}{Z_{502-202}^* + Z_{502-503}^* + Z_{503-501}^* + Z_{501-2}^*},$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{202-502} &= \frac{(10,267 + j4,224) \cdot (22,022 - j37,764) +}{34,183 - j58,619} \\
&+ \frac{(13,175 + j6,363) \cdot (15,448 - j26,491) + (8,456 + j3,717) \cdot (6,902 - j11,836)}{34,183 - j58,619} = \\
&= 14,276 + j6,347 \text{ (MBA)}, \\
\dot{S}_{2-501} &= \frac{\dot{S}_{розр501} \cdot (Z_{502-503}^* + Z_{503-501}^* + Z_{502-2}^*) + \dot{S}_{розр503} \cdot (Z_{502-503}^* + Z_{502-202}^*) + \dot{S}_{розр502} \cdot Z_{502-202}^*}{Z_{502-202}^* + Z_{502-503}^* + Z_{503-501}^* + Z_{501-2}^*}, \\
\dot{S}_{2-501} &= \frac{(8,456 + j3,717) \cdot (27,28 - j46,782) +}{34,183 - j58,619} \\
&+ \frac{(13,175 + j6,363) \cdot (18,735 - j32,127) + (10,267 + j4,224) \cdot (12,161 - j20,855)}{34,183 - j58,619} = \\
&= 17,622 + j7,957 \text{ (MBA)}, \\
\dot{S}_{502-503} &= \dot{S}_{502-202} - \dot{S}_{розр502}, \\
\dot{S}_{502-503} &= 14,276 + j6,347 - (10,267 + j4,224) = 4,009 + j2,123 \text{ (MBA)}. \\
\dot{S}_{503-501} &= \dot{S}_{2-501} - \dot{S}_{розр501}, \\
\dot{S}_{503-501} &= 17,622 + j6,347 - (10,267 + j4,224) = 4,009 + j2,123 \text{ (MBA)}.
\end{aligned}$$

Перевірка для вузла 503:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{503} &= \dot{S}_{502-503} - \dot{S}_{503-501}, \\
\dot{S}_{503} &= 4,009 + j2,123 + 9,116 + j4,239 = 13,175 + j6,363 \text{ (MBA)},
\end{aligned}$$

Перевірка для ділянки 2-501-503-502-202:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{503} + \dot{S}_{502} + \dot{S}_{501} &= \dot{S}_{2-501} + \dot{S}_{202-502}, \\
31,898 + j14,304 &= 31,898 + j14,304.
\end{aligned}$$

Оскільки ланцюг, що підключений до нового вузла, включений між підстанціями з різними напругами, то виникає зрівняльний струм:

$$I_{zp} = \frac{U_1 - U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{12}}, \quad (5.10)$$

або зрівняльна потужність:

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot I_{zp}^* \cdot U_{\phi}, \quad (5.11)$$

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

Дані про напруги вузлових підстанцій беремо з розрахунку усталеного режиму з новими джерелами живлення (додаток Б).

При розрахунку зрівняльної потужності (струму), враховують тип лінії, якщо лінія дволанцюгова, то різниці напруги не виникає, так як такий вузол, що під'єднаний дволанцюговою лінією, підключений лише до однієї підстанції.

Тому для дволанцюгової лінії 5-504: $U_5 = 112,223$ (кВ),

$$S_{zp504} = 3 \cdot \frac{U_5 - U_{5-504}}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_{5-504}} \cdot \frac{U_5 + U_{5-504}}{\sqrt{3} \cdot 2},$$

$$S_{zp504} = 3 \cdot \frac{112,223 - 112,223}{\sqrt{3} \cdot (3,78 - 6,482)} \cdot \frac{112,223 + 112,223}{\sqrt{3} \cdot 2} = 0,$$

Після накладання зрівняльної потужності на отримане потекорозподілення отримаємо:

$$S''_{5-504} = \dot{S}_{5-504} + \dot{S}_{zp504} = 15,176 - j1,684 + 0 = 15,176 - j1,684 \text{ (MVA)},$$

$$\dot{S}_{103-501}^{\kappa} = \dot{S}_{103-501}'' = 15,176 - j1,684 \text{ (MVA)},$$

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

$$\Delta \dot{S}_{5-504} = \frac{(P_{5-504}^{\kappa})^2 + (Q_{5-504}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{5-504} + j \frac{(P_{5-504}^{\kappa})^2 + (Q_{5-504}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{5-504},$$

$$\Delta \dot{S}_{5-504} = \frac{(15,176)^2 + (1,684)^2}{110^2} \cdot 3,78 + j \frac{(15,176)^2 + (1,684)^2}{110^2} \cdot 6,482 = 0,073 + j0,125 \text{ (MVA)},$$

$$\dot{S}_{5-504}^n = \dot{S}_{5-504}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{5-504} = 15,176 - j1,684 + 0,073 + j0,125 = 15,249 - j1,559 \text{ (MVA)}.$$

Проводимо розрахунок для інших ліній аналогічно.

Результати розрахунків наведено в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Результати розрахунків поточкорозподілення в мережі

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
2-501	16,505+j6,041	16,334+j5,748	0,171+j0,293
202-502	15,881+j9,099	15,564+j8,556	0,317+j0,544
503-502	3,687+j1,571	3,678+j1,556	0,00866+j0,015
503-501	9,577+j4,944	9,497+j4,807	0,08+j0,137
5-504	15,249-j1,559	15,176-j1,684	0,073+j0,125

5.3 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги в вузлових точках мережі проводиться від пункту живлення до найбільш віддалених точок мережі. По відомій напрузі U_1 на одному із кінців лінії напругу другого кінця U_2 можна визначити за такими формулами:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2}, \quad (5.12)$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2}^n \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^n \cdot X_{1-2}}{U_1}. \quad (5.13)$$

Розрахуємо робочий рівень напруги у всіх вузлах для максимального режиму. Для інших режимів результати дістанемо з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу «Втрати –110» (додаток В та Г).

Для ділянки 5-504:

$$\Delta U_{5-504} = \frac{P_{5-504}^n \cdot R_{5-504} + Q_{5-504}^n \cdot X_{5-504}}{U_{103}},$$

$$\Delta U_{5-504} = \frac{15,249 \cdot 3,78 + (-1,559) \cdot 6,482}{112,233} = 0,424 \text{ (кВ)},$$

$$U_{504} = U_5 - \Delta U_{5-504} = 112,233 - 0,424 = 111,809 \text{ (кВ)}.$$

Обрахунки для інших вузлів проводимо аналогічно представленому варіанту та записуємо розрахункові значення в таблицю 5.4.

Таблиця 5.4 - Напруги у всіх вузлах для розрахованих режимів.

Номер вузла	Напруга у вузлах навантаження, кВ		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим
501	110,981	105,557	117,105
502	110,803	105,338	116,92
503	109,59	104,515	116,193
504	111,809	106,452	117,907

Проведено повний розрахунок вибраного варіанту мережі. Були розраховані значення потужностей навантажень. З їх врахуванням, а також параметрів схеми заміщення, було проведено розрахунок втрат потужності в ділянках нових вузлів нової спроектованої мережі.

5.4 Регулювання напруги в мережі

Основне завдання регулювання рівня напруги у районних електричних мережах полягає в утворенні сприятливих умов живлення споживачів електричної енергії.

Засоби регулювання напруги і оптимізації режимів за напругою є наступні: регулювання напруги трансформаторів і автотрансформаторів, які живляться

- 1) від мережі, що проектується (за допомогою РПН);
- 2) регулювання потужностей компенсувальних пристроїв (КП), генеруючих чи споживаючих реактивну потужність;
- 3) включення пристроїв повздовжньої компенсації (ППК).

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

Визначаємо втрати напруги в трансформаторах, зведені до вищої напруги:

$$\Delta U_T = \frac{P_{нв} \cdot R_T + Q_{нв}^n \cdot X_T}{n \cdot U_{вн}}. \quad (5.14)$$

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

$$K_{\phi} = \frac{U_{вн} - \Delta U_T}{U_{нн}}. \quad (5.15)$$

Бажані рівні напруги приймаються у відповідності з рекомендаціями (ПУЕ) для кожного з характерних режимів. Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації k_d трансформатора, дійсну напругу на боці НН трансформаторної підстанції.

Проведемо регулювання напруги у вузлі 504:

$$\Delta U_T = \frac{15,1 \cdot 14,7 + 0 \cdot 220,4}{2 \cdot 112,233} = 0,989 \text{ (кВ)},$$

$$K_{\phi} = \frac{112,233 - 0,989}{10} = 11,124 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{нн-504} = \frac{112,233 - 0,989}{10,455} = 10,64 \text{ (кВ)}.$$

Розрахунок по визначенню робочих рівнів напруг для всіх інших вузлів проводимо аналогічно. Для проведення розрахунку по регулюванню напруги на боці НН трансформаторних підстанцій у мінімальному та після аварійному режимах користуємось результатами з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу «Втрати –110».

Результати наведені в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 - Результати регулювання напруги в мережі

Номер вузла	$U_{\max}$, кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{\text{п.ав}}$, кВ
501	10,318	9,742	10,886
502	10,35	9,674	10,882
503	10,28	9,665	10,829
504	10,64	10,135	11,238

Використовуємо програмний комплекс «ВТРАТИ-110» для розрахунку трьох режимів – максимального, мінімального та післяаварійного. Результати розрахунків в додатках Б, В та Г.

Було проведено повний розрахунок вибраного варіанту мережі. Були розраховані значення потужностей навантажень. З їх врахуванням, а також параметрів схеми заміщення, було проведено розрахунок втрат потужності в ланках мережі.

5.5 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі

Заключна частина проекту має на меті визначення витрат, необхідних для спорудження мережі (одноразових капіталовкладень) та для її експлуатації на протязі року (відрахування на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування), а також системних витрат на компенсацію втрат потужності та електроенергії в мережі. Окрім цих основних показників, необхідно визначити ряд вторинних показників, які характеризують економічність експлуатації. До них відносяться:

- собівартість передачі електроенергії у мережі:

$$C = \frac{B}{A_{\text{річ}}}, \quad (5.16)$$

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

В - щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі.

$$A_{річ} = T_{нб} \cdot \sum_{i=1}^k P_{нвmax\Sigma}, \quad (5.17)$$

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

$$A_{річ} = 6100 \cdot (9,655 + 11,461 + 14,886 + 15,1) = 311723 \text{ (тис. грн)},$$

$$C = \frac{41346 \cdot 10^5}{311723 \cdot 10^3} = 13,264 \text{ (грн / кВт · год)}.$$

- відносне значення сумарних втрат активної потужності в режимах максимальних навантажень мережі в процентах від сумарного навантаження підстанцій для всієї мережі та спроектованої мережі:

$$P_{*max\Sigma} = \frac{\Delta P_{max\Sigma}}{\Delta P_{нвmax\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{1,397}{86,9} \cdot 100\% = 1,608\%,$$

$$P_{*max} = \frac{\Delta P_{max}}{\Delta P_{нвmax}} \cdot 100\% = \frac{3,189}{134} \cdot 100\% = 2,38\%,$$

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

$$\Delta A_{*\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{річ\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{1,397 \cdot 4719}{86,9 \cdot 6100} \cdot 100\% = 1,244\%,$$

$$\Delta A_{*} = \frac{\Delta A}{A_{річ}} \cdot 100\% = \frac{3,189 \cdot 4719}{134 \cdot 6100} \cdot 100\% = 1,841\%,$$

Крім вказаних показників, представимо дані, які характеризують необхідність мережі в елементах обладнання. До них відносяться:

- кількість трансформаторного обладнання за номінальними напругами та марками

- кількість вимикачів, включаючи ділянки КРП 10 кВ, і комплектів із роз'єднувачів відокремлювачів та короткозамикачів за номінальною напругою.

- кількість компенсуючих пристроїв за марками і номінальною напругою.

Всі показники для підстанцій наведені в таблиці 5.6.

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

Визначені показники слугують основою для обґрунтування вибору конкретної конфігурації мережі, порівняння альтернативних варіантів, а також для визначення доцільності реалізації проєкту з економічної точки зору.

6 АНАЛІЗ ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

6.1 Вибір і розрахунок мікропроцесорного релейного захисту трансформатора

В обмотках трансформаторів можуть виникати різні види коротких замикань: між фазами, замикання однієї або двох фаз на землю, міжвиткові короткі замикання в межах однієї фази, а також замикання між обмотками з різними рівнями напруги. Крім того, короткі замикання між фазами та на землю можуть траплятися на вводах трансформаторів і автотрансформаторів, у шинуванні та кабельних з'єднаннях.

Під час експлуатації можливі також порушення нормальних режимів роботи трансформаторів, серед яких: проходження надструмів через трансформатор або автотрансформатор унаслідок пошкодження суміжних елементів мережі, перевантаження, поява горючих газів у трансформаторній оливі, зниження або підвищення рівня оливи, підвищення температури оливи.

Залежно від ступеня небезпеки того чи іншого порушення нормального режиму, захисні пристрої реагують відповідно: подають сигнал, ініціюють розвантаження або повне відключення трансформатора.

Для захисту трансформатора передбачається встановлення таких типів захисту:

- Захист від внутрішніх пошкоджень. Для трансформаторів потужністю менш ніж 4 МВА застосовується максимальний струмовий захист у поєднанні зі струмовою відсічкою, а для трансформаторів більшої потужності — диференційний захист.
- Захист від пошкоджень усередині бака трансформатора або регулятора під навантаженням (РПН). Використовується газовий захист як трансформатора, так і РПН, з дією на сигнал або на відключення.
- Захист від зовнішніх коротких замикань. Передбачено максимальний струмовий захист із блокуванням по напрузі (або без нього), який одночасно

виконує роль резервного захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатора.

- Захист від однофазних коротких замикань на обмотках трансформатора із заземленою нейтраллю.

- Захист від перевантаження. Реалізується з дією на сигнал. У разі експлуатації підстанцій без постійного обслуговуючого персоналу цей захист може виконувати функцію автоматичного розвантаження або відключення трансформатора.

-



Рисунок 6.1 - Реле диференціального захисту SIPROTEC 4 7UT6 для трансформаторів, генераторів, двигунів та шин

Крім основних захисних функцій, передбачається встановлення додаткових струмових органів для забезпечення роботи допоміжної автоматики, наприклад, для керування системою охолодження трансформатора та блокування РПН.

Для організації захисту трансформатора буде використано шафу типу ШЕ 2607 041015-27E2УХЛ4 — це шафа релейного захисту трансформатора

та автоматичного керування вимикачем. Конструктивно шафа складається з двох окремих комплектів:

- Перший комплект забезпечує реалізацію основних і резервних захистів трансформатора. Релейна частина цієї секції виконана на основі мікропроцесорного термінала SIPROTEC 7UT613 виробництва «Siemens», у поєднанні з електромеханічними реле.

- Другий комплект призначений для забезпечення додаткових резервних захистів трансформатора, а також для керування високовольтним вимикачем на вводі.

6.2 Конфігурація мікропроцесорного термінала типу SIPROTEC 7UT613

SIPROTEC 7UT613 — це мікропроцесорний релейний пристрій серії SIPROTEC 4 від Siemens, призначений для комплексного захисту трансформаторів, генераторів, двигунів, коротких ліній та шинопроводів. Він забезпечує швидке та селективне відключення при коротких замиканнях, а також підтримує широкий спектр додаткових захисних функцій.

Основні технічні характеристики

- Кількість струмових входів: 12
- Кількість напругових входів: 4
- Бінарні входи/виходи: 5 входів / 8 виходів
- Тип дисплея: Текстовий
- Підтримка трансформаторів: до 3 обмоток
- Підтримка шинопроводів: до 9 відгалуджень
- Протоколи зв'язку: IEC 61850, IEC 60870-5-103, PROFIBUS-FMS/-DP, MODBUS, DNP 3.0
- Інтерфейси: Порт для DIGSI 4, сервісний інтерфейс, синхронізація часу через IRIG-B/DCF 77
- Програмована логіка: CFC (Continuous Function Chart) для реалізації користувацьких логік

Основні функції захисту

- Диференційний захист трансформатора: забезпечує швидке виявлення внутрішніх коротких замикань.
- Захист від перевантаження: моніторинг температури та теплового стану трансформатора.
- Максимальний струмовий захист: для фазних та нульових струмів.
- Захист від перенапруги та зниження напруги): контроль рівнів напруги в мережі.
- Частотний захист: виявлення відхилень частоти від номінального значення.
- Захист від зворотної потужності та прямої потужності: контроль напрямку потоку потужності.
- Захист від перенапруження: захист від перенапруги на трансформаторі.
- Захист від несправностей вимикача: виявлення несправностей у роботі вимикача.
- Захист від несиметрії навантаження: виявлення дисбалансу фазних струмів.
- Обмежений диференційний захист на землю: високочутливий захист від замикань на землю.

Додаткові можливості

- Гнучке налаштування: до 12 користувацьких захисних функцій з можливістю вибору вхідних змінних (струм, напруга, потужність, частота).
- Інтеграція з SCADA: через стандартні протоколи зв'язку.
- Моніторинг температури: з можливістю підключення зовнішніх температурних датчиків (термобоксів) для повного теплового контролю трансформатора.
- Реєстрація подій: осцилографічний запис аварійних подій та постійний моніторинг диференційних та стримуючих струмів.
- Програмована логіка: можливість реалізації користувацьких алгоритмів автоматизації та інтерлокінгів.

Можливі варіанти застосування

- Захист трансформаторів: двох- та трьохобмоткових трансформаторів у розподільчих мережах.
- Захист генераторів та двигунів: виявлення внутрішніх несправностей та коротких замикань.
- Захист шинопроводів: до 9 відгалуджень з фазовим розділенням або з сумарними трансформаторами струму.
- Захист коротких ліній: селективне відключення при коротких замиканнях.

Включення головних трансформаторів струму на всіх сторонах має бути за схемою «зірка».

Вхідні трансформатори струму терміналу мають число витків первинної обмотки $w_1 = 16$ з виводами від 1 і 4 витків для грубого вирівнювання струмів. На першому виводі при $w_1 = 1$ виток забезпечується діапазон струмів (4,001 - 16,000) А, на другому виводі при $w_1 = 4$ витки забезпечується діапазон струмів (1,001 - 4,000) А, на $w_1 = 16$ забезпечується діапазон струмів (0,251 - 1,000) А. таким чином для диференційного захисту трансформатора (ДЗТ) в терміналі забезпечується вирівнювання струмів в діапазоні від 0,25 до 16 А. Перемикання виводів вхідних трансформаторів струму здійснюється на затисках X1, X2 терміналу.

Для захисту високовольтного трансформатора здійснено вибір комплектування: шафи захисту трансформатора у складі двох комплектів і автоматики керування вимикачем. Перший комплект реалізує функції основних і резервних захистів. Релейна частина цього комплекту виконана на базі мікропроцесорного терміналу типу SIPROTEC 4 7UT6 виробництва «Siemens» і електромеханічних реле. Другий комплект призначений для додаткових резервних захистів трансформатора і для керування ввідним вимикачем ВН.

Проведені розрахунки диференційного захисту трансформатора з визначенням струму спрацювання, струму гальмування блокування, струму

спрацювання диференційної відсічки, коефіцієнта чутливості захисту; розрахунок максимального струмового захисту з блокуванням по напрузі з визначенням первинних і вторинних струму і напруги спрацювання захисту, чутливості захисту, витримок часу. Здійснений вибір уставок пристрою резервування відмови вимикача. Також проведені розрахунки: захисту трансформатора від перевантаження, блокування пристрою регулювання під напругою, захисту від перегрівання обмоток і магнітопроводу трансформатора. Усі результати приведені в Додатку Д.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ

У розділі бакалаврської роботи розглядаються заходи з охорони праці в процесі обслуговування обладнання релейного захисту. На оперативно-ремонтний персонал, який здійснює заходи з підвищення надійності системи електропостачання, впливають такі шкідливі виробничі фактори [14, 15]:

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.

7.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

7.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць

Для забезпечення робіт, що їх проводить оперативно-ремонтний персонал в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати [16]. За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки. Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмопровідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами. Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу III. Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових

заходів щодо запобігання його випадковому відключенню. Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Записувати покази електролічильників та інших вимірювальних приладів, встановлених на щитах керування і в РУ, дозволяється: одноособово працівникам з групою II за наявності місцевих оперативних працівників (з чергуванням двох осіб) і з групою III – без місцевих оперативних працівників; працівникам інших організацій з групою III у супроводі місцевого оперативного працівника.

Встановлення і зняття електролічильників та інших вимірювальних приладів, підключених до вимірювальних трансформаторів, повинні провадити за нарядом зі зняттям напруги два працівники, один з яких повинен мати групу IV, а другий – групу III. За наявності в колах електролічильників контактів (блоків), що дозволяють працювати без розмикання кіл, підключених до вторинних обмоток трансформатора струму, ці роботи можна виконувати за розпорядженням, не знімаючи напруги зі схеми електролічильника. За відсутності вказаних контактів напругу і струм в колах електролічильника слід відключити.

Приєднання вимірювальних приладів, встановлення і зняття електролічильників, підключених до вимірювальних трансформаторів, за наявності випробувальних блоків або спеціальних затискачів, що дають змогу безпечно закорочувати кола струму, виконуються без зняття навантаження і напруги. Встановлення і зняття електролічильників безпосереднього ввімкнення допускається провадити за розпорядженням

одному працівнику з групою III. Встановлення і зняття електролічильників, а також приєднання вимірювальних приладів виконуються зі зняттям напруги.

Роботи з електролічильниками на різних приєднаннях, розміщених в одному приміщенні, можна виконувати за одним нарядом (розпорядженням). Оформлення в наряді переходу з одного робочого місця на інше не вимагається.

7.1.2 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;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати

безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

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

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [16], 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.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

7.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

7.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

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

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оперативного персоналу передбачається:

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

7.2.2 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 7.2.

Таблиця 7.2 – 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 підтримки допустимих значень шкідливих речовин потрібно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціювання повітря.

7.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018, будівельно-монтажні роботи потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в».

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 освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 7.4.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Таблиця 7.4 – Вимоги до освітлення приміщень, що будуються

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

7.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщеннях широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях, де використовується будівельна техніка, мають відповідати вимогам СН 3223, ГОСТ 12.1.003 і наведені в табл. 7.5.

Таблиця 7.5 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньо геометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях потрібно застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками: ширми, екрани зі звукопоглинаючих матеріалів, використання сертифікованого будівельного інструменту та індивідуальних засобів захисту.

7.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [14, 15]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [16], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [17].

Приміщення п/ст, де розташоване обладнання релейного захисту, за вибухонебезпечною та пожежонебезпечною відносяться 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 П-ІІІ (місця, де

зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з несучими і огорожувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2018 наведено в таблиці 7.6.

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 7.7.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 7.8 (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 7.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських споруд слід приймати за таблицею 7.8 (знаменник).

Таблиця 7.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості і будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площад-ки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між по-верхові (у т.ч. горищні та над підва-лами	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (пере-город-ки				пли-ти, насти-ли, 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

Таблиця 7.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвиликах)	Тип заповненн-ня 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

Таблиця 7.8 - 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
II	6/9	8/9	10/12

На території п/ст, де розташоване обладнання релейного захисту, встановлено 25 вогнегасників ВП-5(8) і 12 газових вогнегасників ВВК-7 [29].

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками ВП-5 або піском; зупинити обладнання.

ВИСНОВОК

У ході виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи було розроблено техніко-економічно обґрунтований проєкт районної електричної мережі напругою 110 кВ, з урахуванням актуальних вимог до надійності, енергоефективності та перспектив подальшого розвитку енергосистеми регіону.

На основі аналізу вихідних даних, виконано моделювання різних варіантів конфігурації мережі, проведено розрахунок потоків потужності у нормальних та післяаварійних режимах. За результатами розрахунків виконано вибір оптимальних вузлів підключення нових споживачів, номінальних напруг, а також визначено раціональні перерізи проводів для ліній електропередач.

Особливу увагу приділено перевірці вибраних елементів мережі на допустиме нагрівання та допустимі втрати напруги у післяаварійних режимах. Проведені розрахунки підтвердили відповідність прийнятих технічних рішень нормативним вимогам.

Виконано розрахунок балансу активної та реактивної потужності, що дозволило визначити потребу в додаткових джерелах реактивної потужності та вибрати типові конденсаторні установки для компенсації реактивного навантаження. Проведено вибір трансформаторів для підстанцій, із урахуванням режимів можливого перевантаження у післяаварійних ситуаціях. Вибрано типові трансформатори серії ТДН потужністю 10 МВА та 16 МВА, які забезпечують надійну та ефективну роботу підстанцій.

На завершальному етапі виконано порівняння чотирьох варіантів розвитку мережі за техніко-економічними показниками. За результатами аналізу мінімальних приведених витрат та загальної ефективності обрано варіант №3 як найбільш доцільний для впровадження.

Результати проєкту можуть бути використані у подальшій практичній діяльності при проєктуванні нових та модернізації існуючих електричних мереж 110 кВ, що сприятиме підвищенню енергетичної безпеки регіону, забезпеченню високої якості електропостачання та економічної ефективності роботи електричних мереж.

СПИСОК ВИОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). 7-ме вид. з доповненнями. – Київ: Міністерство енергетики України, 2020.
2. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги в публічних електричних розподільчих мережах.
3. ДСТУ ІЕС 60076-1:2016. Силові трансформатори. Частина 1. Загальні положення.
4. Малогулко Ю. В. Особливості аналізу режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії // Вісник ВНТУ. — 2020. — № 3(141). — С. 112–119.
5. Савчук А. І. Релейний захист та автоматика : підручник. — Київ : НТУУ "КПІ", 2018.
6. Гриб Н. І. Інформаційні технології в управлінні електричними мережами. — Вінниця : ВНТУ, 2020.
7. Галущенко Г. О. Інтеграція електроенергетичних систем України до ENTSO-E : монографія. — Київ : НУЕУ, 2023.
8. Касаткін В. Д. Техніко-економічне обґрунтування схем електричних мереж : підручник. — Харків : ХНУРЕ, 2019.
9. Клименко С. П. Надійність електропостачання споживачів : навч. посібник. — Харків : ХНУРЕ, 2014.
10. Тихонов І. В. Розрахунок втрат електричної енергії в мережах 110–150 кВ. — Київ : НТУУ "КПІ", 2013.
11. Інтеграція відновлюваних джерел у розподільчі мережі. — Київ : НЕК "Укренерго", 2021.
12. Європейська практика проектування електричних мереж. — Київ : Інститут енергетичних досліджень, 2020.
13. Стратегія розвитку електричних мереж України до 2030 року. — Міністерство енергетики України, 2023.

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

15. 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->.

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

17. 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.

18. 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>.

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

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

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

22. 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>.

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

24. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
25. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
26. 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>.
27. 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.
28. 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.
29. 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

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Районна електрична мережа з аналізом оцінювання надійності релейного захисту»

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, доцент кафедри ЕСС Малогулко Ю.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності	
StrikePlagiarism	
Оригінальність	36,4 %
Загальна схожість	63,6 %

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]
(підпис)

Дідоренко Р.Р.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку [підпис]
(підпис)

Вишневецький С.Я
(прізвище, ініціали)

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

ДОДАТОК Е

ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

1

«Районна електрична мережа з аналізом оцінювання надійності релейного захисту»

Виконав: ст. гр. ІЕСМ-216 Дідоренко Р. Р.
Керівник: к.т.н., доцент Малогулко Ю.В.

Вінниця 2025

2

Актуальність та задачі дослідження

Сучасний розвиток енергетичної галузі України супроводжується підвищеними вимогами до надійності, ефективності та якості електропостачання. В умовах інтеграції української енергосистеми до європейської мережі ENTSO-E, а також з урахуванням актуальних викликів, пов'язаних із війною, реформою енергетичного ринку та впровадженням відновлюваних джерел енергії, все більшої уваги набувають питання оптимізації проектування електричних мереж різних рівнів напруги.

Особливе місце у структурі енергосистеми посідають районні електричні мережі (РЕМ) класу напруги 110 кВ, які відіграють роль проміжної ланки між магістральними мережами високої напруги (330–750 кВ) та розподільчими мережами середньої напруги (35–10(6) кВ). Через мережі 110 кВ здійснюється передача значної частини електричної енергії від центрів генерації до споживачів промислового сектору, соціальної інфраструктури, об'єктів оборонного комплексу та житлового фонду.

Вибір номінальної напруги ділянок мережі

5

№ Схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_{Σ} МВт	Q_{Σ} МВАр	S_{Σ} МВА	$U_{розра}$ кВ	$U_{ном}$ кВ
1	4-502	50,16	1	16,386	8,722	18,562	78,437	110
	201-501	48,84	1	15,314	8,335	17,435	75,922	110
	502-503	26,4	1	6,186	3,496	7,105	48,617	110
	501-503	34,32	1	6,914	3,575	7,783	51,561	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110
2	202-502	48,84	1	16,522	8,794	18,717	78,678	110
	201-501	48,84	1	15,178	8,262	17,281	75,603	110
	502-503	26,4	1	6,322	3,569	7,26	49,126	110
	501-503	34,32	1	6,777	3,502	7,629	51,069	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110
3	202-502	48,84	1	14,187	7,523	16,059	73,235	110
	2-501	27,72	1	17,512	9,534	19,939	78,862	110
	502-503	26,4	1	3,987	2,298	4,602	39,348	110
	501-503	34,32	1	9,112	4,773	10,287	58,832	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110
4	4-502	50,16	1	14,052	7,451	15,906	72,957	110
	2-501	27,72	1	17,648	9,605	20,092	79,131	110
	502-503	26,4	1	3,852	2,226	4,449	38,694	110
	501-503	34,32	1	9,248	4,845	10,44	59,244	110
	5-504	30,36	2	15,1	0	15,1	74,118	110

6

Вибір трансформаторів на підстанціях

$$S_{T,ном i} = \frac{P_{max i}}{1.4(n_T - 1)\cos\phi_u} = \frac{S_{max i}}{1.4(n_T - 1)},$$

№ вуз- ла	S _y МВА	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулюванн я	U _{ном} обмоток,								ΔQx
					кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	
					ВН	НН							
501	6,897	ТДН- 10000/110	10	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
502	8,186	ТДН- 10000/110	10	±9х 1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
503	10,633	ТДН- 16000/110	16	±9х 1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
504	10,788	ТДН- 16000/110	16	±9х 1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

Типові схеми розподільних пристроїв

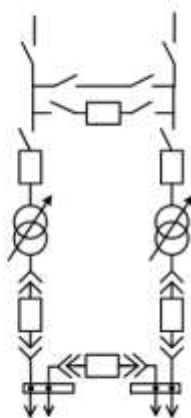


Рисунок 2 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгів трансформаторів

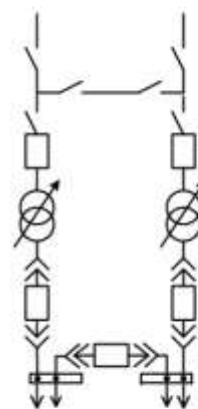


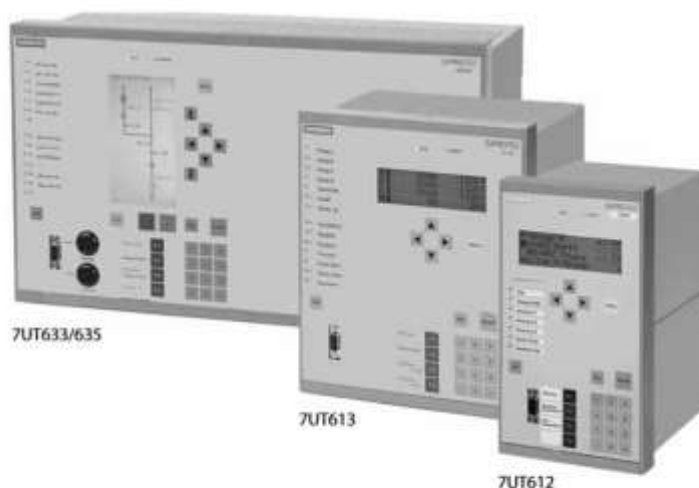
Рисунок 3 - Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній

Аналіз оцінювання надійності релейного захисту

Для захисту трансформатора передбачається встановлення таких типів захисту:

- Захист від внутрішніх пошкоджень. Для трансформаторів потужністю менш ніж 4 МВА застосовується максимальний струмовий захист у поєднанні зі струмовою відсічкою, а для трансформаторів більшої потужності — диференційний захист.
- Захист від пошкоджень усередині бака трансформатора або регулятора під навантаженням (РПН). Використовується газовий захист як трансформатора, так і РПН, з дією на сигнал або на відключення.
- Захист від зовнішніх коротких замикань. Передбачено максимальний струмовий захист із блокуванням по напрузі (або без нього), який одночасно виконує роль резервного захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатора.
- Захист від однофазних коротких замикань на обмотках трансформатора із заземленою нейтраллю.
- Захист від перевантаження. Реалізується з дією на сигнал. У разі експлуатації підстанцій без постійного обслуговуючого персоналу цей захист може виконувати функцію автоматичного розвантаження або відключення трансформатора.

Реле диференціального захисту SIPROTEC 4 7UT6 для трансформаторів, генераторів, двигунів та шин



Охорона праці

- У розділі представлено комплексний підхід до організації охорони праці під час обслуговування розподільчих електричних мереж. Визначено основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, що можуть впливати на оперативного-ремонтний персонал, а також наведено шляхи їх усунення або мінімізації.
- Розглянуто як технічні, так і організаційні заходи, спрямовані на створення безпечних умов праці на робочих місцях. Зокрема, висвітлено вимоги щодо електробезпеки, застосування засобів електрозахисту, оптимізації параметрів мікроклімату, організації вентиляції, належного освітлення та контролю рівня шуму у виробничих приміщеннях.
- Особливу увагу приділено питанням пожежної безпеки: класифіковано пожежну небезпеку приміщень, визначено вимоги до вогнестійкості будівельних конструкцій, описано правила експлуатації електроустановок та порядок дій персоналу у разі виникнення пожежі.
- Застосування запропонованих рішень сприятиме зниженню професійних ризиків, профілактиці виробничого травматизму та забезпеченню безпечних умов праці під час виконання робіт з експлуатації та діагностики кабельних ліній електропередачі.

У процесі виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи було розроблено техніко-економічно обґрунтований проект районної електричної мережі 110 кВ, з урахуванням сучасних вимог до надійності, енергоефективності та перспектив розвитку регіональної енергосистеми. Проведено аналіз вихідних даних, моделювання різних конфігурацій мережі та розрахунок потоків потужності у нормальних і післяаварійних режимах.

Оптимізовано підключення нових споживачів, вибрано номінальні напруги та перерізи проводів, перевірено елементи мережі на відповідність нормам за нагріванням і втратами напруги. Виконано розрахунок балансу активної та реактивної потужності, обрано типові компенсуючі пристрої та трансформатори серії ТДН (10 МВА і 16 МВА), які забезпечують надійну роботу підстанцій.

На підставі порівняльного аналізу техніко-економічних показників визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Результати роботи можуть бути використані при проектуванні нових і модернізації існуючих електричних мереж 110 кВ для підвищення енергетичної безпеки та ефективності електропостачання регіону.

Дякую за увагу! Доповідь завершено.