

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

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА З ВИБОРОМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ

Виконав: студент 4 курсу групи ІЕСМ-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні системи і мережі»
Сковородецький А.В. А.В. Сковородецький

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

« 03 » червня 2025 р.

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

Шульченко Ю.А.
« 06 » 06 2025 р.

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

В.О. Комар
« 06 » 06 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» 03 2025 р.

ЗАВДАННЯ **НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Сковородецький Андрій Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Районна електрична мережа з вибором релейного захисту електрообладнання підстанцій»

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

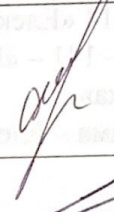
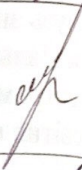
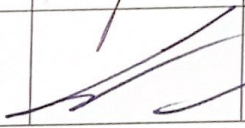
2. Термін подання студентом роботи 3 червня 2025 року

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. Типові схеми розподільних пристроїв. 3 порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі. 4. Моделювання схеми розвитку електричної мережі та розрахунок і аналіз основних режимів роботи мережі. 5. Розрахунок релейного захисту силових трансформатора. 6. 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, марки і площі перерізу проводів ліній електропередач. 6. Вибір трансформаторів на підстанціях. 7. Типові схеми розподільних пристроїв. 8. Основні техніко-економічні показники спроектованої мережі. 9. Релейні захисти силових трансформаторів. 10. Конфігурація захисту RET 670. 11. Охорона праці. 12. Висновок.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав 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		П. м.
		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	Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі	01.04.25	10.04.25	
4	Моделювання схеми розвитку електричної мережі та розрахунок і аналіз основних режимів роботи мережі	11.04.25	21.04.25	
5	Розрахунок релейного захисту силових трансформатора	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

Сковородецький А.В.

Керівник


підпис

Малогулко Ю.В.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.95

Сковородецький Андрій Володимирович «Районна електрична мережа з вибором релейного захисту електрообладнання підстанцій». Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітня програма – «Електричні системи та мережі». Вінниця: ВНТУ, 2025. 77 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 36 назв; рис.: 10, табл. 25.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розглянуто питання проектування районної електричної мережі з вибором релейного захисту електрообладнання підстанцій. Проведено аналіз схем підстанцій відповідно до діючих нормативних вимог і стандартів. Особливу увагу приділено вибору оптимальних схем з урахуванням кількості підключених ліній, трансформаторів та необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. В роботі обґрунтовано вибір релейного захисту для забезпечення ефективної роботи електрообладнання в нормальних, ремонтних та аварійних режимах. Розглянуто вимоги до схем підстанцій щодо простоти, економічності, можливості поетапного розвитку та автоматизації відновлення електропостачання. Результати дослідження можуть бути використані при проектуванні та модернізації енергетичних об'єктів з підвищеними вимогами до надійності та безпеки.

Ключові слова: районна електрична мережа; підстанція; схема підстанції; релейний захист; електрообладнання.

ABSTRACT

Skovorodetsky Andriy "District electric network with the choice of relay protection of electrical equipment of substations". Bachelor's qualification work in the specialty 141 - "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", educational program - "Electrical systems and networks". Vinnytsia: VNTU, 2025. 77 p.

In Ukrainian. Bibliography: 36 titles; Fig.: 10, table. 25.

In the bachelor's qualification work the issue of designing a district electric network with the choice of relay protection of electrical equipment of substations is considered. An analysis of substation schemes is carried out in accordance with current regulatory requirements and standards. Particular attention is paid to the selection of optimal schemes taking into account the number of connected lines, transformers and the required level of reliability of power supply to consumers. The work justifies the choice of relay protection to ensure the effective operation of electrical equipment in normal, repair and emergency modes. The requirements for substation schemes regarding simplicity, cost-effectiveness, the possibility of phased development and automation of power supply restoration are considered. The results of the study can be used in the design and modernization of energy facilities with increased requirements for reliability and safety.

Keywords: district electric network; substation; substation scheme; relay protection; electrical equipment.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ФОРМУВАННЯ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	8
1.1 Вибір схем електропостачання	8
1.1.1 Розрахунок довжин ділянок мережі	14
1.2 Потужності навантажень	15
1.2.1 Розрахунок потужностей навантажень	15
1.2.2 Розрахунок потоків потужностей по лініях	17
1.3 Вибір номінальної напруги	18
1.4 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач	20
1.5 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	23
1.6 Оцінка балансу потужностей. Вибір додаткових джерел реактивної потужності	28
1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях	31
2 ТИПОВІ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ	33
3 ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ І ВИБІР ЕКОНОМІЧНО ДОЦІЛЬНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ	36
4 МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ	40
4.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі	40
4.2 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій	42
4.3 Визначення потокорозподілення основної мережі	44

4.4	Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі	47
4.5	Регулювання напруги в мережі	49
4.6	Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі	50
5	РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРА	53
5.1	Вихідні дані до розрахунку уставок захистів	54
5.2	Вибір схеми підключення ТС	55
5.3	Розрахунок вторинних номінальних струмів	57
5.4	Вибір загальних уставок функції диференційного захисту	58
6	ОХОРОНА ПРАЦІ	61
6.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	61
6.1.1	Вимоги з безпечної організації робочих місць	61
6.1.2	Електробезпека	64
6.2	Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	66
6.2.1	Мікроклімат	66
6.2.2	Склад повітря робочої зони	67
6.2.3	Виробниче освітлення	67
6.2.4	Виробничий шум	68
6.3	Пожежна безпека	69
	ВИСНОВКИ	72
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	76
	ДОДАТКИ	78

ВСТУП

Електроенергетика є однією з ключових галузей національного господарства, яка забезпечує стабільне функціонування усіх інших сфер людської діяльності. Сучасний світ неможливо уявити без надійного електропостачання, адже електрична енергія є основою життєдіяльності, виробництва, транспорту, телекомунікацій та ін. У зв'язку з постійним зростанням обсягів споживання електроенергії, що зумовлено розвитком промисловості, урбанізацією та зростанням рівня автоматизації, питання проектування ефективних та надійних електричних мереж набуває все більшої актуальності.

Інженери-електрики, які займаються проектуванням систем електропостачання, мають враховувати цілу низку факторів: від технічних характеристик обладнання до вимог нормативної документації [1], розроблення проєктів має базуватися на принципах технічної доцільності, економічної ефективності та екологічної безпеки. В умовах стрімкого технологічного прогресу особливої ваги набуває впровадження інтелектуальних систем енергорозподілу, релейного захисту, а також систем накопичення енергії, які дозволяють підвищити ефективність функціонування мереж.

Проектування електричних мереж здійснюється з урахуванням чинних нормативно-правових актів, таких як: Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), Державні будівельні норми (ДБН), Норми технічної експлуатації електричних станцій і мереж, а також національні стандарти, які регламентують вимоги до технічного стану, надійності та безпеки електромереж [2].

Згідно з дослідженнями [3], при проектуванні повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) необхідно враховувати такі фактори:

- електричне навантаження: визначення потужності споживачів;
- кліматичні умови регіону: температурні режими, вітрові навантаження;

- географічні особливості місцевості: рельєф, водні перешкоди;
- характеристики матеріалів: тип проводу, допустимі струмові навантаження;
- економічні аспекти: оптимізація вартості будівництва та експлуатації;
- екологічні обмеження: мінімізація впливу на довкілля;
- категорія споживачів: відповідність вимогам щодо якості й безпеки електропостачання.

При виборі матеріалів для проектування важливо враховувати технічні характеристики мережі, наприклад, для систем високої потужності доцільно використовувати мідні проводи, які мають кращі провідникові властивості, ніж алюмінієві [4]. Також значну роль відіграють умови експлуатації: перепади температур, вплив вологи, ризик механічних пошкоджень тощо.

У роботі [5] наголошується на необхідності вибору схеми живлення, яка забезпечить не лише ефективну доставку електроенергії, а й враховуватиме резервування та можливість подальшого розширення мережі. У дослідженнях також зазначено, що одним із найважливіших етапів проектування є розрахунок режимів роботи мережі – це дозволяє виявити слабкі місця, оптимізувати навантаження і забезпечити енергетичну безпеку об'єктів.

Таким чином, сучасне проектування електричних мереж передбачає комплексний підхід, що включає технічний, економічний та екологічний аналіз. Надійність мережі напряду залежить від правильного вибору схеми електропостачання, матеріалів, типу обладнання, а також від дотримання сучасних стандартів і вимог безпеки. Урахування вищезгаданих чинників дозволяє сформувати ефективну інфраструктуру, яка відповідатиме вимогам споживачів та забезпечить стабільну роботу електроенергетичних систем.

У сучасних умовах надійне функціонування енергетичних систем є основою сталого розвитку економіки, промисловості та соціальної інфраструктури. Одним із ключових елементів електроенергетичної системи

є районні електричні мережі, які забезпечують розподіл електроенергії між джерелами живлення та споживачами на визначеній території.

Невід'ємною складовою таких мереж є підстанції, що виконують функцію трансформації напруги, комутації та контролю. Враховуючи зростання навантаження, складність електричних схем і можливі загрози аварій, особливої уваги потребує система релейного захисту, яка дозволяє виявити несправності в роботі обладнання й автоматично відключити ушкоджену ділянку мережі з мінімальними наслідками для загальної системи.

Правильний вибір, розрахунок і налаштування релейного захисту є важливими для забезпечення безперебійного, безпечного та ефективного функціонування електромережі. У роботі розглядаються принципи побудови районної електричної мережі, характеристики електрообладнання підстанцій та обґрунтований вибір сучасних пристроїв релейного захисту.

Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення надійності електропостачання, зменшення аварійності та адаптації мереж до сучасних викликів, включаючи інтеграцію відновлюваних джерел енергії, цифровізацію та кібербезпеку.

1 ФОРМУВАННЯ НАПРЯМКІВ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Вибір схем електропостачання

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі проводиться з метою забезпечення надійності та стабільності роботи електричної мережі. Це важливий етап в проектуванні електромережі, оскільки дозволяє визначити потужність, напругу та струм, які будуть передаватися через вхідну мережу. На основі отриманих даних можна визначити необхідність застосування додаткових елементів мережі, наприклад, трансформаторів, регуляторів напруги, захисних пристроїв та іншого обладнання. Також розрахунок режиму вхідної мережі дозволяє визначити оптимальну схему підключення обладнання до мережі та забезпечити оптимальну роботу всієї системи електропостачання.

Даний розрахунок режиму вхідної мережі (рис. 1.1) виконується з метою вибору з існуючої мережі оптимального, з урахуванням всіх критеріїв, вузлів живлення для 4 нових вузлів споживання електричної енергії (501, 502, 503, 504).

При розрахунку електричної мережі опираються на такі критерії:

- менша відстань: до нових вузлів, до джерел живлення району – вузлів 100, 200, 300.

- Електричне навантаження: розрахунки базуються на визначенні потужності споживачів, які будуть підключені до мережі. Це дозволяє визначити потужність трансформаторів, що використовуються в мережі.

- Струмові навантаження: розрахунки проводяться на основі струмового навантаження для кабелів та ліній передачі електроенергії. Це дозволяє визначити необхідну площу перерізу проводів.

- Напруга: розрахунки проводяться з урахуванням напруги, що використовується в мережі, та вимог щодо її рівномірності на всій ділянці мережі.

- Коефіцієнт потужності: розрахунки проводяться з урахуванням коефіцієнта потужності, що відображає ефективність використання електричної енергії в системі.

- Кількість споживачів: розрахунки проводяться з урахуванням кількості споживачів, що будуть підключені до мережі.

- Надійність. Приєднання повинно бути надійним та забезпечувати стабільний струм для підключених об'єктів.

- Технічні можливості. Приєднання повинно бути технічно можливим та виконане з використанням необхідного обладнання.

- Забезпечення безпеки. Приєднання повинно відповідати вимогам безпеки та надійності електричної мережі.

Врахування цих критеріїв допоможе забезпечити ефективне та надійне електропостачання, що відповідає потребам споживачів та вимогам енергетичного ринку.

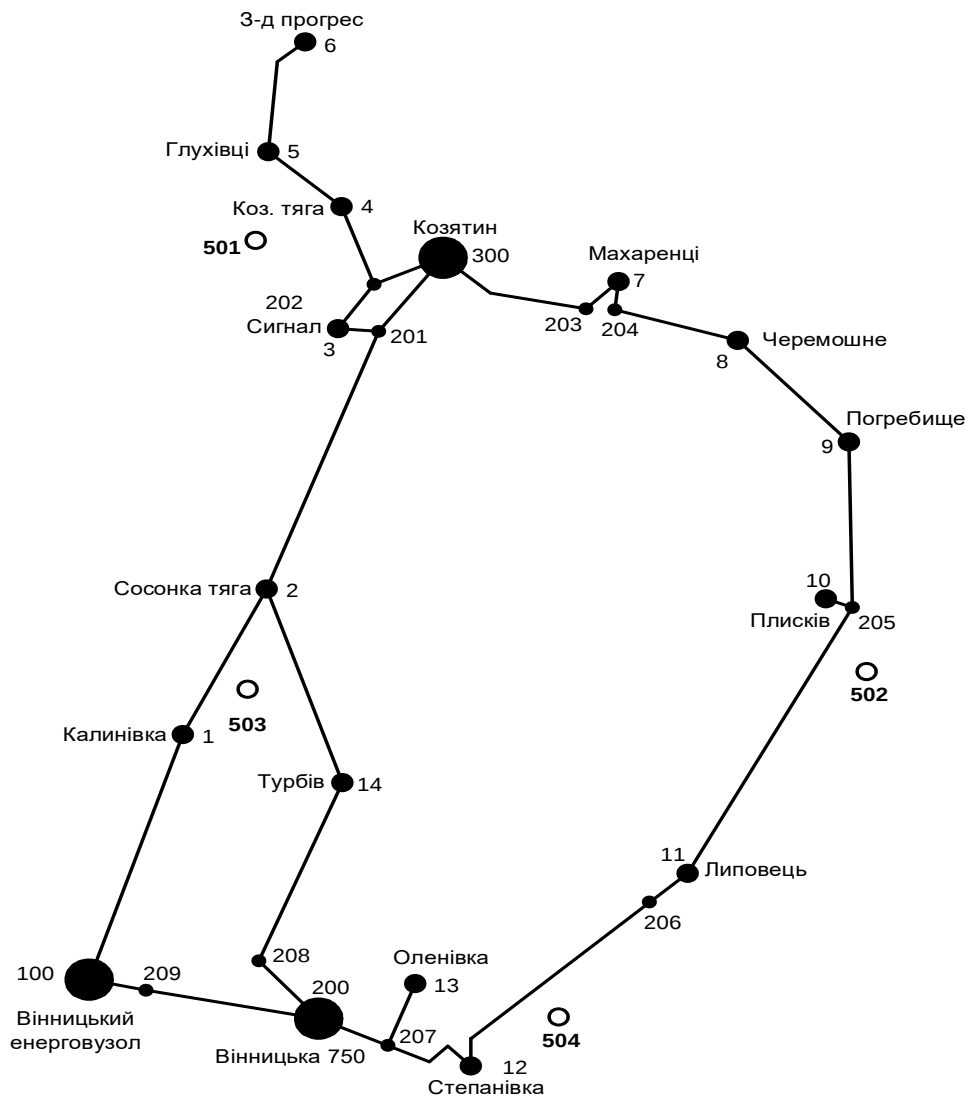


Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – 110”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ.

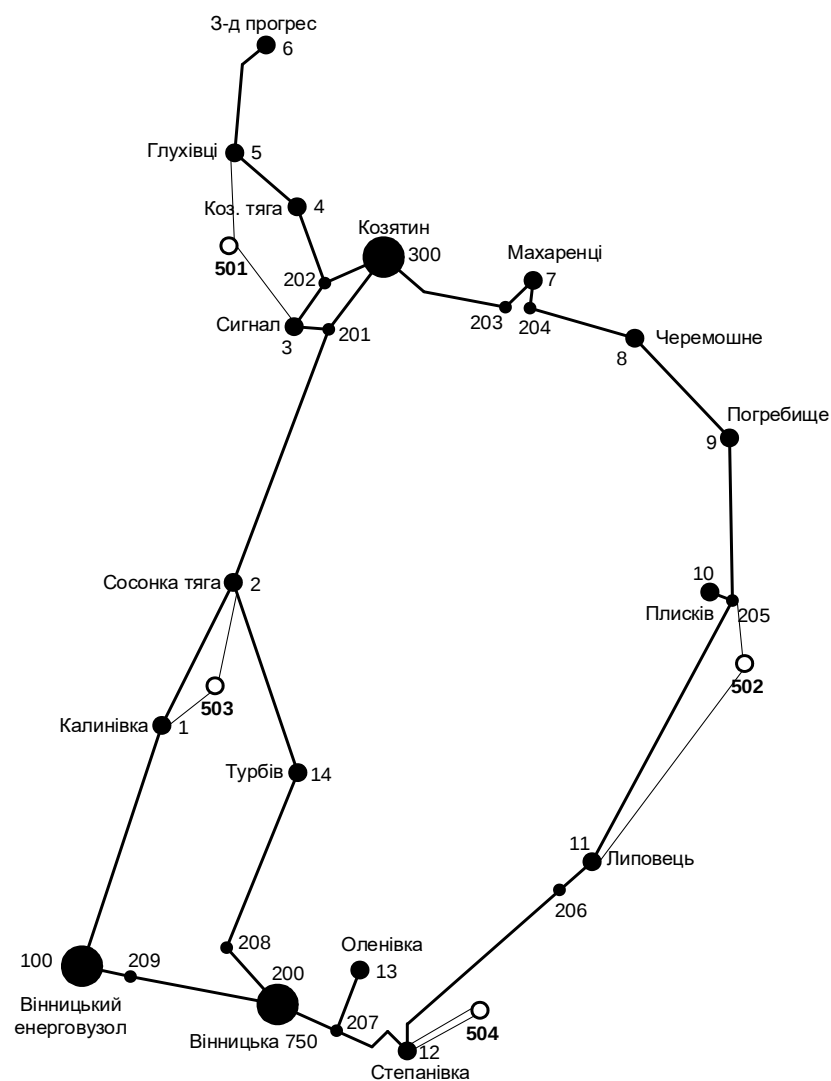
Вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі є одним з основних завдань проекту.

Схема мережі і її номінальна напруга знаходяться в тісній техніко-економічній взаємозалежності. Так зміна схеми мережі може призвести до необхідності зміни номінальної напруги мережі в цілому чи її

окремих частин. Має місце і обернена залежність схеми мережі і номінальної напруги мережі. Через те вибір схеми і номінальної напруги мережі повинні проводитись одночасно.

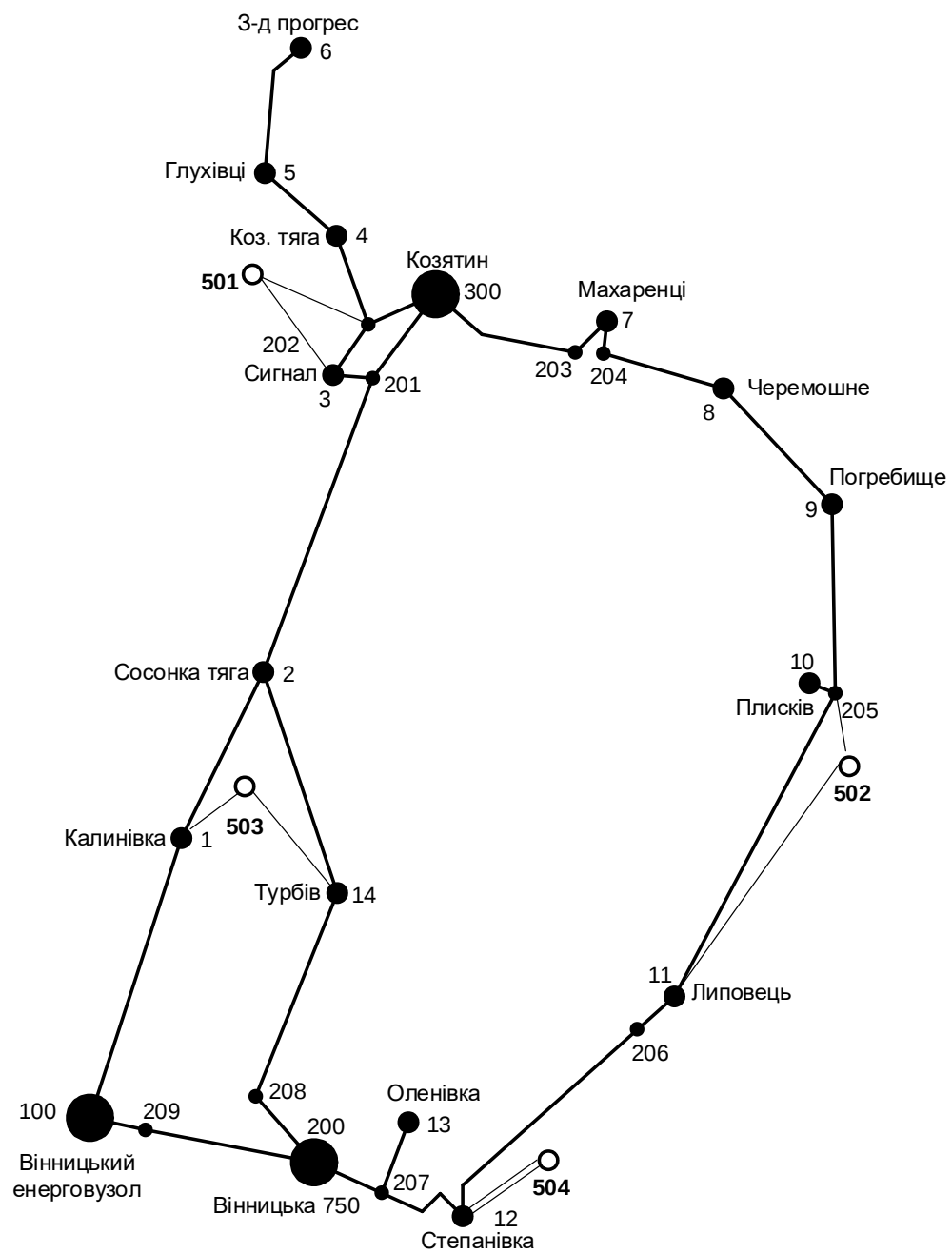
У наш час при проектуванні електричних мереж метод варіантного порівняння на базі техніко-економічного розрахунку сумарними витратами є найбільш поширеним та ефективним.

На основі вимог до схем мереж пропонуємо 4 варіанти схем (рис. 1.2) розвитку електричної мережі.



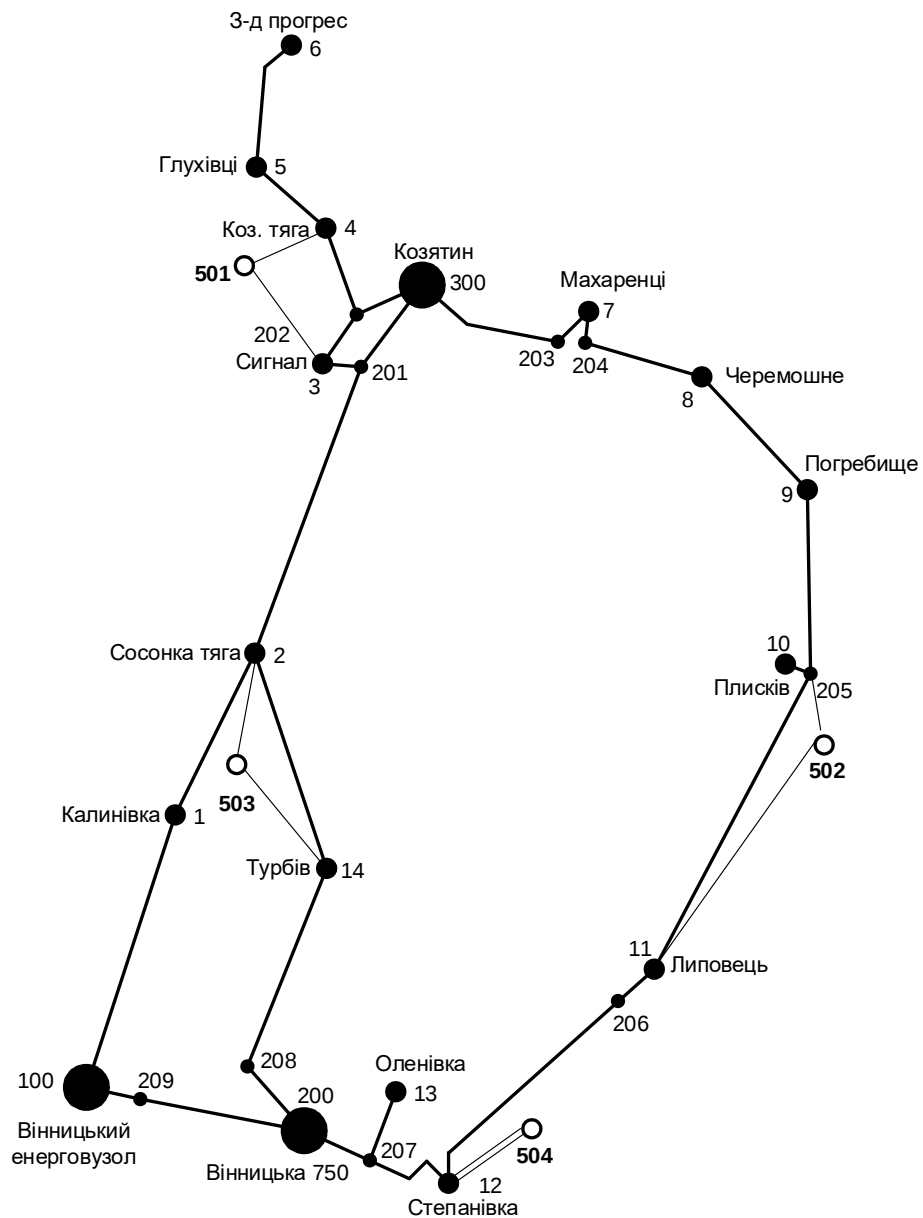
а) – Варіант №1

Рисунок 1.2 - Схема розвитку електричної мережі



в) – Варіант №3

Рисунок 1.2 - Схема розвитку електричної мережі



г) – Варіант №4

Рисунок 1.2 - Схема розвитку електричної мережі

1.1.1 Розрахунок довжин ділянок мережі

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

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

де 1.1– коефіцієнт нелінійності траси; m_l – масштаб; L – довжина на карті.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 502-11 довжина лінії складе:

$$l_{502-11} = 15 \cdot 1,1 \cdot 4 = 66 \text{ (км)}.$$

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
502-11	4	66
502-10	1	16.5
501-3	1.9	31.5
501-5	1.6	26.4
503-1	1.2	19.8
503-2	1.8	29.7
504-12	1.4	23.1
501-202	1.7	28.05
503-14	2	33
501-4	1.3	21.45

1.2 Потужності навантажень

1.2.1 Розрахунок потужностей навантажень

За відомими формулами і знаючи розмір активних потужностей навантажень P_i коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можна визначити значення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos(\varphi_i)}, \quad (1.1)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (1.2)$$

Наприклад, для пункту 501:

$$S_{502} = \frac{8.2}{0.89} 9.21 \text{ (MVA)};$$

$$Q_{502} = \sqrt{9.21^2 - 8.82} = 12.3(MBAr).$$

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, MBm	$Q, MBAr$	S, MBA	
501	11,4	6.4	13,1	0,87
502	8,2	4.1	9,2	0,89
503	10,1	5.2	11,4	0,88
504	7,1	3.2	7,8	0,9

1.2.2 Розрахунок потоків потужностей по лініях

Потужності на всіх ділянках мережі попередньо визначаються за умови, що мережа є однорідною ($Z_0 = \text{const}$). Тобто, для кожного варіанту запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без врахування втрат потужності. Розрахуємо потекорозподіл для варіанту №1. Розглянемо першу ділянку – 2-501-3:

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\underline{S}_{i-j} = \frac{\sum \underline{S}_j \cdot l_{ij}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.3)$$

$$\sum \underline{S}_{i-j} = \underline{S}_j. \quad (1.4)$$

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.

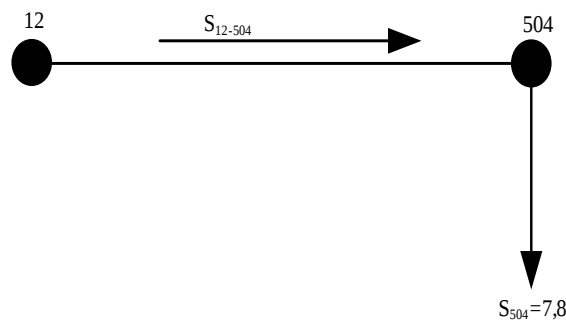


Рисунок 1.3 - Схема мережі для розрахунку потекорозподілу

Отже,

$$S_{5-501} = \frac{\sum S_{501} \cdot l_{3-501}}{l_{5-501} + l_{3-501}} = \frac{(11,4 + j6,4) \cdot 31,5}{26,4 + 31,5} = 6.202 + j3.482 (MVA).$$

Потужність ділянки 3-501 дорівнює:

$$S_{3-501} = \frac{\sum S_{501} \cdot l_{5-501}}{l_{5-501} + l_{3-501}} = \frac{(11,4 + j6,4) \cdot 26,4}{26,4 + 31,5} = 5.198 + j2.918 (MVA).$$

Перевірка:

$$(S_{5-501} + S_{3-501}) = S_{501}$$

$$6,202 + j3,482 + 5,198 + j2,918 = 11,4 + j6,4 (MVA)$$

$$11,4 + j6,4 = 11,4 + j6,4 (MVA)$$

Отже, розрахунок поточкорозподілу для ділянки 5-501-3 проведено вірно.

Результати розрахунку для ділянок решти варіантів представлені у таблиці 1.3.

1.3 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.

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (1.5)$$

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

Варіанти проєктованої 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 501-9 першого варіанту:

$$U_{5-501} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{26.4} + \frac{2500}{6.202}}} = 48.6(\text{кВ}).$$

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	$P_{л},$ <i>МВт</i>	$Q_{л},$ <i>МВАр</i>	$S_{л},$ <i>МВА</i>	$U_{розр},$ <i>кВ</i>	$U_{ном},$ <i>кВ</i>
1	12-504	23,1	2	3,9	3,2	4,29	38,8	110
	5-501	26,4	1	6,202	3,482	6,47	48,6	110
	3-501	31,5	1	5,198	2,918	5,47	44,8	110
	2-503	29,7	1	4,04	2,08	4,28	39,6	110
	1-503	19,8	1	6,04	3,12	6,29	47,7	110
	10-502	16,5	1	1,64	0,82	1,87	25,3	110
	11-502	66	1	6,56	3,28	6,80	50,7	110
2	12-504	23,1	2	3,9	3,2	4,29	38,8	110
	4-501	21,45	1	4,94	2,773	5,21	43,4	110
	202-501	28,05	1	6,46	3,627	6,73	49,7	110
	2-503	29,7	1	4,04	2,08	4,28	39,6	110
	1-503	19,8	1	6,04	3,12	6,29	47,7	110
	10-502	16,5	1	1,64	0,82	1,87	25,3	110
	11-502	66	1	6,56	3,28	6,80	50,7	110
3	12-504	23,1	2	3,9	3,2	4,29	38,8	110
	202-501	28,05	1	5,415	3,04	5,68	45,6	110
	3-501	31,5	1	5,985	3,36	6,25	48,02	110
	1-503	19,8	1	3,788	1,95	4,03	38,2	110
	14-503	33	1	6,313	3,25	6,56	49,13	110
	10-502	16,5	1	1,64	0,82	1,87	25,3	110
	11-502	66	1	6,56	3,28	6,80	50,7	110
4	12-504	23,1	2	3,9	3,2	4,29	38,8	110
	4-501	21,45	1	4,618	2,593	4,89	42,04	110
	3-501	31,5	1	6,782	3,807	7,05	50,9	110
	2-503	29,7	1	4,784	2,463	5,03	43,05	110
	14-503	33	1	5,316	2,737	5,56	45,3	110
	10-502	16,5	1	1,64	0,82	1,87	25,3	110
	11-502	66	1	6,56	3,28	6,80	50,7	110

1.4 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:

$$I_{розр} = \frac{a_1 \cdot a_T \cdot I_{\Sigma(5)}}{n_{\text{л}}}, \quad (1.6)$$

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

a_T – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$ 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.

Згідно рекомендацій [4] для ліній 35–220 кВ значення a_1 може бути прийняте рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області найбільш поширених темпів росту навантаження. Значення коефіцієнта a_T для ліній 35–220 кВ при $K_T=1$ складають при $T_{нб} < 4000$ – 0,8; при $4000 < T_{нб} < 6000$ – 1,0; $T_{нб} > 6000$ – 1,3.

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

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

$I_{зрі} > I_{розр} > I_{зрі-1}$ – вибирається переріз F_i ;

$I_{зрі+1} > I_{розр} > I_{зрі}$ – вибирається переріз F_{i+1} .

Значення $I_{зр}$ у [4] подані в залежності 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 $I_{зр.ек.мах}$, то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином F_{max} і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{розр} > I_{зр.ек.мах}$) у порівнянні з варіантами її посилення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланцюгів.

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 $I_{розр} > I_{зр.ек.мах}$ 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 сталевобалюмінієвих проводів не входить в перелік завдань даного проекту, то марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою.

$$|S_{i-j}| = \sqrt{P_{i-j}^2 + Q_{i-j}^2}, \quad (1.7)$$

$$I_{розр\ i-j} = \frac{|S_{i-j}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot a_l \cdot a_T, \quad (1.8)$$

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

$$\alpha_T = 1.$$

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу лінії між вузлами 501 та 5 варіанту №1.

$$|S_{5-501}| = \sqrt{P_{5-501}^2 + Q_{5-501}^2} = \sqrt{6,202^2 + 3,482^2} = 4.29 (MBA),$$

$$I_{розр5-501} = \frac{|S_{5-501}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot a_1 \cdot a_T = \frac{6,69}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1.05 \cdot 1 = 36.8 (A).$$

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 .	Ділянк а мережі	Довжин а ділянки, км	Кількіст ь ланцюгі в	S_L , МВ А	$U_{ном}$, кВ	$I_{розр}$, А	I_E , А	F , мм ²	Марка провод у
1	12-504	23,1	2	10,8	110	47,	13	120	АС-120/19
	5-501	26,4	1	4,29	110	35,	13	120	АС-120/19
	3-501	31,5	1	5,47	110	30,	13	120	АС-120/19
	2-503	29,7	1	4,28	110	23,	13	120	АС-120/19
	1-503	19,8	1	6,29	110	34,	13	120	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,	13	120	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,	13	120	АС-120/19
2	12-504	23,1	2	4,29	110	47,	13	120	АС-120/19
	4-501	21,45	1	5,21	110	28,	13	120	АС-120/19
	202-	28,05	1	6,73	110	37	13	120	АС-120/19
	2-503	29,7	1	4,28	110	23,	13	120	АС-120/19
	1-503	19,8	1	6,29	110	34,	13	120	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,	13	120	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,	13	120	АС-120/19
3	12-504	23,1	2	10,8	110	47,	13	120	АС-120/19
	202-	28,05	1	5,68	110	31,	13	120	АС-120/19
	3-501	31,5	1	6,25	110	34,	13	120	АС-120/19
	1-503	19,8	1	4,03	110	22,	13	120	АС-120/19
	14-503	33	1	6,56	110	36,	13	120	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,	13	120	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,	13	120	АС-120/19
4	12-504	23,1	2	10,8	110	47,	13	120	АС-120/19
	4-501	21,45	1	4,89	110	26,	13	120	АС-120/19
	3-501	31,5	1	7,05	110	38,	13	120	АС-120/19
	2-503	29,7	1	5,03	110	29,	13	120	АС-120/19
	14-503	33	1	5,56	110	30,	13	120	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,	13	120	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,	13	120	АС-120/19

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

Для кожної з ділянок мережі визначаємо той післяаварійний режим з найбільшими навантаженнями підстанцій, в якому на ділянках тече максимальний потік потужності. За цих умов потрібно виконати перевірку вибраного перерізу за допустимим нагрівом шляхом порівняння значень

струму в цьому режимі з $I_{дон}$, який надається в таблицях [4, 5], та таблиці 1.4 для вибраної марки проводу.

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

Одержані значення втрат напруги не повинні перевищувати 20 % від номінального (ПУЕ). Якщо ці умови задовольняються, то умовно припускається, що пристрої РПН двохобмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, у відповідності з принципом зустрічного регулювання. Якщо воно не задовольняється, то такий варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як технічно неконкурентно спроможний.

Перевіримо обрані перерізи на прикладі ділянки 5-501-3 схеми варіанту №1. Найбільш навантаженою в цій частині електричної мережі є вітка 501-3, тому припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія і ця лінія відключена.

Поточкорозподіл на ділянці 5-501 буде визначатися як в радіальній мережі:

$$|S_{501-5}| = |S_{501}| = 13,1 \text{ (МВА)},$$

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

$$I_{n.a.} < 390 \text{ (А)},$$

$$\frac{|S_{501-5}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} < 390 \text{ (А)},$$

$$\frac{13,1}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390 \text{ (A)},$$

$$72,1 < 390 \text{ (A)},$$

Значення струму на ділянці 3-501:

$$\frac{13,1}{\sqrt{3} \cdot 110} < 390 \text{ (A)},$$

$$72,1 < 390 \text{ (A)},$$

Отже, обрані марки та перерізи проводів витримують післяаварійний режим. Тому необхідності у збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у після аварійному режимі інших ліній електропередач для всіх варіантів наведені в таблиці 1.5. В ній також наведені основні технічні параметри обраних проводів. Як видно з результатів розрахунку всі обрані лінії витримали післяаварійний режим, оскільки на стадії вибору вже були обрані із запасом.

Таблиця 1.5 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі.

№ сх.	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	Sl п.а, МВА	I _{п.а} , А	I _{доп} , А	Марка проводу	r ₀ , Ом	x ₀ , Ом	R, Ом	X, Ом
1	12-504	23,1	2	7,8	85,8	390	АС-120/19	0,249	0,427	5,751	9,863
	5-501	26,4	1	13,1	72,1	390	АС-120/19	0,249	0,427	6,573	11,272
	3-501	31,5	-	-	-	390	АС-120/19	0,249	0,427	-	-
	2-503	29,7	-	-	-	390	АС-120/19	0,249	0,427	-	-
	1-503	19,8	1	11,4	62,8	390	АС-120/19	0,249	0,427	4,93	8,454
	10-502	16,5	-	-	-	390	АС-120/19	0,249	0,427	-	-
	11-502	66	1	9,2	50,7	390	АС-120/19	0,249	0,427	16,434	28,182

2	12-504	23,1	2	7,8	85,8	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	5,751	9,863
	4-501	21,4 5	1	13,1	72,1	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	5,341	9,159
	202-501	28,0 5	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	2-503	29,7	1	11,4	62,8	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	7,39	12,68 7
	1-503	19,8	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	10-502	16,5	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	11-502	66	1	9,2	50,7	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	16,34 3	28,18 2
3	12-504	23,1	2	7,8	85,8	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	5,751	9,863
	202-501	28,0 5	1	13,1	72,1	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	6,984	11,97 7
	3-501	31,5	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	1-503	19,8	1	11,4	62,8	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	4,93	8,454
	14-503	33	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	10-502	16,5	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	11-502	66	1	9,2	50,7	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	16,43 4	28,18 2
4	12-504	23,1	2	7,8	85,8	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	5,751	9,863
	4-501	21,4 5	1	13,1	72,1	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	5,341	9,159
	3-501	31,5	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	2-503	29,7	1	11,4	62,8	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	7,395	12,68 7
	14-503	33	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	10-502	16,5	-	-	-	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	-	-
	11-502	66	1	9,2	50,7	390	AC-120/19	0,249	0,42 7	16,43 4	28,18 2

Наступним етапом є визначення максимальних втрат напруги. Покажемо визначення втрат напруги на прикладі ділянки мережі 501-5, варіанту №1

Втрати напруги у вітці 501-5:

$$U_{n.a.} = 121 \text{ (кВ)},$$

$$\Delta U_{501-5} = \frac{P_{501-5} \cdot R_{501-5} + Q_{501-5} \cdot X_{501-5}}{U_{n.a.}} \quad (1.6)$$

$$\Delta U_{501-5} = \frac{6,202 \cdot 6,573 + 3,482 \cdot 11,272}{121} = 0,661 \text{ (кВ)}$$

$$U_{502} = U_{n.a.} - \Delta U_{501-5} = 121 - 0,661 = 120,339 \text{ (кВ)}$$

Визначимо відхилення напруги:

$$\delta U_{501} = \frac{U_{ном} - U_{501}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (1.7)$$

$$\delta U_{501} = \frac{110 - 120,339}{110} \cdot 100\% = -8,544\%.$$

Отже, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більше ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунків 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.

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

№ схеми	$\delta U_{ном.}, \%$	кількість вимикачів	$l_{деп}, \text{ км}$
1	-8,544	19	213
2	-10,57	19	204,6
3	-9,739	19	217,95
4	-9,64	19	221,25

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 №1 та №4, як такі що мають найменші втрати напруги.

1.6 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:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_m, \quad (1.8)$$

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

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

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

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

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})). \quad (1.9)$$

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{j=1, j \neq i}^K Q_{C_{ij}} + \sum_{j=1}^K Q_{KP_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + \sum_{j=1, j \neq i}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}, \quad (1.10)$$

де $0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження; $\sum_{j=1, j \neq i}^K \Delta Q_{ЛЕП_{ij}}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях, $\sum_{j=1, j \neq i}^K Q_{C_{ij}}$ – зарядна потужність, що генерується лініями, $\sum_{j=1}^K Q_{KP_i}$ – 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, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі.

Основним типом компенсуючих пристроїв, які встановлюються по умові покриття реактивної потужності, є конденсатори. Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах використовуються синхронні конденсатори і батареї статичних конденсаторів. Конденсаторні батареї комплектуються з конденсаторів типу КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60 і КС2-1,06-125.

Необхідна потужність батарей конденсаторів, які встановлюються на кожній з підстанцій, забезпечується паралельним включенням серійно виготовлених компенсуючих установок. Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для ділянки 504-12 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,9 \cdot 3,9 + 0,05 \cdot 3,9 = 3,705 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 3,705 \cdot 0,48 = 1,77 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{Hi} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 3,2 + 0,1 \cdot 3,2 - 1,77 = 1,59 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

Для ділянки 2-503-1 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,9 \cdot 10,08 + 0,05 \cdot 10,08 = 9,576 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 9,576 \cdot 0,539 = 5,161 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{Hi} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 5,2 + 0,1 \cdot 5,2 - 5,161 = 0,299 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

Для ділянки 10-502-11 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,9 \cdot 8,2 + 0,05 \cdot 8,2 = 7,79 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 7,79 \cdot 0,512 = 3,98 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{Hi} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 4,1 + 0,1 \cdot 4,1 - 3,98 = 0,325 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

Для ділянки 5-501-3 другого варіанту схеми:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} + 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{Hi} = 0,9 \cdot 11,4 + 0,05 \cdot 11,4 = 10,83 \text{ (МВт)}$$

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi_{\Gamma})) = 10,83 \cdot 0,56 = 6,06 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

$$\sum_{j=1}^K Q_{KП_i} = 0,95 \cdot \sum_{j=1}^K Q_{Hi} + \sum_{j=1}^K \Delta Q_{T_i} + Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot 6,4 + 0,1 \cdot 6,4 - 6,06 = 0,66 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

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

1.7 Вибір трансформаторів на підстанціях

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.

$$S_{T.ном i} = \frac{P_{max i}}{1.4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{max i}}{1.4(n_T - 1)}, \quad (1.11)$$

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

$S_{max i}$ – повна потужність вузла;

$S_{T.ном i}$ – розрахункова потужність трансформатора.

Встановлюємо по два трансформатори на кожній підстанції. Проведемо розрахунок по вибору трансформаторів на підстанції вузла 504.

$$S_T = \frac{S_{max i}}{1.4(n_T - 1)} = \frac{7,8}{1,4(2-1)} = 5,5 \text{ (МВт)}$$

Обираємо трансформатори типу ТДН-6300/110 потужністю 6.3 МВА. Для вузлів 501, 502, 503, вибір трансформаторів проводиться аналогічно. Результати вибору трансформаторів представлені в таблиці 4.1, в якій також подані паспортні дані трансформаторів. Було проведено розрахунок по вибору трансформаторів і встановлено по два трансформатора у кожному вузлі. Підібрано їхній тип за розрахунковими напругами, а також встановлено межі регулювання трансформаторів.

Таблиця 1.7 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

№ Вузла	Тип	S_T , <i>MBA</i>	$S_{ном}$, <i>MBA</i>	Границі регулю- вання	$U_{ном}$, <i>кВ</i>		u_k	ΔP_k	ΔP_x	I_x	R	X	ΔQ_x
					ВН	НН	%	<i>кВт</i>	<i>кВт</i>	%	<i>Ом</i>	<i>Ом</i>	<i>Квар</i>
501	9,357	ТДН- 10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
502	6,5	ТДН- 10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
503	8,14	ТДН- 10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
504	5,5	ТМН- 6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

2 ТИПОВІ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

Вибір схем підстанцій проводиться за методикою, викладеною в [1]. Схеми вибираються в залежності від кількості ліній, які підходять до підстанції, та кількості встановлених на ній трансформаторів. Також схема підстанції повинна задовольняти багатьом вимогам, основні з яких є наступними:

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

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

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

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

5. Кількість вимикачів, які одночасно спрацьовують, в межах одного РП повинна бути не більше двох при пошкоджені лінії та не більше чотирьох при пошкоджені трансформатора.

Для визначення вартості вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв необхідно провести вибір схем розподільчих пристроїв. Пропонуємо для вузлів 502, 503, 504 схему містка з вимикачами в перемишці та ланцюгах трансформаторів (для прохідних вузлів 1 категорії споживачів), а для вузла 501 – два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемишкою зі сторони ліній (для тупікового вузла II категорії споживачів).

Було обрано схеми підстанцій для 2-ї та 4-ї схем мережі (рис 1.4). Результати вибору занесені до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Типові схеми розподільних пристроїв

№ схеми	№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови
			Напр, кВ	Сторона	Кільк. ліній	Застосування
2,4	502 503 504	Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгах трансформаторів	35-220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
2,4	501	Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній	35-220	ВН	2	Тупикова і відгалужена підстанції

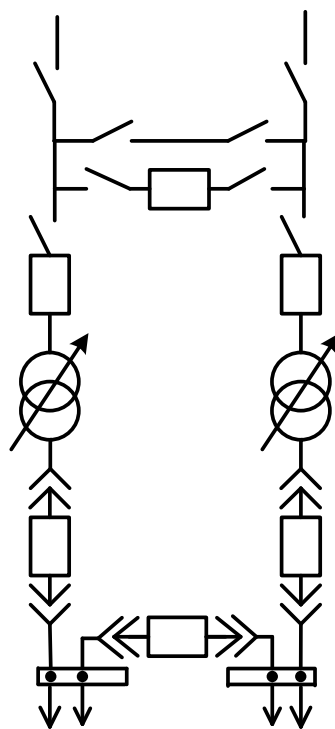


Рисунок 2.1 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгів трансформаторів

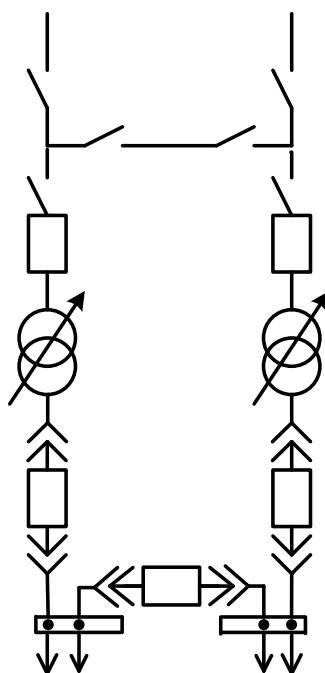


Рисунок 2.2 - Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній

3 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:

$$Z = E_n \cdot K + B + Z_o, \quad (3.1)$$

де $E_n = 0.12$; K – капіталовкладення, тис. грн; B – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн; Z_o – збиток від перерви електричного постачання, приймається $Z_o = 0$.

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 (40 грн. за 1 дол. США).

$$K = K_{\Pi} + K_{\mathcal{L}}, \quad (3.2)$$

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

$$K_{\Pi} = K_T + (K_B + K_{BPI}) + K_{ЗРП} + K_{КП} + K_{ПОСТ}, \quad (3.3)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.; $K_B + K_{BPII}$ – капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі пристрої, тис. грн.; $K_{ЗPII}$ – витрати, на вартість закритих розподільних пристроїв, тис. грн.; K_{KPI} – витрати на компенсуючі пристрої; $K_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Визначаємо вартість трансформаторів за формулою:

$$K_T = Nt \cdot K \cdot \sum Ct, \quad (3.4)$$

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

$$K_T = 2 \cdot 41 \cdot (36 + 40 + 40 + 40) = 12\,742 \text{ (тис. грн.)}$$

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

$$K_B + K_{BPII} = (3 \cdot 120 + 75 \cdot 1) \cdot 41 = 17\,835 \text{ (тис.грн.)}$$

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

$$K_{ЗPII} = 4 \cdot 70 \cdot 41 = 11\,480 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$K_{ПОСТ} = 4 \cdot 210 \cdot 41 = 34\,440 \text{ (тис.грн.)}.$$

Визначаємо K_{KPI} за (4, табл. 9,35)

$$K_{KPI} = 0.$$

Отже загальна вартість підстанції:

$$K_{\Pi} = 12\,742 + 17\,835 + 11\,480 + 0 + 34\,440 = 76\,497 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_L = C_L \cdot \sum l, \quad (3.5)$$

де C_L – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.; $\sum l$ – сумарна довжина ЛЕП.

Визначаємо $C_{\text{л}}$ для залізобетонних опор.

$$K_{\text{л}} = (12 \cdot 189,9 + 18 \cdot 23,1) \cdot 41 = 110478 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 76497 + 110478 = 186975 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{п}} + B_{\Delta w}, \quad (3.6)$$

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

$$B_{\text{л}} = \frac{a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + Q_{\text{л}}\%}{100} \cdot K_{\text{л}}, \quad (3.7)$$

де $a_{\text{л}}$ – амортизація; $P_{\text{л}}$ – поточний ремонт; $Q_{\text{л}}$ – обслуговування.

$$B_{\text{л}} = \frac{a_{\text{л}}\% + P_{\text{л}}\% + Q_{\text{л}}\%}{100} = 0.094,$$

$$B_{\text{л}} = 0,094 \cdot 110478 = 10384 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$B_{\text{п}} = \frac{a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%}{100} \cdot K_{\text{п}}, \quad (3.8)$$

$$B_{\text{п}} = \frac{a_{\text{п}}\% + P_{\text{п}}\% + O_{\text{п}}\%}{100} = 0.028;$$

$$B_{\text{п}} = 0,028 \cdot 76497 = 2141 \text{ (тис.грн.)}.$$

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

$$B_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau, \quad (3.9)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії; $b_0 = 3.5$ грн./кВт·год; τ - час втрат.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5700}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4219 \text{ (год)}.$$

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

$$B_{\Delta W} = 3,5 \cdot \left(\frac{4,29^2 \cdot 5,751 + 6,47^2 \cdot 6,573 + 5,47^2 \cdot 7,84 + 4,28^2 \cdot 7,395 + 6,29^2 \cdot 4,93 + 1,87^2 \cdot 4,108 + 6,80^2 \cdot 16,434}{110^2} \right) \cdot 4219 = 2099 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$B = 10384 + 2141 + 2099 = 14624 \text{ (тис.грн.)}$$

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

Приведені затрати:

$$З = 0,12 \cdot 186975 + 14624 = 37061 \text{ (тис. грн.)}.$$

Результати розрахунків для двох варіантів зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 - Результати розрахунків для двох варіантів.

№	K_n	$K_{\text{л}}$	K	B_n	$B_{\text{л}}$	$B_{\Delta w}$	B	$З$
сх.	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн	тис, грн
1	76497	110478	186975	2141	10384	2099	14624	37061
4	76497	114537	191034	2141	10766	2243	15150	38074

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

4 МОДЕЛЮВАННЯ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

4.1 Розрахунки параметрів схем заміщення мережі

Схему заміщення електричної мережі складають, об'єднуючи схеми заміщення окремих елементів мережі у відповідності з послідовністю цих елементів у розрахунковій мережі.

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

1. Лінії зображуються схемами заміщення:

ЛЕП напругою 110–330 кВ:

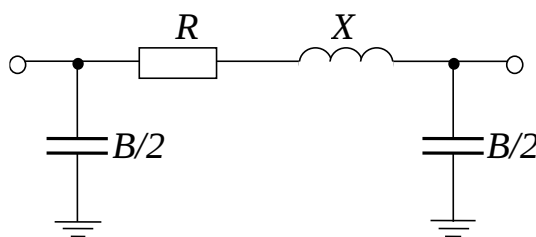


Рисунок 4.1 – Схеми заміщення ЛЕП 35–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (4.1)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (4.2)$$

$$B = b_0 \cdot l \cdot n. \quad (4.3)$$

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

Зарядна потужність лінії:

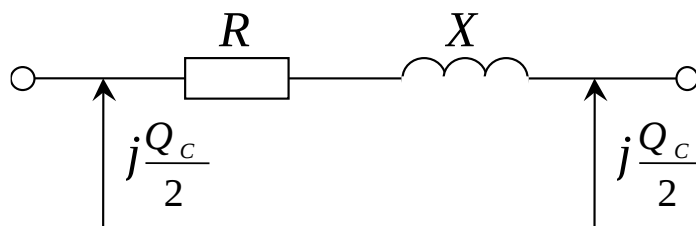


Рисунок 4.2 – Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю.

$$Q_C = \frac{U_{ном}^2 \cdot B}{2}, \quad (4.4)$$

Розрахуємо параметри лінії по вищевказаних формулах:

$$R_{12-504} = \frac{r_0 \cdot l_{12-504}}{2} = \frac{0,249 \cdot 23,1}{2} = 2,87 \text{ (Ом)},$$

$$X_{12-504} = \frac{x_0 \cdot l_{12-504}}{2} = \frac{0,427 \cdot 23,1}{2} = 4,93 \text{ (Ом)},$$

$$B_{12-504} = b_0 \cdot l_{12-504} \cdot n = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 23,1 \cdot 2 = 122,9 \cdot 10^{-6} \text{ (См)},$$

$$Q_{C_{12-504}} = \frac{U_{12-504}^2 \cdot B_{12-504}}{2} = \frac{110^2 \cdot 122,9 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,744 \text{ (Мвар)},$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших віток. Отримані результати заносимо в таблицю 4.1

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення

Ділянка мережі	Довжи на 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
504-12	23.1	2	0,249	0,427	2,66	2,87	4,93	122,9	0,744
501-5	26.4	1	0,249	0,427	2,66	6,57	11,27	70,22	0,425
501-3	31.5	1	0,249	0,427	2,66	7,84	13,45	83,79	0,507
503-2	29.7	1	0,249	0,427	2,66	7,39	12,68	79	0,478
503-1	19.8	1	0,249	0,427	2,66	4,93	8,45	52,67	0,319
502-10	16.5	1	0,249	0,427	2,66	4,109	7,04	43,89	0,266
502-11	66	1	0,249	0,427	2,66	16,43	28,18	175,6	1,062

Двообмоткові трансформатори зображуються схемою заміщення (рис. 4.3)

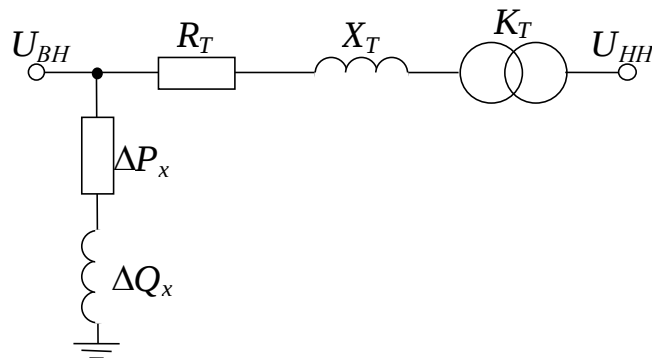


Рисунок 4.3 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

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

Результати наведені в таблиці 4.1.

4.2 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 $\dot{S}_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн} = 10$ (кВ).

Значення приведенного навантаження i -тої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{np\ i} = \dot{S}_{нв\ i} + \Delta \dot{S}_{T\ i}, \quad (4.1)$$

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

Для двообмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_{T i} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x; \quad (4.2)$$

$$\Delta Q_{T i} = \frac{u\% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x, \quad (4.3)$$

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

Для вузла 501:

$$\Delta P_{T 504} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{504}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x = \frac{44 \cdot 10^{-3} \cdot 7.889^2}{2 \cdot 6.3^2} + 2 \cdot 44 \cdot 10^{-3} = 0.122 \text{ (MBm)},$$

$$\Delta Q_{T 504} = \frac{u\% \cdot S_{501}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta Q_x = \frac{10.5 \cdot 7.889^2}{100 \cdot 2 \cdot 6.3^2} + 2 \cdot 50.4 \cdot 10^{-3} = 0.619 \text{ (Mвар)},$$

$$\dot{S}_{np 504} = \dot{S}_{нв 504} + \Delta \dot{S}_{T 504} = 7.1 + 3.439j + 0.742 = 7.842 + 3.439j \text{ (MBA)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 4.2.

Розрахуємо розрахункову потужність, що враховує зарядну потужність лінії і потужність компенсуючих пристроїв.

Для прикладу використаємо лінію 9-501:

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{np} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{KV} \right), \quad (4.4)$$

$$\dot{S}_{розр 504} = \dot{S}_{np 504} - j \left(\frac{Q_{c504-12}}{2} + Q_{KV} \right) = 7.842 + 3.439j - j(0.676) = 7.842 + 2.763j \text{ (MBA)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Розраховані значення приведенного навантаження та розрахункового навантаження

Номер вузла	n	ΔP_T , MW m	ΔQ_T , $Mvar$	$Q_C/2$, $Mvar$	$\dot{S}_{не}$, MVA	$\dot{S}_{пр}$, MVA	$\dot{S}_{розр}$, MVA
501	1	0.172	1.041	0.372	11.4+6.461j	12.613+6.461j	12.613+5.629j
502	1	0.145	0.185	0.466	8.2+4.201j	8.53+4.201j	8.53+3.548j
503	1	0.16	0.832	0.398	10.1+5.451j	11.091+5.451j	11.091+4.707j
504	1	0.122	0.619	0.664	7.1+3.439j	7.842+3.439j	7.842+2.763j

4.3 Визначення поточкорозподілення основної мережі

Розрахунок поточкорозподілу проводять за розрахунковими навантаженнями, починаючи з більш віддалених пунктів мережі, приймаючи напругу мережі номінальною (по нульовій ітерації).

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

При цих припущеннях визначають потужність на головних ділянках лінії. Потужність на інших ділянках мережі визначають, виходячи із балансу потужності у вузлах. У результаті такого попереднього розрахунку визначають точку поточкорозподілу (струморозподілу), точку, в яку надходить потужність з двох сторін. На другому етапі розрахунку замкненої мережі, її розмикають у точці поточкорозподілу. Навантаження відповідного вузла теж розподіляється на дві частини, кожна з яких визначається потужністю, що надходить по приєднаній до неї лінії. Подальший розрахунок ведуть так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП. Визначивши потужність в кінці лінії $\dot{S}''_l$, визначають значення потужності на початку лінії $\dot{S}'_l$:

$$S_{\text{л}}^n = S_{\text{л}}^{\kappa} + \Delta S_{\text{л}} = \left[P''_{\text{л}} + \frac{(P''_{\text{л}})^2 + (Q''_{\text{л}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{л}} \right] + j \left[Q''_{\text{л}} + \frac{(P''_{\text{л}})^2 + (Q''_{\text{л}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot X_{\text{л}} \right], \quad (4.5)$$

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

Для ділянки 504-12 маємо:

$$\dot{S}_{504-12} = \dot{S}_{\text{роз}504} = 7,157 + j2,04 \text{ (MBA)}$$

Для ділянки 10-502-11 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{10-502} &= \frac{\dot{S}_{\text{роз}502} \cdot Z_{11-502}^*}{Z_{10-502}^* + Z_{11-502}^*}, \\ \dot{S}_{10-502} &= \frac{(8.288+j3.752) \cdot (16.43-j28.18)}{(4.109-j7.04) + (16.43-j28.18)} = 6.631+j3.002 \text{ (MBA)}, \\ \dot{S}_{11-502} &= \frac{\dot{S}_{\text{роз}502} \cdot Z_{10-502}^*}{Z_{10-502}^* + Z_{11-502}^*}, \\ \dot{S}_{11-502} &= \frac{(8.288+j3.752) \cdot (4.109-j7.04)}{(4.109-j7.04) + (16.43-j28.18)} = 1.657+j0.751 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 1-503-2 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{503-1} &= \frac{\dot{S}_{503-1} \cdot Z_{503-2}^*}{Z_{503-2}^* + Z_{503-1}^*}, \\ \dot{S}_{503-1} &= \frac{(10.167+j4.452) \cdot (7.39-j12.68)}{(7.39-j12.68) + (4.93-j8.45)} = 6.101+j2.67 \text{ (MBA)}, \\ \dot{S}_{503-2} &= \frac{\dot{S}_{503} \cdot Z_{503-1}^*}{Z_{503-2}^* + Z_{503-1}^*}, \\ \dot{S}_{503-2} &= \frac{(10.167+j4.452) \cdot (4.93-j8.45)}{(7.39-j12.68) + (4.93-j8.45)} = 4.066+j1.782 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 5-501-3 маємо:

$$\dot{S}_{501-5} = \frac{\dot{S}_{501} \cdot Z_{501-3}^*}{Z_{501-3}^* + Z_{501-5}^*},$$

$$\dot{S}_{501-5} = \frac{(11.479+j5.78) \cdot (7.84-j13.45)}{(7.84-j13.45) + (6.57-j11.27)} = 6.246+j3.145 \text{ (MBA)},$$

$$\dot{S}_{501-3} = \frac{\dot{S}_{501} \cdot Z_{501-5}^*}{Z_{501-3}^* + Z_{501-5}^*},$$

$$\dot{S}_{501-3} = \frac{(11.479+j5.78) \cdot (6.57-j11.27)}{(7.84-j13.45) + (6.57-j11.27)} = 5.234+j2.635 \text{ (MBA)},$$

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

$$I_{zp}^* = \frac{U_1 - U_2}{\sqrt{3} \cdot Z_{12}}, \quad (4.6)$$

або зрівняльна потужність:

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot I_{zp}^* \cdot U_{\phi}, \quad (4.7)$$

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

Дані про напруги вузлових підстанцій беремо з розрахунку усталеногорежиму 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 12-504: $U_{12} = 114.4 \text{ (кВ)}$,

$$S_{zp504} = 3 \cdot \frac{U_{12} - U_{12}}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_{504-12}} \cdot \frac{U_{12} + U_{12}}{\sqrt{3} \cdot 2},$$

$$S_{зр504} = 3 \cdot \frac{114.4 - 114.4}{\sqrt{3} \cdot (2.876 - 4.932j)} \cdot \frac{114.4 + 114.4}{\sqrt{3} \cdot 2} = 0.$$

Після накладання зрівняльної потужності на отримане потокорозподілення отримаємо:

$$\dot{S}''_{504-12} = \dot{S}_{504-12} + \dot{S}_{504-12} = 7.1 + 3.439j + 0 = 7.1 + 3.439j \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}^{\kappa}_{504-12} = \dot{S}''_{504-12} = 7.1 + 3.439j \text{ (MBA)},$$

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

$$\Delta \dot{S}_{504-12} = \frac{(P^{\kappa}_{504-12})^2 + (Q^{\kappa}_{504-12})^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{504-12} + j \frac{(P^{\kappa}_{504-12})^2 + (Q^{\kappa}_{504-12})^2}{U_{ном}^2} \cdot X_{504-12},$$

$$\Delta \dot{S}_{504-12} = \frac{(3.9)^2 + (3.2)^2}{110^2} \cdot 2.876 + j \frac{(3.9)^2 + (3.2)^2}{110^2} \cdot -4.932 = 0.006 - 0.01j \text{ (MBA)},$$

$$\dot{S}^n_{5-501} = \dot{S}^{\kappa}_{504-12} + \Delta \dot{S}_{504-12} = 0.006 - 0.01j + 7.1 + 3.439i = 7.106 + 3.428j \text{ (MBA)}.$$

Проводимо розрахунок для інших ліній аналогічно.

Результати розрахунків наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунків потокорозподілення в мережі

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
12-504	7.106+3.428j	11.4+6.461i	0.006-0.01j
5-501	7.127+3.392j	8.2+4.201i	0.027-0.047j
3-501	7.123+3.399j	8.2+4.201i	0.023-0.039j
2-503	7.113+3.417j	10.1+5.451i	0.013-0.022j
1-503	7.119+3.406j	10.1+5.451i	0.019-0.032j
10-502	7.101+3.437j	7.1+3.439i	0.001-0.002j
11-502	7.173+3.313j	7.1+3.439i	0.073-0.125j

4.4 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:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2}, \quad (4.8)$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2}^n \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^n \cdot X_{1-2}}{U_1}. \quad (4.9)$$

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 Б та В).

Для ділянки 12-504: $U_{12} = 114.4$ (кВ).

$$\Delta U_{114.4} = \frac{P_{114.4}^n \cdot R_{114.4} + Q_{114.4}^n \cdot X_{114.4}}{U_{12}},$$

$$\Delta U_{114.4} = \frac{3.9 \cdot 2.876 + 3.2 \cdot 4.932}{114.4} = 0.236 \text{ (кВ)},$$

$$U_{504} = U_{12} - \Delta U_{504} = 114.4 - 0.236 = 114.164 \text{ (кВ)}.$$

Обрахунки для інших вузлів проводимо аналогічно представленому варіанту та записуємо розрахункові значення в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 - Напруги у всіх вузлах для розрахованих режимів.

Номер вузла	Напруга у вузлах навантаження, кВ		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим
501	112.79	109.31	116.82
502	112.33	109.36	117.11
503	112.54	109.26	118.23
504	114.08	109.77	119.76

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 ділянках нових вузлів нової спроектованої мережі.

4.5 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 від мережі, що проектується (за допомогою РПН);
- регулювання потужностей компенсувальних пристроїв (КП), генеруючих чи споживаючих реактивну потужність;
- 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 $(0,95-1,05) \cdot U_{ном}$, 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:

$$\Delta U_T = \frac{P_{нг} \cdot R_T + Q_{нг} \cdot X_T}{n \cdot U_{вн}}. \quad (4.10)$$

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

$$K_{\sigma} = \frac{U_{вн} - \Delta U_T}{U_{нн}}. \quad (4.11)$$

Бажані рівні напруги приймаються у відповідності з рекомендаціями (ПУЕ) для кожного з характерних режимів. Далі визначаємо дійсний

коефіцієнт трансформації k_o трансформатора, дійсну напругу на боці НН трансформаторної підстанції.

Проведемо регулювання напруги у вузлі 501:

$$\Delta U_T = \frac{11.4 \cdot 7.95 + 6.461 \cdot 139}{2 \cdot 115} = 4.3 \text{ (кВ)},$$

$$K_o = \frac{115 - 4.299}{10} = 11.07$$

$$U_{нн-501} = \frac{115 - 4.299}{11.07} = 10 \text{ (кВ)}.$$

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 4.5.

Таблиця 4.5- Результати регулювання напруги в мережі.

№ вузла	$U_{\max}$, кВ	$U_{\min}$, кВ	$U_{п.ав}$, кВ
501	10.33	10.3	10.74
502	10.46	10.36	10.93
503	10.4	10.32	10.96
504	10.54	10.37	11.11

Розрахунок режимів за допомогою ЕОМ може здійснюватись за програмними комплексами «ВТРАТИ-110», «АЧП», «ДАКАР», «КОСМОС». Для виконання розрахунків необхідно розробити розрахункову модель і схему заміщення електричної мережі, на основі яких провести підготовку вихідної інформації. Підготовка вхідної інформації для всіх програм здійснюється аналогічно.

В курсовому проєкті користуємось програмним комплексом «ВТРАТИ- 110» для розрахунку трьох режимів – максимального, мінімального та післяаварійного. Правила підготовки вхідної інформації

наведені в п.1.

В мінімальному режимі найбільше навантаження складає 35% від максимального, напругу балансує вузлів приймаємо рівною 110 кВ. В аварійному режимі розриваємо найбільш завантажені вітки та підтримуємо напругу балансує вузлів на рівні 121 кВ. Результати розрахунків в додатках Б, В та Г.

В цьому розділі 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.

4.6 Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі

Заклучна 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

$$C = \frac{B}{A_{pic}}, \quad (4.12)$$

де A_{pic} – сумарна електроенергія, яка відпущена у розподільчі мережі шин 10 кВ підстанцій протягом року, B - щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі.

$$A_{річ} = T_{нб} \cdot \sum_{i=1}^k P_{нвтах\Sigma}, \quad (4.13)$$

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

$$A_{річ} = 5300 \cdot (13.1 + 9.2 + 11.4 + 7.8) = 236550 \text{ (тис.грн.)},$$

$$C = \frac{14624 \cdot 10^5}{236550 \cdot 10^3} = 6.182 \text{ (грн / кВт \cdot год)}.$$

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

$$\Delta P_{*max\Sigma} = \frac{\Delta P_{max\Sigma}}{P_{нвтах\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{1.91}{86.9} \cdot 100\% = 2.198\%,$$

$$\Delta P_{*max} = \frac{\Delta P_{max}}{P_{нвтах}} \cdot 100\% = \frac{2.61}{119.50} \cdot 100\% = 2.184\%.$$

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

$$\Delta A_{*\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{річ\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{1.91 \cdot 4219}{86.9 \cdot 5700} \cdot 100\% = 1.627\%,$$

$$\Delta A_{*} = \frac{\Delta A}{A_{річ}} \cdot 100\% = \frac{2.61 \cdot 4219}{119.50 \cdot 5700} \cdot 100\% = 1.617\%.$$

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 4.6.

Таблиця 4.6 – Технічні показники реконструйованої ЕМ

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

5 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Захист трансформаторів типу ТДН-16000/110 включає три рівні: основний, резервний та сигнальний, кожен з яких виконує певні функції для забезпечення надійності та безпеки обладнання.

1. Основні захисти

Основні захисти призначені для негайного реагування на всі види внутрішніх пошкоджень трансформатора. Вони забезпечують миттєве вимкнення всіх вимикачів без витримки часу. До основних захистів належать:

- **Поздовжній диференційний струмовий захист** — ефективний проти всіх коротких замикань у виводах і обмотках трансформатора з заземленою або ізольованою нейтраллю. Забезпечує швидке виявлення міжфазних і багатофазних замикань.

- **Газовий захист** — реагує на внутрішні пошкодження трансформатора, які супроводжуються утворенням газу або раптовим падінням рівня масла.

- **Диференційний захист додаткових елементів** — забезпечує контроль синхронних компенсаторів, додаткових трансформаторів та ошиновки.

2. Резервні захисти

Ці захисти призначені для резервування основних і забезпечення відключення при зовнішніх коротких замиканнях. Вони спрацьовують із затримкою часу у два етапи:

- на першому етапі вимикається тільки вимикач зі сторони нижчої напруги (де встановлений захист),

- на другому — відключаються всі вимикачі відповідного об'єкта.

У ролі резервного захисту використовується максимальний струмовий захист (МСЗ) з комбінованим пуском по напрузі для міжфазних пошкоджень. Для замикань на землю застосовується МСЗ нульової послідовності.

3. Захисти, що діють на сигнал

Ці захисти не здійснюють відключення, але інформують про аномальні режими роботи трансформатора:

- **Захист по напрузі нульової послідовності** — виявляє замикання на землю на стороні нижчої напруги в мережах з ізольованою нейтраллю.

- **МСЗ від симетричних перевантажень** — встановлюється з боку живлення трансформатора; якщо одна з обмоток має навантаження понад 60%, захист монтується також і на цій стороні. Реалізується за допомогою струмового реле з незалежною витримкою часу й працює лише на подачу сигналу.

- **Газовий захист у сигнальному режимі** — спрацьовує при повільному утворенні газу, що може свідчити про поступові пошкодження всередині трансформатора.

5.1 Вихідні дані до розрахунку уставок захистів

1. Головна схема електричних з'єднань ПС 110/6 кВ «Вузлова».

2. Схема вторинних кіл релейного захисту.

3. Параметри силового обладнання ПС 110/6 кВ «Вузлова».

Трансформатори 1Т, 2Т типу ТДН – 16000/110/6:

- 1) межі регулювання напруги під навантаженням – $\pm 9 \pm 1,78\%$ на стороні ВН;

- 2) номінальні напруги – 115/6,5 кВ;

- 3) група з'єднання обмоток – $Y_n/\Delta-11$;

- 4) трансформатори струму захистів з усіх боків з'єднані за схемою «зірка з нульовим проводом» і мають коефіцієнти трансформації:

- з боку ВН – 600/5, для дифзахисту.

- з боку НН (1В-1Т; 2В-2Т) – 2000/5.

5.2 Вибір схеми підключення ТС

Для забезпечення коректної роботи захисту трансформатора необхідно враховувати кілька важливих технічних аспектів [5]:

- **фазовий зсув між обмотками трансформатора**, який виникає через групу з'єднань, і потребує відповідної компенсації;
- **різницю у вторинних струмах трансформаторів струму (ТС)** на різних сторонах трансформатора, яка пов'язана з різними коефіцієнтами трансформації, і також вимагає компенсації;
- **наявність струмів нульової послідовності**, які потрібно правильно компенсувати, зокрема шляхом їх віднімання.

У традиційних системах для цього застосовувалися додаткові (проміжні) трансформатори струму або специфічні схеми з'єднання вторинних обмоток ТС (наприклад, включення за схемою трикутника). У сучасних цифрових пристроях релейного захисту ці задачі реалізуються на програмному рівні — у прикладному програмному забезпеченні самого пристрою.

Головна функція диференційного захисту силового трансформатора — це визначити місце виникнення пошкодження: чи знаходиться воно всередині контрольованої зони, чи за її межами. Зона дії захисту визначається розташуванням трансформаторів струму (див. рис. 5.1). У разі виявлення внутрішньої несправності система має миттєво вимкнути трансформатор для запобігання пошкодженням.

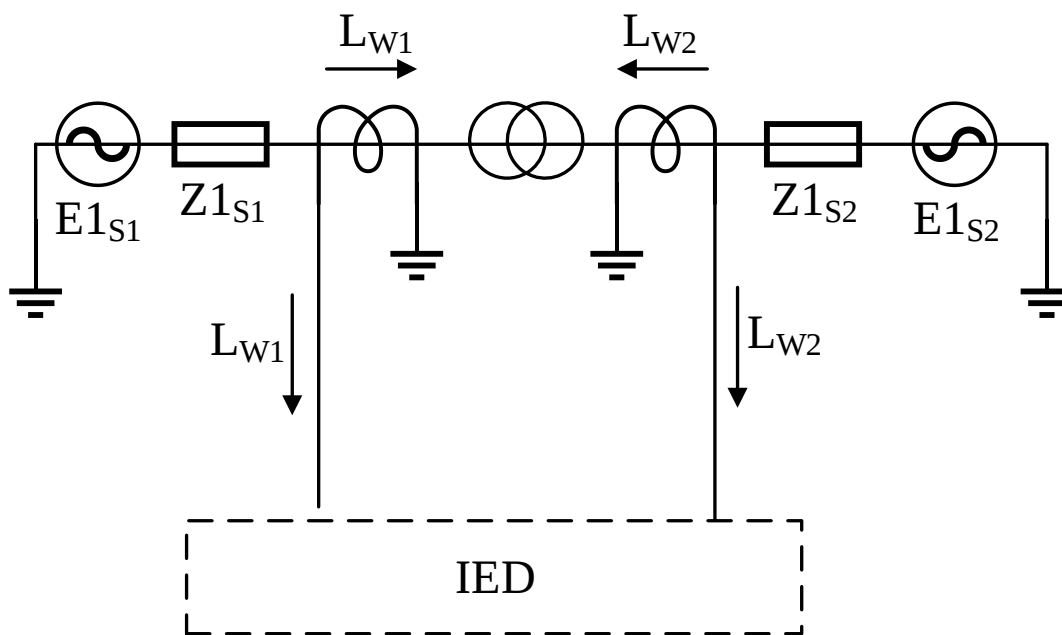


Рисунок 5.1 – Розташування ТС і визначення позитивного напрямку протікання струму

З'єднання трансформаторів струму (ТС) у диференційному захисті повинно обов'язково виконуватись за схемою «зірка». Що стосується напрямку підключення ТС, він може бути обраний довільно — як у напрямку до об'єкта ("ToObject"), так і від об'єкта ("FromObject"). Проте в диференційному захисті завжди приймається базовим саме напрямком до трансформатора, що захищається, як це зображено на рисунку 5.1.

Це означає, що інтелектуальний електронний пристрій (IED) буде здійснювати вимірювання струмів у плечах силового трансформатора, орієнтуючи напрям струму відносно базового напрямку — до обмоток трансформатора.

Для трансформаторів струму, підключених за схемою «зірка», в терміналі RET 670 необхідно вказати фактичний коефіцієнт трансформації. Також потрібно задати правильне значення параметра «StarPoint». Якщо схема зірки зорієнтована в напрямку до трансформатора, уставка встановлюється як "ToObject", а якщо у зворотному напрямку — від трансформатора, то — як "FromObject". Це відповідає налаштуванням, зображеним на рисунку 5.2.

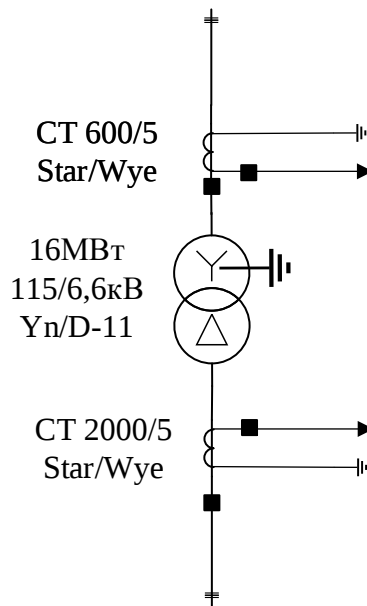


Рисунок 5.2 – Включення ТС диференційного захисту силового трансформатора зі схемою У_н/Д-11 (ТС Star/Wye – ТС вкл. за схемою «зірка»)

У трансформаторах струму, підключених за схемою «зірка», вторинні струми, що надходять на диференційне реле, є пропорційними первинним струмам, які вимірюються, та фазово з ними узгоджені. Крім того, ці струми включають компоненти всіх систем послідовностей, зокрема й нульову послідовність.

5.3 Розрахунок вторинних номінальних струмів

Розрахуємо базисні (вторинні) струми на сторонах ВН та НН за допомогою формули:

$$I_{\text{баз.стор}} = \frac{I_{\text{ном.стор}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{тс}}},$$

де $k_{\text{сх}}$ – коефіцієнт схеми ТС (1 або $\sqrt{3}$); $n_{\text{тс}}$ – коефіцієнт трансформації головного ТС відповідної сторони.

Маємо:

$$I_{\text{баз.ВН}} = \frac{I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{тс}}} = \frac{80,33 \cdot 1}{600/5} = 0,699 \text{ А},$$

$$I_{\text{баз.НН}} = \frac{I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{тс}}} = \frac{1421 \cdot 1}{2000/5} = 3,55 \text{ А}.$$

Зводимо отримані результати у табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Значення номінальних і базисних струмів в плечах захисту

Величина	Числове значення для сторони	
Номінальний струм $I_{\text{ном}}$, А	115 кВ	6,5 кВ
Струм КЗ ⁽³⁾ у максимальному режимі системи, кА	80,33	1421
Коефіцієнт трансформації	600/5	2000/5
Схема з'єднання ТС	18,304	11,36
Вторинні струми в плечах захисту, А	600/5	2000/5

5.4 Вибір загальних уставок функції диференційного захисту

За табл. 5.2, уводимо наступні уставки для трьох струмових каналів, що використовуються для підключення фазних струмів сторони ВН і НН трансформатора [6].

Таблиця 5.2 – Задання параметрів ТС

Уставка	Значення для ТС ВН	Значення для ТС НН
CTprim	600	2000
CTsec	5	5
CTStarPoin	ToObject	ToObject

Уводимо наступні значення загальних уставок функції диференційного захисту [6].

Таблиця 5.3 – Конфігурація захисту RET 670

Опис уставки	Уставка	Значення
Номінальна напруга трансформатора сторони ВН	RatedVoltageW1	115 кВ
Номінальна напруга трансформатора сторони НН	RatedVoltageW2	6,5 кВ
Номінальний струм ВН	RatedCurrentW1	80 А
Номінальний струм НН	RatedCurrentW2	1421 А
Тип з'єднання обмоток сторони ВН	ConnectTypeW1	WYE (Y)
Тип з'єднання обмоток сторони НН	ConnectTypeW2	DELTA (D)
Група з'єднань обмоток	ClockNumberW2	11
Компенсація струмів нульової послідовності ВН	ZSCurrSubtrW1	On
Компенсація струмів нульової послідовності НН	ZSCurrSubtrW2	Off
Фізичне розміщення пристрою РПН	LocationOLTC1	Winding 1 (W1)
Мін. ступінь РПН	LowTapPosOLTC1	1
Номінальне (середнє) положення РПН	RatedTapOLTC1	10
Макс. ступінь РПН	HighTapPsOLTC1	19
Компенсація струмів нульової послідовності НН	ZSCurrSubtrW2	Off
Фізичне розміщення пристрою РПН	LocationOLTC1	Winding 1 (W1)
Мін. ступінь РПН	LowTapPosOLTC1	1
Номінальне (середнє) положення РПН	RatedTapOLTC1	10
Макс. ступінь РПН	HighTapPsOLTC1	19
Номер відгалуження РПН, що відповідає найбільшій напрузі холостого ходу обмотки, на якій встановлено пристрій РПН	TapHighVoltTC1	19
Шаг регулювання	StepSizeOLTC1	1.78%

Диференційний струм промислової частоти визначається як векторна сума струмів основної гармоніки в усіх фазах усіх плечей трансформатора, який знаходиться під захистом.

У нормальному режимі роботи трансформатора струми з різних боків не є однаковими, що пов'язано з використанням трансформаторів струму (ТС) з різними коефіцієнтами трансформації, а також з відмінностями у групах з'єднань обмоток.

Тому перш ніж виконати основні обчислення, диференційний захист має привести всі струми до єдиного базисного рівня. У цифрових пристроях захисту це виконується математичними методами, без потреби у додаткових (проміжних) трансформаторах струму.

Процес вирівнювання включає:

- компенсацію різниці коефіцієнтів трансформації;
- компенсацію фазових зсувів, пов'язаних з різними групами з'єднань обмоток;
- приведення струмів усіх сторін трансформатора до базового значення, яке визначається для однієї зі сторін.

Ці перетворення здійснюються на основі попередньо заданих матриць коефіцієнтів, сформованих з урахуванням груп з'єднань, номінальних струмів і напруг ТС та ТН. Після введення відповідних даних користувачем, захисний пристрій автоматично обчислює необхідні матриці і застосовує їх у своїх основних алгоритмах.

Цифрові IED (інтелектуальні електронні пристрої) мають значні переваги. Однією з ключових є висока точність обробки симетричних складових струму на основі фазних вимірів. Крім того, можливість інтегрувати в один функціональний модуль кілька різних алгоритмів для різних режимів роботи забезпечує гнучкість і універсальність захисту — без суттєвого збільшення вартості обладнання.

Принципи побудови дифзахисту в терміналі RET 670 та методика вибору уставок, що визначають гальмівну характеристику диференційного захисту наведені у додатках. Також у додатках описані й інші види релейних захистів.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

У розділі бакалаврської роботи розглядаються заходи з охорони праці в процесі обслуговування обладнання релейного захисту районної електричної мережі. На оперативно-ремонтний персонал, який здійснює заходи з забезпечення надійності роботи електрообладнання підстанцій, впливають такі шкідливі виробничі фактори [21, 22]:

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.

6.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

6.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць

Для убезпечення 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 [23]. 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.

6.1.2 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 [23], 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.

6.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

6.2.1 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 6.1.

Таблиця 6.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	ІІб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	ІІб	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.

6.2.2 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 6.2.

Таблиця 6.2 – 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, кондиціонування повітря.

6.2.3 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 6.3.

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

Таблиця 6.3 – 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

6.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщеннях широкопasmовий. 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. 6.4.

Таблиця 6.4 – 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.

6.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [31, 32]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [33], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [34].

Приміщення п/ст, де розташоване обладнання релейного захисту, за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відносяться до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилю 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-III (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 6.5.

Таблиця 6.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між поверхові (у т.ч. горищні та над підвалами)	елементи суміщених покриттів	
	несучі та сходових кліток	само-несучі	зовнішні не-несучі	внутрішні не-несучі (перегородки)				плити, 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

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

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

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за таблицею 6.8 (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 6.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств,

гаражів до виробничих, складських споруд слід приймати за таблицею 6.7 (знаменник).

Таблиця 6.7 - Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

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

На території п/ст, де розташоване обладнання релейного захисту, встановлено 15 вогнегасників ВП-5(8) і 12 газових вогнегасників ВВК-7 [36].

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.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи було здійснено комплексний техніко-економічний аналіз розвитку районної електричної мережі 110 кВ із впровадженням сучасних систем релейного захисту силових трансформаторів. Проведено обґрунтований вибір оптимальної схеми електропостачання, визначено технічні параметри елементів мережі, виконано моделювання режимів роботи та оцінено основні показники надійності й ефективності функціонування системи.

У роботі:

- розроблено чотири варіанти схем розвитку електричної мережі та здійснено їх техніко-економічне порівняння;
- проведено розрахунок електричних навантажень, потоків потужності, втрат напруги та перевірено допустимі режими експлуатації мережі у нормальних та післяаварійних станах;
- обґрунтовано вибір номінальної напруги, перерізу проводів ліній електропередач, типів силових трансформаторів та схем розподільчих пристроїв;
- виконано розрахунок параметрів релейного захисту силових трансформаторів із застосуванням сучасних цифрових пристроїв типу RET 670, що забезпечують високу точність і швидкодію захисту;
- розглянуто заходи з охорони праці та виробничої безпеки під час експлуатації та обслуговування обладнання районної електричної мережі.

За результатами техніко-економічного аналізу визначено, що найбільш доцільним для впровадження є варіант №1, який забезпечує мінімальні приведені витрати при збереженні високої надійності електропостачання.

Запропоновані технічні рішення сприяють підвищенню енергоефективності мережі, зменшенню втрат електроенергії, підвищенню стійкості системи до аварійних режимів та готовності мережі до інтеграції відновлюваних джерел енергії.

У роботі також розглянуто сучасні принципи побудови систем релейного захисту силових трансформаторів, зокрема диференційного захисту. Проведено аналіз алгоритмів компенсації коефіцієнтів трансформації, фазового зсуву та обробки симетричних складових у цифрових пристроях захисту (IED), що забезпечує високу точність та надійність функціонування мережі.

Отже, результати дослідження демонструють можливість створення ефективної, надійної та стійкої до аварій районної електричної мережі, яка відповідає вимогам сучасної енергетики, сприяє підвищенню енергоефективності та забезпечує стабільне електропостачання споживачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Баран, П. М., & Кідиба, В. П. (2023). *Основи релейного захисту та автоматики електроенергетичних систем*. Львів: Видавництво Львівської політехніки.
2. Баран, П. М., & Кідиба, В. П. (2020). *Цифрові пристрої релейного захисту трансформаторів (автотрансформаторів)*. Львів: Видавництво Львівської політехніки.
3. Панченко, С. В., Блиндюк, В. С., & Баженов, В. М. (2021). *Релейний захист і автоматика: Навчальний посібник*. Харків: УкрДУЗТ.
4. Старенький, О. Ю., Заковоротний, М. М., & Одегов, М. М. (2019). *Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем*. Харків: ФОП Панов А. М.
5. Кідиба, В. П. (2015). *Релейний захист електроенергетичних систем*. Львів: Видавництво Львівської політехніки.
6. Баженов, В. М., & Одегов, М. М. (2020). *Сучасні технології та методи побудови систем релейного захисту і автоматики в електроенергетиці*. Харків: НТУ "ХПІ".
7. Лежнюк, П. Д. (2020). *Дослідження впливу ВДЕ та секціонування на режими роботи локальних електричних систем*. Вінниця: ВНАУ.
8. Захода, О. О. (2021). *Можливості зниження втрат електричної енергії за рахунок вдосконалення управління режимами електричних мереж та обліку електричної енергії*. Запоріжжя: ЗНУ.
9. Українська енергетика. (2021, січень 13). *Електричні мережі стануть "розумними"*. <https://ua-energy.org/uk/posts/elektrychni-merezhi-stant-rozumnymy>
10. Energy Club. (2024, липень 4). *Підсумкова стаття Форуму «Електричні мережі України 2024»*. <https://hoe.com.ua/post/pidsumkova-stattja-forumu-elektrichni-merezhi-ukrajini-2024.html>
11. Кутін, В. М., & Рубаненко, О. Є. (2018). *Релейний захист та системна автоматика: Лабораторний практикум*. Вінниця: ВНТУ.

12. Лагутін, В. М., Рубаненко, О. Є., & Тептя, В. В. (2008). *Захист трансформаторів 10 кВ: Навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
13. Кутін, В. М., Рубаненко, О. Є., & Лагутін, В. М. (2007). *Релейний захист електричних станцій: Навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
14. Рубаненко, О. Є., & Лагутін, В. М. (2005). *Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції: Навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
15. Тептя, В. В. (2022). *Релейний захист високовольтних електродвигунів: Навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
16. Мельник, А. В. (2022). *Релейний захист гідрогенераторів, силових трансформаторів, двигунів власних потреб та ЛЕП ГЕС* (Бакалаврська дипломна робота). Вінниця: ВНТУ.
17. Матохнюк, О. В. (2023). *Особливості релейного захисту турбогенераторів* (Бакалаврська дипломна робота). Вінниця: ВНТУ.
18. Майданюк, В. І. (2021). *Релейний захист блоку генератор-трансформатор 2х220 МВт* (Магістерська кваліфікаційна робота). Вінниця: ВНТУ.
19. Хомич, В. В. (2021). *Аналіз характеристик цифрових пристроїв захисту та автоматики* (Бакалаврська дипломна робота). Вінниця: ВНТУ.
20. Лагутін, В. М., Лесько, В. О., & Тептя, В. В. (2017). *Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник*. Вінниця: ВНТУ.
21. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
22. 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->.

23. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
24. 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.
25. 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>.
26. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.
27. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.
28. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885
29. 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>.
30. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.
31. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.
32. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.
33. 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>.
34. 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.

35. 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.

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

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: «Районна електрична мережа з вибором релейного захисту електрообладнання підстанцій»

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)

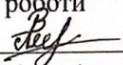
Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	34,4 %
Загальна схожість	65,6 %

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.

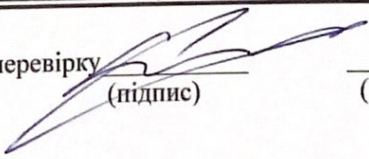
Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор 
(підпис)

Сковородецький А.В.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку 
(підпис)

Вишневський С.Я
(прізвище, ініціали)

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

ДОДАТОК Б

РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ДЛЯ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

Результати розрахунків всієї мережі

×

Загальна інформація

Інформація про вузли

Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	88.25	56.36	773.04	493.74
від зовнішніх джерел	88.25	45.89	773.04	401.96
від внутрішніх джерел	0.00	10.48	0.00	91.77
Усього відпущено:	86.90	47.17	761.24	413.21
зовнішнім споживачам	0.00	0.00	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	86.90	47.17	761.24	413.21
Усього втрачено:	1.91	12.34	8.26	53.31

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	0.64	2.77
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.00	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	0.64	2.77
в трансформаторах	0.76	5.50
з них: холостого ходу	0.50	4.40
навантажувальні	0.25	1.09
Сумарні 750-35 кВ	1.91	8.26 (1.07 %)
з них: на корону	0.00	0.00
холостого ходу	0.50	4.40 (53.29 %)
від перетоків акт. потужн.	0.68	2.93 (35.44 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.22	0.93 (11.27 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	1.91	8.26 (1.07 %)

Таблиця Б.1 – Інформація про вузли

Результати розрахунків всієї мережі							×
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки							
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр	^
300	Козятин	-53.54	-30.11		115.00	0.00	
202	202				114.49	-0.2	
4	Козятинська тяга				113.30	-0.6	
5	Глухівці				113.01	-0.7	
201	201				114.50	-0.2	
2	Сосонка тяга				113.61	-0.5	
100	Вінницький енерговузол	-7.41	-4.16		115.00	0.00	
203	203				114.33	-0.3	
7	Махаренці				114.19	-0.3	
204	204				114.10	-0.3	
8	Черемошне				113.71	-0.5	
9	Погребище				113.36	-0.6	
205	205				113.39	-0.6	
11	Липовець				113.77	-0.4	
206	206				113.87	-0.4	
12	Степанівка				114.64	-0.1	
207	207				114.79	-0.1	
200	Вінницька 750	-27.30	-11.61		115.00	0.00	
209	209				115.00	-0.0	
208	208				114.78	-0.1	
14	Турбів				113.96	-0.3	
6	Завод Прогрес				112.64	-0.9	
3	Сигнал				114.50	-0.2	
1	Калинівка				113.65	-0.5	
10	Плисків				113.38	-0.6	
13	Оленівка				114.72	-0.1	
2200111					112.36	-1.6	
200111					37.72	-1.3	
100111		6.30	3.30		10.74	-1.6	
2200112					112.68	-1.3	
200112					37.72	-1.3	
100112					10.74	-1.6	
220021					111.64	-2.1	
20021					26.70	-2.1	
10021		13.00	7.37		10.67	-2.1	
220022					111.65	-2.1	
20022					26.70	-2.1	
10022					10.67	-2.1	
220031					112.93	-1.7	
20031					37.81	-1.7	
10031		7.40	3.58		10.79	-1.6	
220032					112.93	-1.7	

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт/г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр	^
20032					37.81	-1.7	
10032					10.79	-1.6	
220041					111.65	-1.9	
20041					26.70	-1.9	
10041		17.00	9.63		10.58	-2.8	
220042					111.65	-1.9	
20042					26.70	-1.9	
10042					10.58	-2.8	
1005		4.50	2.18		10.50	-3.5	
1006		5.80	3.13		10.33	-4.5	
22007					110.00	-3.3	
2007					36.83	-3.3	
1007		4.80	2.72		10.29	-5.2	
1008		3.20	1.90		10.45	-3.6	
220091					111.27	-2.2	
20091					37.25	-2.2	
10091		5.10	2.89		10.53	-3.1	
220092					111.27	-2.2	
20092					37.25	-2.2	
10092					10.53	-3.1	
10010		2.80	1.74		10.46	-3.3	
220011					110.96	-3.1	
20011					37.15	-3.1	
10011		6.40	3.10		10.60	-3.0	
10012		2.90	1.64		10.60	-2.9	
10013		3.00	1.45		10.65	-3.0	
2200141					112.77	-1.3	
200141					37.74	-1.3	▼
100141		4.70	2.54		10.75	-1.6	
2200142					112.51	-1.6	
200142					37.74	-1.3	
100142					10.75	-1.6	▼

Таблиця Б.2 – Інформація про вітки

Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки									
Нпочатку	Нкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	220041	8.51	5.25	8.50	4.98	0.01	0.27	0.051	1.70
220041	20041	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.000	0.00
20041	20042	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.001	0.00
220042	20042	-0.01	0.02	-0.01	0.02	0.00	0.00	-0.000	-0.00
4	220042	8.51	5.25	8.50	4.98	0.01	0.27	0.051	1.70
220042	10042	8.51	4.96	8.51	4.79	0.01	0.17	0.051	1.07
10042	10041	8.51	4.79	8.51	4.79	0.00	0.00	0.532	0.00
220041	10041	8.49	5.00	8.48	4.83	0.01	0.17	0.051	1.08
3	220031	3.70	1.91	3.70	1.79	0.00	0.12	0.021	1.62
220031	20031	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00
20031	20032	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
220032	20032	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00
3	220032	3.71	1.91	3.70	1.79	0.00	0.12	0.021	1.61
220032	10032	3.70	1.78	3.70	1.78	0.00	0.00	0.021	0.09
10032	10031	3.70	1.78	3.70	1.78	0.00	0.00	0.219	0.00
220031	10031	3.70	1.80	3.70	1.80	0.00	0.00	0.021	0.09
300	202	20.47	11.63	20.42	11.51	0.05	0.12	0.118	0.51
202	3	-7.24	-4.67	-7.24	-4.67	0.00	0.00	-0.043	-0.00
3	201	-14.71	-8.86	-14.71	-8.86	0.00	0.00	-0.086	-0.00
201	300	-20.18	-11.37	-20.23	-11.48	0.05	0.11	-0.117	-0.50
201	2	5.47	3.48	5.45	3.43	0.02	0.05	0.033	0.89
2	14	-6.68	-2.23	-6.69	-2.25	0.02	0.02	-0.036	-0.35
14	208	-11.45	-4.63	-11.51	-4.72	0.06	0.09	-0.062	-0.82
208	200	-11.51	-4.29	-11.52	-4.31	0.02	0.02	-0.062	-0.22
14	2200141	1.61	0.91	1.61	0.87	0.00	0.04	0.009	1.22
2200141	200141	1.03	0.41	1.03	0.41	0.00	0.00	0.006	0.05
200141	200142	1.03	0.41	1.03	0.41	0.00	0.00	0.017	0.00
2200142	200142	-1.03	-0.40	-1.03	-0.41	0.00	0.01	-0.006	-0.23
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки									
Нпочатку	Нкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
14	2200142	3.09	1.77	3.09	1.68	0.00	0.09	0.018	1.50
2200142	100142	4.12	2.08	4.11	2.08	0.00	0.00	0.024	0.10
100142	100141	4.11	2.08	4.11	2.08	0.00	0.00	0.247	0.00
2200141	100141	0.59	0.47	0.59	0.46	0.00	0.00	0.004	0.38
220022	20022	-0.00	0.01	-0.00	0.01	0.00	0.00	-0.000	0.00
20022	20021	-0.00	0.01	-0.00	0.01	0.00	0.00	-0.000	-0.00
220021	20021	0.00	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.000	-0.00
220021	10021	6.50	3.70	6.49	3.70	0.01	0.00	0.039	0.09
10021	10022	-6.50	-3.67	-6.50	-3.67	0.00	0.00	-0.403	-0.00
220022	10022	6.51	3.67	6.50	3.67	0.01	0.00	0.039	0.09
2	220022	6.51	3.93	6.51	3.68	0.01	0.25	0.039	2.03
2	220021	6.51	3.94	6.50	3.69	0.01	0.25	0.039	2.04
2200111	200111	-1.40	-0.55	-1.40	-0.56	0.00	0.01	-0.008	-0.32
200111	200112	-1.40	-0.56	-1.40	-0.56	0.00	0.00	-0.023	-0.00

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки						
Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
2200112	100112	2.01	1.29	2.01	1.27	0.00	0.02	0.012	0.43	
100112	100111	2.01	1.27	2.01	1.27	0.00	0.00	0.128	0.00	
2200111	100111	4.29	2.02	4.29	2.02	0.00	0.00	0.024	0.10	
1	2200111	2.90	1.55	2.90	1.47	0.00	0.08	0.017	1.33	
1	2200112	3.41	1.92	3.41	1.85	0.00	0.07	0.020	0.99	
2	1	-0.99	-1.56	-0.99	-1.56	0.00	0.00	-0.009	-0.03	
1	100	-7.36	-4.33	-7.41	-4.45	0.05	0.11	-0.043	-1.36	
9	220091	2.56	1.60	2.55	1.50	0.00	0.10	0.015	2.16	
220091	20091	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
20091	20092	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
220092	20092	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
9	220092	2.56	1.60	2.55	1.50	0.00	0.10	0.015	2.16	
220092	10092	2.55	1.50	2.55	1.44	0.00	0.06	0.015	1.31	
10092	10091	2.55	1.44	2.55	1.44	0.00	0.00	0.160	0.00	
220091	10091	2.55	1.50	2.55	1.45	0.00	0.06	0.015	1.31	
300	203	12.83	7.01	12.79	6.91	0.04	0.10	0.073	0.67	
203	7	12.79	7.25	12.77	7.23	0.01	0.02	0.074	0.15	
7	204	7.93	3.90	7.92	3.89	0.00	0.01	0.045	0.09	
9	205	-0.48	-0.41	-0.48	-0.41	0.00	0.00	-0.003	-0.03	
205	11	-3.30	-1.72	-3.31	-1.73	0.01	0.01	-0.019	-0.38	
11	206	-9.76	-4.86	-9.76	-4.87	0.01	0.01	-0.055	-0.10	
206	12	-9.76	-4.41	-9.81	-4.49	0.04	0.08	-0.054	-0.78	
12	207	-12.73	-5.91	-12.74	-5.93	0.01	0.02	-0.071	-0.14	
207	200	-15.76	-7.29	-15.78	-7.32	0.02	0.04	-0.087	-0.21	
100	209	0.00	-0.29	0.00	-0.29	0.00	0.00	0.001	-0.00	
209	200	-0.00	0.02	-0.00	0.02	0.00	0.00	-0.000	0.00	
205	10	2.82	1.99	2.82	1.99	0.00	0.00	0.018	0.01	
10	10010	2.81	1.94	2.80	1.74	0.01	0.20	0.017	4.19	▼
202	4	27.66	16.55	27.49	16.18	0.17	0.37	0.162	1.20	
11	220011	6.42	3.47	6.41	3.10	0.01	0.37	0.037	2.97	
220011	20011	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
220011	10011	6.41	3.10	6.40	3.10	0.01	0.00	0.037	0.15	
5	6	5.85	3.43	5.84	3.41	0.01	0.03	0.035	0.38	
6	1006	5.82	3.65	5.80	3.13	0.03	0.52	0.035	5.00	
12	10012	2.91	1.84	2.90	1.64	0.01	0.20	0.017	3.92	
204	8	7.92	4.22	7.91	4.18	0.02	0.04	0.045	0.40	
8	9	4.68	2.54	4.67	2.53	0.01	0.01	0.027	0.35	
207	13	3.02	1.60	3.02	1.60	0.00	0.00	0.017	0.07	
13	10013	3.01	1.65	3.00	1.45	0.01	0.20	0.017	3.56	
8	1008	3.21	2.15	3.20	1.90	0.02	0.25	0.020	4.64	
7	22007	4.82	3.31	4.81	2.94	0.01	0.37	0.030	4.38	
22007	2007	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
22007	1007	4.81	2.94	4.80	2.72	0.01	0.22	0.030	2.64	
4	5	10.39	5.55	10.38	5.51	0.02	0.03	0.060	0.29	
5	1005	4.51	2.47	4.50	2.18	0.02	0.29	0.026	3.41	▼

ДОДАТОК В

РОЗРАХУНОК СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ З НОВИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЖИВЛЕННЯ (МАКСИМАЛЬНЕ НАВАНТАЖЕННЯ)

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація

Інформація про вузли

Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 5500.0 год

Час втрат: 2711.7 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	121.42	76.65	667.83	421.57
від зовнішніх джерел	121.42	60.47	667.83	332.56
від внутрішніх джерел	0.00	16.18	0.00	89.01
Усього відпущено:	119.50	63.87	657.25	351.27
зовнішнім споживачам	0.00	0.00	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	119.50	63.87	657.25	351.27
Усього втрачено:	2.61	16.58	7.08	44.96

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	0.99	2.70
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.00	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	0.99	2.70
в трансформаторах	1.00	4.39
з них: холостого ходу	0.60	3.32
навантажувальні	0.39	1.07
Сумарні 750-35 кВ	2.61	7.08 (1.06 %)
з них: на корону	0.00	0.00
холостого ходу	0.60	3.32 (46.89 %)
від перетоків акт. потужн.	1.08	2.93 (41.34 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.31	0.83 (11.78 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	2.61	7.08 (1.06 %)

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки		
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт·г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
300	Козятин	-71.89	-38.96		115.00	0.00
202	202				114.33	-0.3
4	Козятинська тяга				113.12	-0.7
5	Глухівці				112.83	-0.8
201	201				114.33	-0.3
2	Сосонка тяга				113.05	-0.7
100	Вінницький енерговузол	-10.93	-6.07		115.00	0.00
203	203				114.17	-0.3
7	Махаренці				113.98	-0.4
204	204				113.86	-0.4
8	Черемошне				113.33	-0.7
9	Погребище				112.77	-0.8
205	205				112.66	-0.9
11	Липовець				113.19	-0.8
206	206				113.33	-0.7
12	Степанівка				114.40	-0.3
207	207				114.65	-0.1
200	Вінницька 750	-43.44	-16.56		115.00	0.00
209	209				115.00	-0.0
208	208				114.71	-0.1
14	Турбів				113.61	-0.5
6	Завод Прогрес				112.46	-0.9
3	Сигнал				114.33	-0.3
1	Калинівка				113.04	-0.7
10	Плисків				112.64	-0.9
13	Оленівка				114.58	-0.2
2200111					111.78	-1.9
200111					37.52	-1.6
Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки		
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт·г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
100111		6.30	3.23		10.68	-1.9
2200112					112.09	-1.6
200112					37.52	-1.6
100112					10.68	-1.9
220021					111.07	-2.3
20021					26.56	-2.3
10021		13.00	7.37		10.61	-2.3
220022					111.07	-2.3
20022					26.56	-2.3
10022					10.62	-2.3
220031					112.75	-1.7
20031					37.75	-1.7
10031		7.40	3.58		10.78	-1.7
220032					112.76	-1.7

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр	^
20032					37.75	-1.7	
10032					10.78	-1.7	
220041					111.47	-2.0	
20041					26.66	-2.0	
10041		17.00	9.63		10.57	-2.8	
220042					111.47	-2.0	
20042					26.66	-2.0	
10042					10.57	-2.8	
1005		4.50	2.18		10.48	-3.6	
1006		5.80	3.13		10.31	-4.6	
22007					109.47	-3.7	
2007					36.65	-3.7	
1007		5.10	2.89		10.23	-5.6	
1008		3.20	1.90		10.41	-3.8	
220091					110.67	-2.5	
20091					37.05	-2.5	
10091		5.10	2.89		10.47	-3.4	
220092					110.67	-2.5	
20092					37.05	-2.5	
10092					10.47	-3.4	
10010		2.80	1.74		10.39	-3.7	
220011					110.36	-3.4	
20011					36.95	-3.4	
10011		6.40	3.10		10.54	-3.4	
10012		2.90	1.64		10.58	-3.0	
10013		3.00	1.45		10.63	-3.0	
2200141					112.42	-1.5	
200141					37.62	-1.5	▼
100141		4.70	2.54		10.72	-1.7	
2200142					112.15	-1.7	
200142					37.62	-1.5	
100142					10.72	-1.7	
501					112.79	-0.7	
502					112.33	-1.0	
503					112.54	-0.8	
504					114.08	-0.4	
1005011		11.40	6.40		10.33	-4.3	
1005012					10.33	-4.3	
1005021		8.20	4.10		10.46	-3.6	
1005022					10.46	-3.6	
1005031		10.10	5.20		10.39	-4.0	
1005032					10.40	-4.0	
1005041		7.10	3.20		10.54	-3.8	
1005042					10.54	-3.8	▼

Таблиця В.2 – Інформація про вітки

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки						
Нпочатку	Нкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
3	220031	3.70	1.91	3.70	1.79	0.00	0.12	0.021	1.62	
220031	20031	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00	
20031	20032	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
220032	20032	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00	
3	220032	3.71	1.91	3.70	1.79	0.00	0.12	0.021	1.62	
220032	10032	3.70	1.78	3.70	1.78	0.00	0.00	0.021	0.09	
10032	10031	3.70	1.78	3.70	1.78	0.00	0.00	0.220	0.00	
220031	10031	3.70	1.80	3.70	1.80	0.00	0.00	0.021	0.09	
300	202	27.64	15.35	27.55	15.14	0.09	0.21	0.158	0.67	
202	4	27.03	17.01	26.87	16.64	0.17	0.37	0.161	1.21	
4	5	9.77	6.01	9.75	5.98	0.01	0.03	0.058	0.29	
5	501	-0.62	0.91	-0.63	0.91	0.00	0.00	-0.006	0.04	
501	3	-12.10	-5.70	-12.22	-5.87	0.12	0.17	-0.068	-1.55	
3	201	-19.18	-11.01	-19.18	-11.01	0.00	0.00	-0.111	-0.00	
201	2	8.13	4.95	8.07	4.83	0.05	0.12	0.048	1.29	
2	14	-10.78	-3.49	-10.82	-3.55	0.04	0.06	-0.058	-0.57	
14	208	-15.57	-5.93	-15.68	-6.09	0.11	0.16	-0.085	-1.10	
208	200	-15.68	-5.67	-15.71	-5.71	0.03	0.04	-0.084	-0.29	
14	2200141	1.61	0.91	1.61	0.87	0.00	0.04	0.009	1.23	
2200141	200141	1.03	0.41	1.03	0.41	0.00	0.00	0.006	0.05	
200141	200142	1.03	0.41	1.03	0.41	0.00	0.00	0.017	0.00	
2200142	200142	-1.03	-0.40	-1.03	-0.41	0.00	0.01	-0.006	-0.23	
14	2200142	3.09	1.77	3.09	1.68	0.00	0.09	0.018	1.51	
2200142	100142	4.12	2.08	4.11	2.08	0.00	0.00	0.024	0.10	
100142	100141	4.11	2.08	4.11	2.08	0.00	0.00	0.248	0.00	
2200141	100141	0.59	0.47	0.59	0.46	0.00	0.00	0.004	0.38	
2	220021	6.51	3.94	6.50	3.69	0.01	0.25	0.039	2.06	
220021	20021	0.00	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.000	-0.00	▼

Нпочатку	Нкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
20021	20022	0.00	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.000	0.00	
220022	20022	-0.00	0.01	-0.00	0.01	0.00	0.00	-0.000	0.00	
2	220022	6.51	3.93	6.51	3.68	0.01	0.25	0.039	2.06	
220022	10022	6.51	3.67	6.50	3.67	0.01	0.00	0.039	0.09	
10022	10021	6.50	3.67	6.50	3.67	0.00	0.00	0.405	0.00	
220021	10021	6.50	3.70	6.49	3.70	0.01	0.00	0.039	0.09	
2200112	100112	2.01	1.27	2.01	1.25	0.00	0.02	0.012	0.43	
100112	100111	2.01	1.25	2.01	1.25	0.00	0.00	0.128	0.00	
2200111	100111	4.29	1.98	4.28	1.98	0.00	0.00	0.024	0.10	
2200111	200111	-1.39	-0.54	-1.39	-0.54	0.00	0.01	-0.008	-0.31	
200111	200112	-1.39	-0.54	-1.39	-0.54	0.00	0.00	-0.023	-0.00	
2200112	200112	1.39	0.54	1.39	0.54	0.00	0.00	0.008	0.02	
1	2200112	3.41	1.88	3.41	1.81	0.00	0.07	0.020	0.99	

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки						
Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
1	2200111	2.90	1.52	2.89	1.44	0.00	0.08	0.017	1.32	
2	1	1.53	-0.47	1.53	-0.47	0.00	0.00	0.008	0.00	
1	100	-10.83	-6.11	-10.93	-6.35	0.11	0.24	-0.063	-1.97	
1	503	5.99	3.28	5.97	3.25	0.02	0.03	0.035	0.51	
503	2	-4.20	-2.05	-4.21	-2.07	0.01	0.02	-0.024	-0.52	
503	1005031	5.07	2.98	5.05	2.60	0.02	0.38	0.030	4.11	
1005031	1005032	-5.05	-2.60	-5.05	-2.60	0.00	0.00	-0.315	-0.00	
503	1005032	5.07	2.98	5.05	2.60	0.02	0.38	0.030	4.11	
201	300	-27.30	-14.99	-27.40	-15.20	0.09	0.21	-0.157	-0.67	
3	202	-0.51	1.51	-0.51	1.51	0.00	0.00	-0.008	0.00	
501	1005011	5.72	3.71	5.70	3.20	0.03	0.51	0.035	5.04	
1005011	1005012	-5.70	-3.20	-5.70	-3.20	0.00	0.00	-0.364	-0.00	
501	1005012	5.73	3.70	5.70	3.20	0.03	0.51	0.035	5.04	
220041	20041	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.000	0.00	
20041	20042	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.001	0.00	
220042	20042	-0.01	0.02	-0.01	0.02	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
220042	10042	8.51	4.96	8.51	4.79	0.01	0.17	0.051	1.07	
10042	10041	8.51	4.79	8.51	4.79	0.00	0.00	0.532	0.00	
220041	10041	8.49	5.00	8.48	4.83	0.01	0.17	0.051	1.08	
4	220041	8.51	5.25	8.50	4.98	0.01	0.27	0.051	1.70	
4	220042	8.51	5.25	8.50	4.98	0.01	0.27	0.051	1.70	
220092	20092	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
20092	20091	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
220091	20091	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
220091	10091	2.55	1.51	2.55	1.45	0.00	0.06	0.015	1.32	
10091	10092	-2.55	-1.44	-2.55	-1.44	0.00	0.00	-0.161	-0.00	
220092	10092	2.55	1.50	2.55	1.44	0.00	0.06	0.015	1.32	
9	220092	2.56	1.61	2.55	1.50	0.00	0.10	0.015	2.19	▼
Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
9	220091	2.56	1.61	2.55	1.50	0.00	0.10	0.015	2.19	
200	207	27.72	10.87	27.67	10.77	0.06	0.10	0.149	0.35	
207	12	24.64	9.41	24.61	9.35	0.04	0.07	0.133	0.25	
11	205	4.68	2.39	4.66	2.37	0.02	0.02	0.027	0.54	
205	9	-3.15	-0.57	-3.16	-0.58	0.00	0.00	-0.016	-0.11	
9	8	-8.31	-3.52	-8.34	-3.57	0.03	0.04	-0.046	-0.57	
8	204	-11.56	-5.21	-11.60	-5.28	0.03	0.07	-0.065	-0.54	
204	7	-11.60	-4.96	-11.61	-4.97	0.01	0.01	-0.064	-0.12	
7	203	-16.75	-8.56	-16.77	-8.59	0.02	0.03	-0.095	-0.19	
203	300	-16.77	-8.25	-16.85	-8.41	0.07	0.16	-0.094	-0.83	
502	1005021	4.11	2.29	4.10	2.05	0.01	0.24	0.024	3.21	
1005021	1005022	-4.10	-2.05	-4.10	-2.05	0.00	0.00	-0.252	-0.00	
502	1005022	4.11	2.29	4.10	2.05	0.01	0.24	0.024	3.20	
205	10	7.82	3.62	7.82	3.61	0.00	0.00	0.044	0.02	
10	502	4.99	1.90	4.98	1.89	0.01	0.01	0.027	0.31	
502	11	-3.27	-1.49	-3.29	-1.52	0.02	0.03	-0.018	-0.87	
504	1005042	3.57	1.87	3.55	1.60	0.02	0.27	0.020	4.12	

1005042	1005041	3.55	1.60	3.55	1.60	0.00	0.00	0.213	0.00
504	1005041	3.57	1.87	3.55	1.60	0.02	0.27	0.020	4.12
100	209	0.00	-0.29	0.00	-0.29	0.00	0.00	0.001	-0.00
209	200	-0.00	0.02	-0.00	0.02	0.00	0.00	-0.000	0.00
22007	2007	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
22007	1007	5.11	3.14	5.10	2.89	0.02	0.25	0.032	2.85
206	11	14.42	5.92	14.41	5.91	0.01	0.02	0.079	0.14
6	1006	5.83	3.65	5.80	3.13	0.03	0.52	0.035	5.01
207	13	3.02	1.60	3.02	1.60	0.00	0.00	0.017	0.07
10	10010	2.81	1.94	2.80	1.74	0.01	0.20	0.017	4.25
13	10013	3.01	1.65	3.00	1.45	0.01	0.20	0.017	3.57
5	6	5.85	3.44	5.84	3.41	0.01	0.03	0.035	0.38
5	1005	4.51	2.47	4.50	2.18	0.02	0.29	0.026	3.42
12	206	14.52	5.63	14.42	5.47	0.09	0.17	0.078	1.08
12	10012	2.91	1.84	2.90	1.64	0.01	0.20	0.017	3.94
12	504	7.17	3.10	7.15	3.08	0.01	0.02	0.039	0.32
220011	10011	6.41	3.10	6.40	3.10	0.01	0.00	0.037	0.15
8	1008	3.22	2.16	3.20	1.90	0.02	0.26	0.020	4.68
11	220011	6.42	3.48	6.41	3.10	0.01	0.38	0.037	3.01
220011	20011	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
7	22007	5.13	3.56	5.11	3.14	0.02	0.43	0.032	4.73

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ (МІНІМАЛЬНЕ НАВАНТАЖЕННЯ)

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація

Інформація про вузли

Інформація про вітки

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год

Час втрат: 2810.3 год



Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	44.08	27.86	251.23	158.78
від зовнішніх джерел	44.08	10.54	251.23	60.08
від внутрішніх джерел	0.00	17.32	0.00	98.71
Усього відпущено:	43.33	23.11	246.98	131.73
зовнішнім споживачам	0.00	0.00	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	43.33	23.11	246.98	131.73
Усього втрачено:	1.36	8.35	3.81	23.46

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	0.15	0.42
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.00	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	0.15	0.42
в трансформаторах	0.62	3.39
з них: холостого ходу	0.57	3.24
навантажувальні	0.05	0.15
Сумарні 750-35 кВ	1.36	3.81 (1.52 %)
з них: на корону	0.00	0.00
холостого ходу	0.57	3.24 (85.05 %)
від перетоків акт. потужн.	0.18	0.50 (13.06 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.03	0.07 (1.89 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	1.36	3.81 (1.52 %)

Таблиця Г.1 – Інформація про вузли

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки		
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
300	Козятин	-25.11	-8.24		110.00	0.00
202	202				109.80	-0.1
4	Козятинська тяга				109.40	-0.3
5	Глухівці				109.32	-0.3
201	201				109.80	-0.1
2	Сосонка тяга				109.42	-0.3
100	Вінницький енерговузол	-3.88	-1.18		110.00	0.00
203	203				109.81	-0.2
7	Махаренці				109.76	-0.2
204	204				109.73	-0.2
8	Черемошне				109.60	-0.3
9	Погребище				109.46	-0.4
205	205				109.45	-0.4
11	Липовець				109.60	-0.4
206	206				109.64	-0.3
12	Степанівка				109.87	-0.1
207	207				109.92	-0.1
200	Вінницька 750	-15.08	-1.13		110.00	0.00
209	209				110.00	-0.0
208	208				109.92	-0.0
14	Турбів				109.58	-0.2
6	Завод Прогрес				109.21	-0.4
3	Сигнал				109.80	-0.1
1	Калинівка				109.42	-0.3
10	Плисків				109.44	-0.4
13	Оленівка				109.90	-0.1
2200111					108.97	-0.7
200111					36.52	-0.6

№ вузла	Назва	Р _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт·г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
100111		2.21	1.13		10.42	-0.7
2200112					109.08	-0.6
200112					36.52	-0.6
100112					10.42	-0.7
220021					108.72	-0.9
20021					26.00	-0.9
10021		4.55	2.58		10.40	-0.9
220022					108.72	-0.9
20022					26.00	-0.9
10022					10.40	-0.9
220031					109.24	-0.7
20031					36.57	-0.7
10031		2.59	1.25		10.45	-0.7
220032					109.24	-0.7
20032					36.57	-0.7
10032					10.45	-0.7

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
220041					108.83	-0.8
20041					26.02	-0.8
10041		5.95	3.37		10.38	-1.1
220042					108.83	-0.8
20042					26.02	-0.8
10042					10.38	-1.1
1005		1.58	0.76		10.35	-1.4
1006		2.03	1.10		10.29	-1.7
22007					108.37	-1.3
2007					36.28	-1.3
1007		1.68	0.95		10.29	-2.0
1008		1.12	0.67		10.34	-1.5
220091					108.74	-1.0
20091					36.40	-1.0
10091		1.79	1.01		10.36	-1.3
220092					108.74	-1.0
20092					36.40	-1.0
10092					10.36	-1.3
10010		0.98	0.61		10.33	-1.4
220011					108.62	-1.3
20011					36.36	-1.3
10011		2.24	1.09		10.38	-1.3
10012		1.02	0.57		10.38	-1.2
10013		1.05	0.51		10.40	-1.2
2200141					109.16	-0.6
200141					36.54	-0.6
100141		1.65	0.89		10.43	-0.7
2200142					109.06	-0.7
200142					36.54	-0.6
100142					10.43	-0.7
501					109.31	-0.3
502					109.36	-0.5
503					109.26	-0.4
504					109.77	-0.2
1005011		3.99	2.24		10.30	-1.6
1005012					10.30	-1.6
1005021		2.87	1.44		10.36	-1.4
1005022					10.36	-1.4
1005031		3.54	1.82		10.32	-1.5
1005032					10.32	-1.5
1005041		2.49	1.12		10.37	-1.4
1005042					10.37	-1.4

Таблиця Г.2 – Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	220031	1.29	0.64	1.29	0.63	0.00	0.02	0.008	0.57
220031	20031	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00
20031	20032	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
220032	20032	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00
3	220032	1.30	0.64	1.29	0.62	0.00	0.02	0.008	0.56
220032	10032	1.30	0.62	1.29	0.62	0.00	0.00	0.008	0.03
10032	10031	1.29	0.62	1.29	0.62	0.00	0.00	0.079	0.00
220031	10031	1.29	0.63	1.29	0.63	0.00	0.00	0.008	0.03
300	202	9.70	3.66	9.69	3.64	0.01	0.02	0.054	0.20
202	4	9.50	4.84	9.48	4.80	0.02	0.04	0.056	0.39
4	5	3.46	1.20	3.46	1.19	0.00	0.00	0.019	0.08
5	501	-0.19	0.24	-0.19	0.24	0.00	0.00	-0.002	0.01
501	3	-4.21	-1.37	-4.22	-1.39	0.01	0.02	-0.023	-0.48
3	201	-6.68	-3.36	-6.68	-3.36	0.00	0.00	-0.039	-0.00
201	2	2.92	1.13	2.91	1.12	0.01	0.01	0.016	0.38
2	14	-3.70	-0.53	-3.70	-0.54	0.00	0.01	-0.020	-0.17
14	208	-5.40	-1.18	-5.41	-1.19	0.01	0.02	-0.029	-0.33
208	200	-5.41	-0.80	-5.41	-0.81	0.00	0.01	-0.029	-0.08
14	2200141	0.57	0.31	0.57	0.30	0.00	0.00	0.003	0.43
2200141	200141	0.36	0.14	0.36	0.14	0.00	0.00	0.002	0.02
200141	200142	0.36	0.14	0.36	0.14	0.00	0.00	0.006	0.00
2200142	200142	-0.36	-0.14	-0.36	-0.14	0.00	0.00	-0.002	-0.08
14	2200142	1.08	0.60	1.08	0.59	0.00	0.01	0.007	0.53
2200142	100142	1.44	0.73	1.44	0.73	0.00	0.00	0.009	0.04
100142	100141	1.44	0.73	1.44	0.73	0.00	0.00	0.089	0.00
2200141	100141	0.21	0.16	0.21	0.16	0.00	0.00	0.001	0.13
2	220021	2.27	1.32	2.27	1.29	0.00	0.03	0.014	0.71
220021	20021	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00
Нпочатку	Нкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
20021	20022	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
220022	20022	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00
2	220022	2.28	1.32	2.28	1.29	0.00	0.03	0.014	0.71
220022	10022	2.28	1.28	2.28	1.28	0.00	0.00	0.014	0.03
10022	10021	2.28	1.28	2.28	1.28	0.00	0.00	0.145	0.00
220021	10021	2.27	1.30	2.27	1.30	0.00	0.00	0.014	0.03
2200112	100112	0.71	0.44	0.71	0.44	0.00	0.00	0.004	0.15
100112	100111	0.71	0.44	0.71	0.44	0.00	0.00	0.046	0.00
2200111	100111	1.50	0.69	1.50	0.69	0.00	0.00	0.009	0.04
2200111	200111	-0.49	-0.19	-0.49	-0.19	0.00	0.00	-0.003	-0.11
200111	200112	-0.49	-0.19	-0.49	-0.19	0.00	0.00	-0.008	-0.00
2200112	200112	0.49	0.19	0.49	0.19	0.00	0.00	0.003	0.01
1	2200112	1.19	0.64	1.19	0.63	0.00	0.01	0.007	0.34
1	2200111	1.02	0.51	1.01	0.50	0.00	0.01	0.006	0.46

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
2	1	0.50	-0.40	0.50	-0.40	0.00	0.00	0.003	-0.00	
1	100	-3.87	-1.41	-3.88	-1.44	0.01	0.03	-0.022	-0.58	
1	503	2.11	0.83	2.10	0.82	0.00	0.00	0.012	0.16	
503	2	-1.47	-0.47	-1.47	-0.48	0.00	0.00	-0.008	-0.16	
503	1005031	1.77	0.96	1.77	0.91	0.00	0.05	0.011	1.36	
1005031	1005032	-1.77	-0.91	-1.77	-0.91	0.00	0.00	-0.111	-0.00	
503	1005032	1.77	0.96	1.77	0.91	0.00	0.05	0.011	1.35	
201	300	-9.60	-3.60	-9.61	-3.62	0.01	0.02	-0.054	-0.20	
3	202	-0.18	0.86	-0.18	0.86	0.00	0.00	-0.005	0.00	
501	1005011	2.00	1.18	1.99	1.12	0.00	0.06	0.012	1.66	
1005011	1005012	-1.99	-1.12	-1.99	-1.12	0.00	0.00	-0.128	-0.00	
501	1005012	2.00	1.18	1.99	1.12	0.00	0.06	0.012	1.65	
220041	20041	0.00	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.000	0.00	
20041	20042	0.00	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.000	0.00	
220042	20042	-0.00	0.01	-0.00	0.01	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
220042	10042	2.98	1.70	2.98	1.68	0.00	0.02	0.018	0.37	
10042	10041	2.98	1.68	2.98	1.68	0.00	0.00	0.190	0.00	
220041	10041	2.97	1.71	2.97	1.69	0.00	0.02	0.018	0.37	
4	220041	2.97	1.74	2.97	1.71	0.00	0.03	0.018	0.58	
4	220042	2.98	1.74	2.97	1.71	0.00	0.03	0.018	0.58	
220092	20092	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
20092	20091	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
220091	20091	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
220091	10091	0.89	0.51	0.89	0.51	0.00	0.01	0.005	0.44	
10091	10092	-0.89	-0.50	-0.89	-0.50	0.00	0.00	-0.057	-0.00	
220092	10092	0.90	0.51	0.89	0.50	0.00	0.01	0.005	0.44	
9	220092	0.90	0.52	0.89	0.51	0.00	0.01	0.005	0.73	
9	220091	0.90	0.52	0.89	0.51	0.00	0.01	0.005	0.73	▼

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
200	207	9.66	0.34	9.66	0.33	0.01	0.01	0.051	0.08	
207	12	8.60	0.07	8.59	0.06	0.00	0.01	0.045	0.06	
11	205	1.62	0.45	1.62	0.45	0.00	0.00	0.009	0.15	
205	9	-1.13	0.54	-1.13	0.54	0.00	0.00	-0.007	-0.01	
9	8	-2.96	-0.27	-2.96	-0.27	0.00	0.01	-0.016	-0.15	
8	204	-4.09	-0.49	-4.09	-0.50	0.00	0.01	-0.022	-0.12	
204	7	-4.09	-0.20	-4.10	-0.20	0.00	0.00	-0.022	-0.03	
7	203	-5.80	-1.25	-5.80	-1.25	0.00	0.00	-0.031	-0.05	
203	300	-5.80	-0.94	-5.81	-0.95	0.01	0.02	-0.031	-0.19	
502	1005021	1.44	0.75	1.43	0.72	0.00	0.03	0.009	1.07	
1005021	1005022	-1.43	-0.72	-1.43	-0.72	0.00	0.00	-0.089	-0.00	
502	1005022	1.44	0.75	1.43	0.72	0.00	0.03	0.009	1.07	
205	10	2.75	0.55	2.75	0.55	0.00	0.00	0.015	0.01	
10	502	1.76	0.13	1.76	0.13	0.00	0.00	0.009	0.08	
502	11	-1.14	-0.22	-1.15	-0.23	0.00	0.00	-0.006	-0.24	
504	1005042	1.25	0.59	1.24	0.56	0.00	0.03	0.007	1.37	

1005042	1005041	1.24	0.56	1.24	0.56	0.00	0.00	0.076	0.00
504	1005041	1.25	0.59	1.24	0.56	0.00	0.03	0.007	1.37
100	209	0.00	-0.26	0.00	-0.26	0.00	0.00	0.001	-0.00
209	200	-0.00	0.02	-0.00	0.02	0.00	0.00	-0.000	0.00
22007	2007	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
22007	1007	1.68	0.98	1.68	0.95	0.00	0.03	0.010	0.85
206	11	5.04	0.43	5.03	0.43	0.00	0.00	0.027	0.04
6	1006	2.03	1.16	2.03	1.10	0.00	0.06	0.012	1.64
207	13	1.06	0.49	1.06	0.49	0.00	0.00	0.006	0.02
10	10010	0.98	0.63	0.98	0.61	0.00	0.03	0.006	1.42
13	10013	1.05	0.54	1.05	0.51	0.00	0.03	0.006	1.22
5	6	2.05	0.94	2.05	0.94	0.00	0.00	0.012	0.12
5	1005	1.58	0.80	1.58	0.76	0.00	0.04	0.009	1.13
12	206	5.05	0.02	5.04	0.00	0.01	0.02	0.026	0.23
12	10012	1.02	0.60	1.02	0.57	0.00	0.03	0.006	1.34
12	504	2.51	0.57	2.51	0.57	0.00	0.00	0.014	0.09
220011	10011	2.24	1.09	2.24	1.09	0.00	0.00	0.013	0.06
8	1008	1.12	0.70	1.12	0.67	0.00	0.03	0.007	1.57
11	220011	2.24	1.14	2.24	1.09	0.00	0.05	0.013	1.01
220011	20011	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00
7	22007	1.68	1.02	1.68	0.98	0.00	0.05	0.010	1.41

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ (ПІСЛЯВАРІЙНИЙ РЕЖИМ)

Результати розрахунків всієї мережі

Загальна інформація | Інформація про вузли | Інформація про вітки |

Тривалість звітного періоду: 5700.0 год

Час втрат: 2810.3 год

Інтегральні характеристики електричної мережі 750-35 кВ

	Потужності		Електроенергії	
	акт. (МВт)	реакт. (МВАр)	акт (млн. кВт*г)	реакт. (млн. квар*г)
Усього одержано:	126.46	80.13	720.82	456.72
від зовнішніх джерел	126.46	63.48	720.82	361.86
від внутрішніх джерел	0.00	16.64	0.00	94.86
Усього відпущено:	124.00	66.17	706.80	377.17
зовнішнім споживачам	0.00	0.00	0.00	0.00
внутрішнім споживачам	124.00	66.17	706.80	377.17
Усього втрачено:	3.22	18.20	9.05	51.16

Втрати потужності та електроенергії

Втрати	потужності (МВт):	електроенергії (млн. кВт*г)
в лініях електропередачі	1.48	4.15
з них в ЛЕП 750-330 кВ	0.00	0.00
в ЛЕП 220-35 кВ	1.48	4.15
в трансформаторах	1.05	4.90
з них: холостого ходу	0.67	3.83
навантажувальні	0.38	1.06
Сумарні 750-35 кВ	3.22	9.05 (1.26 %)
з них: на корону	0.00	0.00
холостого ходу	0.67	3.83 (42.37 %)
від перетоків акт. потужн.	1.43	4.02 (44.42 %)
від перетоків реакт. потужн.	0.43	1.20 (13.21 %)
Всього у мережах 750-35 кВ	3.22	9.05 (1.26 %)

Таблиця Д.1 – Інформація про вузли

N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
300	Козятин	-70.77	-39.33		121.00	0.00
202	202				120.35	-0.2
4	Козятинська тяга				118.73	-0.8
5	Глухівці				118.15	-1.0
201	201				120.35	-0.2
2	Сосонка тяга				119.13	-0.6
100	Вінницький енерговузол	-11.20	-6.39		121.00	0.00
203	203				120.27	-0.3
7	Махаренці				120.10	-0.3
204	204				120.00	-0.4
8	Черемошне				119.55	-0.6
9	Погребище				119.08	-0.7
205	205				119.01	-0.7
11	Липовець				119.15	-0.7
206	206				119.29	-0.7
12	Степанівка				120.39	-0.2
207	207				120.65	-0.1
200	Вінницька 750	-44.48	-17.77		121.00	0.00
209	209				121.00	-0.0
208	208				120.72	-0.1
14	Турбів				119.67	-0.4
6	Завод Прогрес				117.79	-1.1
3	Сигнал				120.35	-0.2
1	Калинівка				119.06	-0.7
10	Плисків				119.01	-0.7
13	Оленівка				120.58	-0.2
2200111					117.86	-1.7
200111					39.55	-1.4
N вузла	Назва	P _{нав.} , МВт	Q _{нав.} , МВАр	W _{відп.} , МВт г	U _{мод.} , кВ	U _{фаз.} , гр
100111		6.30	3.23		11.26	-1.7
2200112					118.16	-1.4
200112					39.55	-1.4
100112					11.26	-1.7
220021					117.26	-2.1
20021					28.04	-2.1
10021		13.00	7.37		11.21	-2.0
220022					117.26	-2.1
20022					28.04	-2.1
10022					11.21	-2.1
220031					118.86	-1.6
20031					39.79	-1.6
10031		7.40	3.58		11.36	-1.5
220032					118.86	-1.6
20032					39.79	-1.6
10032					11.36	-1.5

№ вузла	Назва	Рнав., МВт	Qнав., МВАр	Wвідп., МВт г	Uмод, кВ	Uфаз, гр	^
20032					39.79	-1.6	
10032					11.36	-1.5	
220041					117.17	-2.0	
20041					28.02	-2.0	
10041		17.00	9.63		11.11	-2.7	
220042					117.17	-2.0	
20042					28.02	-2.0	
10042					11.12	-2.7	
1005		4.50	2.18		11.01	-3.5	
1006		5.80	3.13		10.84	-4.5	
22007					115.90	-3.3	
2007					38.80	-3.3	
1007		5.10	2.89		10.86	-5.0	
1008		3.20	1.90		11.03	-3.4	
220091					117.11	-2.2	
20091					39.21	-2.2	
10091		5.10	2.89		11.09	-3.0	
220092					117.11	-2.2	
20092					39.21	-2.2	
10092					11.09	-3.0	
10010		2.80	1.74		11.02	-3.2	
220011					116.48	-3.1	
20011					38.99	-3.1	
10011		6.40	3.10		11.13	-3.1	
10012		2.90	1.64		11.17	-2.7	
10013		3.00	1.45		11.23	-2.7	
2200141					118.54	-1.3	
200141					39.67	-1.3	▼
100141		4.70	2.54		11.30	-1.5	
2200142					118.29	-1.5	
200142					39.67	-1.3	
100142					11.31	-1.5	
501					116.82	-1.3	
502					117.11	-1.3	
503					118.23	-0.8	
504					119.76	-0.4	
1005011		11.40	6.40		10.74	-4.6	
1005012					10.74	-4.6	
1005021		8.20	4.10		10.93	-3.7	
1005022					10.93	-3.7	
1005031		10.10	5.20		10.96	-3.7	
1005032					10.96	-3.7	
1005041		7.10	3.20		11.10	-3.5	
1005042					11.10	-3.5	▼

Таблиця Д.2 – Інформація про вітки

Нпочатку	Нкінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
501	1005011	5.72	3.67	5.70	3.20	0.03	0.47	0.034	4.89
1005011	1005012	-5.70	-3.20	-5.70	-3.20	0.00	0.00	-0.351	-0.00
501	1005012	5.72	3.67	5.70	3.20	0.03	0.47	0.034	4.88
4	220041	8.51	5.21	8.50	4.96	0.01	0.24	0.048	1.62
220041	20041	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.000	0.00
20041	20042	0.01	-0.02	0.01	-0.02	0.00	0.00	0.001	0.00
220042	20042	-0.01	0.02	-0.01	0.02	0.00	0.00	-0.000	-0.00
4	220042	8.51	5.21	8.50	4.96	0.01	0.24	0.048	1.62
220042	10042	8.51	4.94	8.51	4.79	0.01	0.15	0.048	1.02
10042	10041	8.51	4.79	8.51	4.79	0.00	0.00	0.506	0.00
220041	10041	8.49	4.99	8.48	4.83	0.01	0.15	0.048	1.03
3	220031	3.70	1.90	3.70	1.79	0.00	0.11	0.020	1.53
220031	20031	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00
20031	20032	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
220032	20032	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	0.00
3	220032	3.71	1.90	3.70	1.79	0.00	0.11	0.020	1.53
220032	10032	3.70	1.78	3.70	1.78	0.00	0.00	0.020	0.08
10032	10031	3.70	1.78	3.70	1.78	0.00	0.00	0.208	0.00
220031	10031	3.70	1.80	3.70	1.80	0.00	0.00	0.020	0.08
300	202	27.70	15.90	27.61	15.71	0.09	0.19	0.152	0.65
202	3	-11.81	-7.35	-11.81	-7.35	0.00	0.00	-0.067	-0.00
3	201	-19.28	-11.55	-19.28	-11.55	0.00	0.00	-0.108	-0.00
201	300	-27.27	-15.51	-27.36	-15.70	0.09	0.19	-0.150	-0.65
2	220021	6.51	3.92	6.50	3.69	0.01	0.22	0.037	1.94
220021	20021	0.00	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.000	-0.00
20021	20022	0.00	-0.01	0.00	-0.01	0.00	0.00	0.000	0.00
220022	20022	-0.00	0.01	-0.00	0.01	0.00	0.00	-0.000	0.00
2	220022	6.51	3.90	6.51	3.68	0.01	0.22	0.037	1.94
220022	10022	6.51	3.67	6.50	3.67	0.01	0.00	0.037	0.08
10022	10021	6.50	3.67	6.50	3.67	0.00	0.00	0.384	0.00
220021	10021	6.49	3.70	6.49	3.70	0.01	0.00	0.037	0.08
201	2	7.99	5.04	7.94	4.93	0.05	0.10	0.045	1.23
2	14	-10.67	-3.74	-10.71	-3.79	0.04	0.05	-0.055	-0.55
14	208	-15.47	-6.13	-15.57	-6.27	0.10	0.14	-0.080	-1.05
208	200	-15.57	-5.80	-15.60	-5.84	0.03	0.04	-0.079	-0.28
14	2200141	1.61	0.90	1.61	0.87	0.00	0.03	0.009	1.16
2200141	200141	1.03	0.40	1.03	0.40	0.00	0.00	0.005	0.05
200141	200142	1.03	0.40	1.03	0.40	0.00	0.00	0.016	0.00
2200142	200142	-1.03	-0.40	-1.03	-0.40	0.00	0.00	-0.005	-0.22
14	2200142	3.09	1.76	3.09	1.68	0.00	0.08	0.017	1.42
2200142	100142	4.12	2.08	4.11	2.08	0.00	0.00	0.022	0.09
100142	100141	4.11	2.08	4.11	2.08	0.00	0.00	0.235	0.00
2200141	100141	0.59	0.47	0.59	0.46	0.00	0.00	0.004	0.36
1	2200112	3.41	1.87	3.41	1.81	0.00	0.06	0.019	0.93

Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
2200112	100112	2.01	1.27	2.01	1.25	0.00	0.01	0.012	0.41
100112	100111	2.01	1.25	2.01	1.25	0.00	0.00	0.121	0.00
2200111	100111	4.29	1.98	4.28	1.98	0.00	0.00	0.023	0.10
1	2200111	2.90	1.51	2.89	1.44	0.00	0.07	0.016	1.24
2200111	200111	-1.39	-0.54	-1.39	-0.54	0.00	0.01	-0.007	-0.29
200111	200112	-1.39	-0.54	-1.39	-0.54	0.00	0.00	-0.022	-0.00
2200112	200112	1.39	0.54	1.39	0.54	0.00	0.00	0.007	0.02
503	1005031	5.06	2.94	5.05	2.60	0.02	0.34	0.029	3.87
1005031	1005032	-5.05	-2.60	-5.05	-2.60	0.00	0.00	-0.299	-0.00
503	1005032	5.07	2.94	5.05	2.60	0.02	0.34	0.029	3.87
2	1	5.49	1.56	5.49	1.56	0.00	0.00	0.028	0.07
1	100	-11.10	-6.47	-11.20	-6.70	0.10	0.23	-0.062	-1.95
9	220092	2.56	1.59	2.55	1.50	0.00	0.09	0.015	2.05
220092	20092	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
20092	20091	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00
220091	20091	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
9	220091	2.56	1.59	2.55	1.50	0.00	0.09	0.015	2.05
220091	10091	2.55	1.50	2.55	1.45	0.00	0.05	0.015	1.24
10091	10092	-2.55	-1.44	-2.55	-1.44	0.00	0.00	-0.152	-0.00
220092	10092	2.55	1.50	2.55	1.44	0.00	0.05	0.015	1.24
502	1005021	4.11	2.27	4.10	2.05	0.01	0.22	0.023	3.08
1005021	1005022	-4.10	-2.05	-4.10	-2.05	0.00	0.00	-0.242	-0.00
502	1005022	4.11	2.27	4.10	2.05	0.01	0.22	0.023	3.07
504	1005041	3.56	1.85	3.55	1.60	0.02	0.25	0.019	3.88
1005041	1005042	-3.55	-1.60	-3.55	-1.60	0.00	0.00	-0.202	-0.00
504	1005042	3.56	1.85	3.55	1.60	0.02	0.25	0.019	3.88
300	203	15.72	7.73	15.66	7.60	0.06	0.13	0.083	0.73
203	7	15.66	7.98	15.64	7.95	0.02	0.02	0.084	0.16
Нпочатку	Нкінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
7	204	10.50	4.44	10.49	4.43	0.01	0.01	0.055	0.10
204	8	10.49	4.79	10.47	4.74	0.02	0.05	0.055	0.46
8	9	7.24	3.18	7.22	3.15	0.02	0.03	0.038	0.47
9	205	2.07	0.27	2.06	0.27	0.00	0.00	0.010	0.06
205	11	-0.76	-0.96	-0.76	-0.96	0.00	0.00	-0.006	-0.13
11	206	-15.56	-6.44	-15.57	-6.46	0.01	0.02	-0.081	-0.14
206	12	-15.57	-5.96	-15.67	-6.13	0.10	0.18	-0.081	-1.11
12	207	-25.77	-10.48	-25.81	-10.55	0.04	0.07	-0.133	-0.26
207	200	-28.83	-11.86	-28.89	-11.96	0.06	0.10	-0.149	-0.35
100	209	0.00	-0.32	0.00	-0.32	0.00	0.00	0.002	-0.00
209	200	-0.00	0.03	-0.00	0.03	0.00	0.00	-0.000	0.00
1	503	10.22	5.79	10.16	5.71	0.05	0.08	0.057	0.84
5	6	5.85	3.36	5.84	3.34	0.01	0.02	0.033	0.36
5	1005	4.51	2.44	4.50	2.18	0.01	0.26	0.025	3.25
4	5	22.01	12.22	21.95	12.08	0.06	0.14	0.122	0.59
202	4	39.43	23.47	39.12	22.78	0.31	0.69	0.220	1.63

Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки						
Нпочатку	Нкінця	Pn, МВт	Qn, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ	^
205	11	-0.76	-0.96	-0.76	-0.96	0.00	0.00	-0.006	-0.13	
11	206	-15.56	-6.44	-15.57	-6.46	0.01	0.02	-0.081	-0.14	
206	12	-15.57	-5.96	-15.67	-6.13	0.10	0.18	-0.081	-1.11	
12	207	-25.77	-10.48	-25.81	-10.55	0.04	0.07	-0.133	-0.26	
207	200	-28.83	-11.86	-28.89	-11.96	0.06	0.10	-0.149	-0.35	
100	209	0.00	-0.32	0.00	-0.32	0.00	0.00	0.002	-0.00	
209	200	-0.00	0.03	-0.00	0.03	0.00	0.00	-0.000	0.00	
1	503	10.22	5.79	10.16	5.71	0.05	0.08	0.057	0.84	
5	6	5.85	3.36	5.84	3.34	0.01	0.02	0.033	0.36	
5	1005	4.51	2.44	4.50	2.18	0.01	0.26	0.025	3.25	
4	5	22.01	12.22	21.95	12.08	0.06	0.14	0.122	0.59	
202	4	39.43	23.47	39.12	22.78	0.31	0.69	0.220	1.63	
12	10012	2.91	1.82	2.90	1.64	0.01	0.18	0.016	3.71	
12	504	7.18	3.44	7.15	3.40	0.03	0.04	0.038	0.63	
8	1008	3.21	2.13	3.20	1.90	0.02	0.23	0.019	4.38	
5	501	11.57	7.19	11.48	7.06	0.09	0.14	0.066	1.34	
6	1006	5.82	3.60	5.80	3.13	0.03	0.47	0.033	4.75	
11	220011	6.42	3.44	6.41	3.10	0.01	0.34	0.035	2.83	
207	13	3.02	1.58	3.02	1.57	0.00	0.00	0.016	0.07	
13	10013	3.01	1.63	3.00	1.45	0.01	0.18	0.016	3.36	
220011	10011	6.41	3.10	6.40	3.10	0.01	0.00	0.035	0.15	
205	10	2.82	1.98	2.82	1.98	0.00	0.00	0.017	0.01	
10	10010	2.81	1.92	2.80	1.74	0.01	0.18	0.016	3.97	
7	22007	5.12	3.49	5.11	3.11	0.01	0.38	0.030	4.39	
22007	2007	-0.00	-0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	-0.000	-0.00	
22007	1007	5.11	3.11	5.10	2.89	0.01	0.22	0.030	2.65	
220011	20011	0.00	-0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	-0.00	
11	502	8.36	3.68	8.25	3.53	0.10	0.15	0.044	2.06	v

ДОДАТОК Е

ІЛЮСТРАТИВНИЙ МАТЕРІАЛ

Вінницький національний технічний університет
Кафедра електричних станцій та систем

1

«Районна електрична мережа з вибором релейного захисту електрообладнання підстанцій»

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

Вінниця 2025

2

Актуальність та задачі дослідження

Сучасне проектування електричних мереж передбачає комплексний підхід, що включає технічний, економічний та екологічний аналіз. Надійність мережі напряму залежить від правильного вибору схеми електропостачання, матеріалів, типу обладнання, а також від дотримання сучасних стандартів і вимог безпеки. Урахування вищезгаданих чинників дозволяє сформувати ефективну інфраструктуру, яка відповідатиме вимогам споживачів та забезпечить стабільну роботу електроенергетичних систем.

У сучасних умовах надійне функціонування енергетичних систем є основою сталого розвитку економіки, промисловості та соціальної інфраструктури. Одним із ключових елементів електроенергетичної системи є районні електричні мережі, які забезпечують розподіл електроенергії між джерелами живлення та споживачами на визначеній території.

Правильний вибір, розрахунок і налаштування релейного захисту є важливими для забезпечення безперебійного, безпечного та ефективного функціонування електромережі. У роботі розглядаються принципи побудови районної електричної мережі, характеристики електрообладнання підстанцій та обґрунтований вибір сучасних пристроїв релейного захисту.

Актуальність теми зумовлена необхідністю підвищення надійності електропостачання, зменшення аварійності та адаптації мереж до сучасних викликів, включаючи інтеграцію відновлюваних джерел енергії, цифровізацію та кібербезпеку.

Вибір схем електропостачання

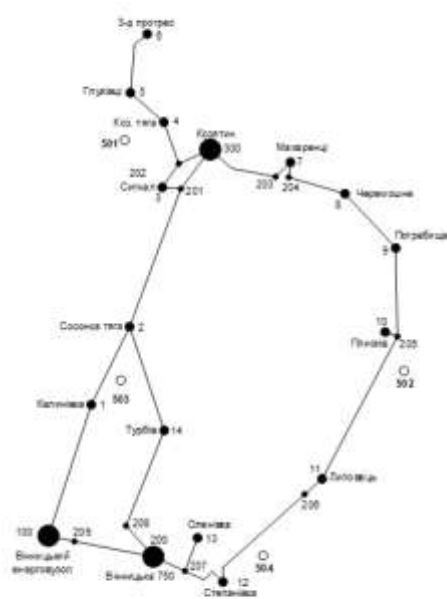
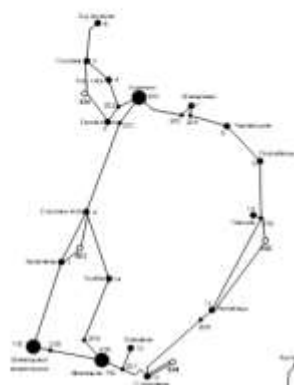


Рисунок 1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

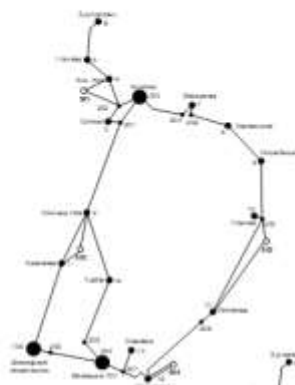
При розрахунку електричної мережі опираються на такі критерії:

- Менша відстань: до нових вузлів, до джерел живлення району – вузлів 100, 200, 300.
- Електричне навантаження: розрахунки базуються на визначенні потужності споживачів, які будуть підключені до мережі.
- Струмові навантаження: розрахунки проводяться на основі струмового навантаження для кабелів та ліній передачі електроенергії.
- Напруга: розрахунки проводяться з урахуванням напруги, що використовується в мережі, та вимог щодо її рівномірності на всій ділянці мережі.
- Коефіцієнт потужності: розрахунки проводяться з урахуванням коефіцієнта потужності, що відображає ефективність використання електричної енергії в системі.
- Кількість споживачів: розрахунки проводяться з урахуванням кількості споживачів, що будуть підключені до мережі.
- Надійність. Приєднання повинно бути надійним та забезпечувати стабільний струм для підключених об'єктів.
- Технічні можливості. Приєднання повинно бути технічно можливим та вимоване з використанням необхідного обладнання.
- Забезпечення безпеки. Приєднання повинно відповідати вимогам безпеки та надійності електричної мережі.

Варіанти схем розвитку електричної мережі

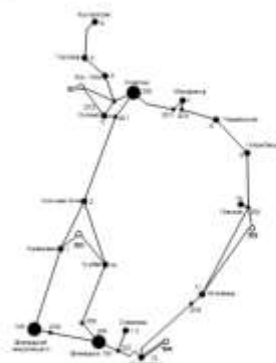


Варіант №1

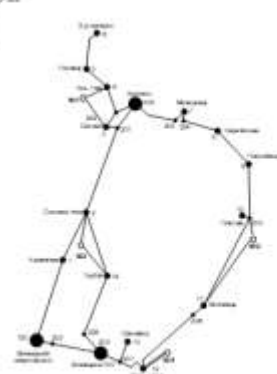


Варіант №2

Варіант №3



Варіант №4



Вибір номінальної напруги, марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

5

№ схеми	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	S _л , МВА	U _{ном} , кВ	I _{пр} , А	Марка проводу
1	12-504	23,1	2	10,8	110	47,2	АС-120/19
	5-501	26,4	1	4,29	110	35,6	АС-120/19
	3-501	31,5	1	5,47	110	30,1	АС-120/19
	2-503	29,7	1	4,28	110	23,5	АС-120/19
	1-503	19,8	1	6,29	110	34,6	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,3	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,4	АС-120/19
2	12-504	23,1	2	4,29	110	47,2	АС-120/19
	4-501	21,45	1	5,21	110	28,7	АС-120/19
	202-501	28,05	1	6,73	110	37	АС-120/19
	2-503	29,7	1	4,28	110	23,5	АС-120/19
	1-503	19,8	1	6,29	110	34,6	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,3	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,4	АС-120/19
3	12-504	23,1	2	10,8	110	47,2	АС-120/19
	202-501	28,05	1	5,68	110	31,3	АС-120/19
	3-501	31,5	1	6,25	110	34,4	АС-120/19
	1-503	19,8	1	4,03	110	22,2	АС-120/19
	14-503	33	1	6,56	110	36,1	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,3	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,4	АС-120/19
4	12-504	23,1	2	10,8	110	47,2	АС-120/19
	4-501	21,45	1	4,89	110	26,9	АС-120/19
	3-501	31,5	1	7,05	110	38,8	АС-120/19
	2-503	29,7	1	5,03	110	29,1	АС-120/19
	14-503	33	1	5,56	110	30,6	АС-120/19
	10-502	16,5	1	1,87	110	10,3	АС-120/19
	11-502	66	1	6,80	110	37,4	АС-120/19

6

Вибір трансформаторів на підстанціях

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

№ Вузла	Тип	S _н , МВА	S _{ном} , МВА	Граничні регулю- вання	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _з , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ _х , квар
					ВН	НН							
501	9,357	ТДН- 10000/110	10	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
502	6,5	ТДН- 10000/110	10	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
503	8,14	ТДН- 10000/110	10	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,97	139	70
504	5,5	ТМН- 6300/110	6,3	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4

Типові схеми розподільних пристроїв

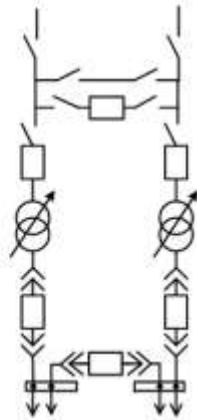


Рисунок 2 – Місток з вимикачем в перемичці та відділеннями ланцюгів трансформаторів

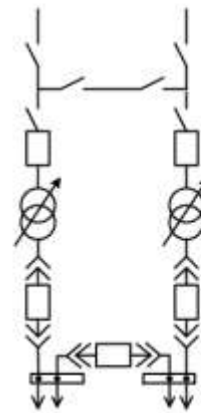


Рисунок 3 - Два блоки з відділювачем і неавтоматичною перемичкою зі сторони ліній

Основні техніко-економічні показники спроектованої мережі

- собівартість передачі електроенергії у мережі:

$$C = \frac{B}{A_{\text{пр}}},$$

$$C = \frac{14624 \cdot 10^3}{236550 \cdot 10^3} = 6.182 \text{ (грн / кВтм} \cdot \text{год)}.$$

- сумарна електроенергія, яка відпущена у розподільчі мережі з шин 10 кВ підстанцій протягом року:

$$A_{\text{пр}} = T_{\text{ед}} \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{вmax}i},$$

$$A_{\text{пр}} = 5300 \cdot (13.1 + 9.2 + 11.4 + 7.8) = 236550 \text{ (тис.грн.)}$$

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

$$\Delta P_{\text{вmax}} = \frac{\Delta P_{\text{вmax}}}{P_{\text{вmax}}} \cdot 100\% = \frac{1.91}{86.9} \cdot 100\% = 2.198\%,$$

$$\Delta P_{\text{вmax}} = \frac{\Delta P_{\text{вmax}}}{P_{\text{вmax}}} \cdot 100\% = \frac{2.61}{119.50} \cdot 100\% = 2.184\%.$$

- відносне значення сумарних річних втрат електроенергії в мережі у відсотках від $A_{\text{пр}}$

$$\Delta A_{\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{\text{пр}}} \cdot 100\% = \frac{1.91 \cdot 4219}{86.9 \cdot 5700} \cdot 100\% = 1.627\%,$$

$$\Delta A_{\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{\text{пр}}} \cdot 100\% = \frac{2.61 \cdot 4219}{119.50 \cdot 5700} \cdot 100\% = 1.617\%.$$

Релейні захисти силових трансформаторів

Захист трансформаторів типу ТДН включає три рівні: основний, резервний та сигнальний, кожен з яких виконує певні функції для забезпечення надійності та безпеки обладнання.

- 1. Основні захисти** - призначені для негайного реагування на всі види внутрішніх пошкоджень трансформатора.
- 2. Резервні захисти** - призначені для резервування основних і забезпечення відключення при зовнішніх коротких замиканнях.
- 3. Захисти, що діють на сигнал** - не здійснюють відключення, але інформують про аномальні режими роботи трансформатора.

RET670 — це інтелектуальне пристрій релейного захисту та автоматики серії IED 670 виробництва ABB (тепер — компанія Hitachi Energy). Використовується для захисту трансформаторів, в основному силових трансформаторів 110/35/10 кВ. Переваги:

- **Надійність і швидкодія** (диференційний захист працює за 10–20 мс).
- **Гнучке налаштування** — параметри конфігуруються через спеціальне ПЗ (наприклад, PCM600).
- Можна організувати автоматичне відновлення живлення, передача даних у SCADA.
- Можливість використання в складних схемах підстанцій з кількома трансформаторами.
- **Модульний підхід** — до RET670 можна додавати додаткові блоки і функції.

Конфігурація захисту RET 670

Опис устатки	Устатка	Значення
Номинальна напруга трансформатора сторони ВН	RatedVoltageW1	115 кВ
Номинальна напруга трансформатора сторони НН	RatedVoltageW2	6,5 кВ
Номинальний струм ВН	RatedCurrentW1	80 А
Номинальний струм НН	RatedCurrentW2	1421 А
Тип з'єднання обмоток сторони ВН	ConnectTypeW1	WYE (Y)
Тип з'єднання обмоток сторони НН	ConnectTypeW2	DELTA (D)
Група з'єднання обмоток	ClockNumberW2	11
Компенсація струмів нульової послідовності ВН	ZSCurrSubtrW1	On
Компенсація струмів нульової послідовності НН	ZSCurrSubtrW2	Off
Фізичне розміщення пристрою РПН	LocationOLTC1	Winding 1 (W1)
Мін. ступінь РПН	LowTapPosOLTC1	1
Номинальне (середнє) положення РПН	RatedTapOLTC1	10
Макс. ступінь РПН	HighTapPosOLTC1	19
Компенсація струмів нульової послідовності НН	ZSCurrSubtrW2	Off
Фізичне розміщення пристрою РПН	LocationOLTC1	Winding 1 (W1)
Мін. ступінь РПН	LowTapPosOLTC1	1
Номинальне (середнє) положення РПН	RatedTapOLTC1	10
Макс. ступінь РПН	HighTapPosOLTC1	19
Номер відгалуження РПН, що відповідає найбільшій напрузі холостого ходу обмотки, на якій встановлено пристрій РПН	TapHighVoltTC1	19
Шлях регулювання	StepSizeOLTC1	1.78%

Охорона праці

- У розділі наведено комплекс заходів з охорони праці, спрямованих на забезпечення безпеки під час обслуговування та діагностування кабельних ліній електропередачі. Визначено основні шкідливі виробничі чинники, які можуть впливати на оперативно-ремонтний персонал, а також запропоновано методи їх нейтралізації та зниження впливу.
- Розглянуто технічні та організаційні рішення щодо створення безпечних умов на робочих місцях, включно з вимогами до електробезпеки, застосуванням засобів електрозахисту, забезпеченням оптимальних параметрів мікроклімату, вентиляції, освітлення та контролю рівня шуму у виробничих приміщеннях.
- Окрема увага приділена питанням пожежної безпеки: визначено категорії пожежної небезпеки приміщень, встановлено вимоги до вогнестійкості конструкцій, розроблено правила експлуатації електроустановок та алгоритм дій персоналу у випадку виникнення пожежі.
- Впровадження запропонованих заходів дозволить зменшити професійні ризики, запобігти виробничому травматизму та створити безпечні умови праці під час виконання робіт з обслуговування та діагностування кабельних ліній електропередачі.

Висновок

12

В бакалаврській кваліфікаційній роботі:

- розроблено чотири варіанти схем розвитку електричної мережі та здійснено їх техніко-економічне порівняння;
- проведено розрахунок електричних навантажень, потоків потужності, втрат напруги та перевірено допустимі режими експлуатації мережі у нормальних та післяаварійних станах;
- обґрунтовано вибір номінальної напруги, перерізу проводів ліній електропередач, типів силових трансформаторів та схем розподільчих пристроїв;
- виконано розрахунок параметрів релейного захисту силових трансформаторів із застосуванням сучасних цифрових пристроїв типу RET 670, що забезпечують високу точність і швидкодію захисту;
- розглянуто заходи з охорони праці та виробничої безпеки під час експлуатації та обслуговування обладнання районної електричної мережі;
- за результатами техніко-економічного аналізу визначено, що найбільш доцільним для впровадження є варіант №1, який забезпечує мінімальні приведені витрати при збереженні високої надійності електропостачання.

Запропоновані технічні рішення сприяють підвищенню енергоефективності мережі, зменшенню втрат електроенергії, підвищенню стійкості системи до аварійних режимів та готовності мережі до інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Дякую за увагу! Доповідь завершено.