

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Вінницького району з
оптимізацією потоків реактивної потужності»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Греськов Д. О.
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., доц., професор каф. ЕСС


Кулик В. В.
(прізвище та ініціали)

«05» 12 2024 р.

Опонент:


Кулик В. В.
(прізвище та ініціали)

« » 2024 р.

Допущено до захисту

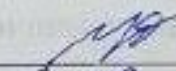
Завідувач кафедри ЕСС


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

«06» 12 2024 р.

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

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


17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Греськову Дмитру Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи «Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Вінницького району з оптимізацією потоків реактивної потужності»
керівник роботи д.т.н., доц., професор каф. ЕСС Кулик В. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310
- Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року
- Вихідні дані до роботи: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 805 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн.
- Зміст текстової частини: Вступ. 1. Дослідження сучасно стану та можливостей подальшого розвитку розподільних мереж 110 кВ. 2. Оптимізація схеми на конструктивних параметрів розподільної мережі. 3. Шляхи та засоби оптимізації потоків реактивної потужності в розподільних мережах. 4. Аналіз характерних режимів розподільної мережі та регулювання напруги. 5. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 6. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
- Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Техніко-економічне обґрунтування розвитку розподільних електричних мереж.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Кулик В. В. д.т.н., доц., професор кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	
2	Дослідження сучасно стану та можливостей подальшого розвитку розподільних мереж 110 кВ	21.09.24	26.09.24	
3	Оптимізація схеми на конструктивних параметрів розподільної мережі	27.09.24	05.10.24	
4	Шляхи та засоби оптимізації потоків реактивної потужності в розподільних мережах	06.10.24	20.10.24	
5	Аналіз характерних режимів розподільної мережі та регулювання напруги	21.10.24	28.10.24	
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	04.11.24	
7	Економічна частина	05.11.24	12.11.24	
8	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	
10	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	
11	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	
	Захист МКР	За графі-ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

Д. О. Греськов

В. В. Кулик

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.161

Греськов Дмитро Олександрович «Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Вінницького району з оптимізацією потоків реактивної потужності». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 113 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 34 назв; рис.: 31; табл. 28.

В магістерській кваліфікаційній роботі підвищено ефективність роботи розподільних мереж через їх реконструкцію із використанням методів оптимізації потоків реактивної потужності.

Досліджено сучасний стан та перспективи розвитку розподільних мереж 110 кВ. Проведено оптимізацію схеми та конструктивних параметрів розподільної мережі. Здійснено аналіз способів оптимізації потоків реактивної потужності та визначено оптимальний графіку роботи джерел реактивної потужності в заданій мережі. Відповідно до досліджень характерних режимів мережі виконано регулювання напруги.

Наведено перелік заходів для забезпечення надійності та безпечної експлуатації електроустановок, а також нормативні документи в яких дані заходи передбачені. Для підстанції 504 виконано розрахунок заземлюючого пристрою.

В економічній частині визначено показники рентабельності, а також термін окупності запропонованої схеми розвитку мережі, у такий спосіб підтвердивши її доцільність та ефективність.

Ключові слова: розподільна мережа, реактивна потужність, оптимізація схеми, компенсація.

ABSTRACT

Hreskov Dmytro O. Development of 110 kV distribution networks in Vinnytsia region with optimisation of reactive power flows. Master's qualification work in specialty 141 «Electric power, electrical engineering and electromechanics». – Vinnytsia: VNTU, 2024. – 113 p.

In Ukrainian language. Bibliographer: 34 titles; fig.: 31; tabl. 28.

In the master's thesis, the efficiency of distribution networks was increased through their reconstruction using methods of optimising reactive power flows.

The current state and prospects for the development of 110 kV distribution networks were investigated. The scheme and design parameters of the distribution network are optimised. The methods of optimisation of reactive power flows are analysed and the optimal schedule of operation of reactive power sources in a given network is determined. In accordance with the study of the typical modes of the network, voltage regulation is carried out.

The list of measures to ensure the reliability and safe operation of electrical installations, as well as the regulatory documents that provide for these measures, is presented. The grounding device was calculated for substation 504.

In the economic part, the profitability indicators and payback period of the proposed grid development scheme were determined, thus confirming its feasibility and effectiveness.

Keywords: distribution network, reactive power, circuit optimisation, compensation.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1 ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА МОЖЛИВОСТЕЙ ПОДАЛЬШОГО РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 110 КВ.....	9
1.1 Розвиток розподільних мереж 110 кВ.....	9
1.2 Аналіз вимог до проектування електричних мереж.....	12
2 ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМИ ТА КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ	16
2.1 Прогнозування електричних навантажень	16
2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	17
2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі	19
2.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі	20
2.2.1 Лінеаризація цільової функції	21
2.2.2 Використання симплекс-методу для оптимізації схеми електричної мережі	24
2.3 Використання методу динамічного програмування для вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі	30
2.3.1 Знаходження оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	30
2.3.2 Вибір кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	36
2.3.3 Визначення конструктивних характеристик ЛЕП.....	37
2.4 Визначення потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	39
2.5 Вибір схем розподільних пристроїв на підстанціях.....	41
2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	42
2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	43
2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	45

3 ШЛЯХИ ТА ЗАСОБИ ОПТИМІЗАЦІЇ ПОТОКІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ.....	50
3.1 Вплив реактивної потужності на функціонування розподільних мереж та шляхи оптимізації її потоків.....	50
3.1.1 Оцінка впливу потоків реактивної потужності на ефективність роботи розподільних електричних мереж	50
3.1.2 Дослідження засобів компенсації реактивної потужності.....	53
3.1.3 Використання принципу найменшої дії для оптимізації потоків реактивної потужності розподільних електричних мережах	55
3.1.4 Аналіз адаптивної системи керування джерелами реактивної потужності.....	60
3.2 Оцінювання балансу потужностей	64
3.2.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	64
3.2.2 Визначення оптимального графіку роботи джерел реактивної потужності.....	66
4 АНАЛІЗ ХАРАКТЕРНИХ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ТА РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	77
4.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	77
4.2 Регулювання напруги у мережі	78
5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	83
5.1 Охоронні заходи	83
5.2 Протипожежні заходи та протипожежний захист	85
5.3 Розрахунок заземлюючого пристрою ПС 504.....	86
6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	89
ВИСНОВКИ	108
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	110
ДОДАТКИ.....	114

Додаток А (обов'язковий) Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	115
Додаток Б (обов'язковий) Технічне завдання МКР.....	116
Додаток В (довідниковий) Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ.....	123
Додаток Г (довідниковий) Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ.....	127
Додаток Д (довідниковий) Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ.....	131
Додаток Е (довідниковий) Результати розрахунку режиму післяаварійного режиму навантаження після розвитку ЕМ	135
Додаток Є (довідниковий) Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після встановлення БСК та регулювання РПН на споживильних підстанціях	139
Додаток Ж (довідниковий) Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ.....	143
Додаток З (обов'язковий) Ілюстративна частина	158

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ДРП – джерело реактивної потужності;

ЕМ – електрична мережа;

КРП – компенсація реактивної потужності;

КУ – конденсаторна установка;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ОПН – обмежувач перенапруг;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок;

РДЕ – розосереджені джерела енергії;

РЕМ – розподільна електрична мережа;

РП – розподільчий пристрій;

САК – система автоматичного керування;

СМ – симплекс-метод;

СТК – статичний тиристорний компенсатор.

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток розподільних мереж є ключовим елементом забезпечення надійності та стабільності енергопостачання в умовах швидкого розвитку технологій та зростаючого споживання електричної енергії. Одним із важливих напрямків модернізації енергетичної інфраструктури є вдосконалення розподільних мереж напругою 110 кВ, оскільки вони забезпечують транспортування електроенергії від підстанцій, що входять до системоутворювальної мережі, до джерел живлення промислових, міських і сільських мереж.

Проектування розвитку енергосистем та їхньої складової – електричних мереж вже давно стало важливим аспектом управління енергетикою. Основною метою такого проектування є визначення складу, етапів розвитку та ключових характеристик електростанцій і електричних мереж. Конструктивні рішення щодо елементів електричної мережі, таких як лінії та підстанції, впливають на подальші стадії проектування, що слід враховувати під час підготовки та реалізації окремих етапів розвитку.

Електрична мережа повинна відповідати певним вимогам, які неможливо врахувати при окремому проектуванні кожного з її елементів без розгляду мережі в цілому. Головні характеристики ліній та підстанцій обираються в схемах розвитку на п'ятирічний період уточнюються в проектах конкретних об'єктів.

При проектуванні схеми електричної підстанції слід враховувати її призначення, роль і місце в електричній мережі енергосистеми. Електрична схема підстанції та окремих розподільних установок створюється на основі проектів розвитку мереж (електроенергетичної системи, району чи конкретного об'єкта).

З урахуванням функцій підстанції в мережі, необхідно, щоб електрична схема відповідала наступним вимогам:

- забезпечення надійного живлення споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах згідно з категорією надійності електропостачання електроприймачів;
- гарантувати надійність транзиту потоків електричної енергії через підстанцію в усіх зазначених режимах;
- враховувати поетапний розвиток підстанції та зміни навантаження в мережі [1].

На сьогодні електричні мережі повинні ефективно та надійно забезпечувати енергопостачанням споживачів. Окрім розбудови мереж, реконструкції та модернізації їх основного обладнання, все більшої важливості набувають дослідження, спрямовані на покращення структури та методів керування їхніми режимами.

Компенсація реактивної потужності (КРП) і регулювання реактивних перетікань в електричних мережах вважаються ефективними технологіями для енергозбереження та підтримки належної якості напруги [2].

Виходячи з цього при проектуванні розвитку розподільних електричних мереж важливо враховувати питання оптимізації потоків реактивної потужності.

Мета і завдання роботи. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування розподільних мереж шляхом їх реконструкції з застосуванням засобів оптимізації потоків реактивної потужності.

Відповідно до вказаної мети у роботі розв'язуються такі **основні завдання:**

- аналіз сучасного стану та можливостей подальшого розвитку розподільних мереж 110 кВ;
- здійснення оптимізації схеми та конструктивних параметрів розподільної мережі;
- дослідження методів оптимізації потоків реактивної потужності в розподільних мережах;

- визначення оптимального графіку роботи джерел реактивної потужності в заданій мережі;
- дослідження характеристик режимів розподільної мережі та регулювання напруги.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є розподільні мережі 110 кВ Вінницького району.

Предметом дослідження є методи оптимізації розвитку розподільних електричних мереж.

Методи дослідження. Для розв'язання поставлених завдань використано такі методи оптимізації розвитку ЕМ, як симплекс метод і метод динамічного програмування при виборі схеми ЕМ. Для оцінки надійності схем вузлових підстанцій використано метод Тарівердієва. Для виконання розрахунків у роботі було застосовано програмні комплекси, зокрема програмний комплекс Втрати «RVM – High» та «Надійність».

Новизна одержаних результатів. За результатами досліджень показано ефективність комплексного підходу до оптимізації схем перспективного розвитку розподільних мереж, що передбачає визначення оптимальної схеми розвитку з урахуванням зростання навантаження у поєднанні з впровадженням енергоощадних заходів. Зокрема запропоновано алгоритм оптимізації встановлених потужностей та графіків роботи засобів компенсації реактивної потужності з мікропроцесорним керуванням.

Особистий внесок здобувача. Магістерська кваліфікаційна робота є самостійно виконаною працею, в якій автором розроблено оптимальну схему розвитку розподільної мережі та її конструктивних параметрів.

1 ДОСЛІДЖЕННЯ СУЧАСНОГО СТАНУ ТА МОЖЛИВОСТЕЙ ПОДАЛЬШОГО РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 110 кВ

1.1 Розвиток розподільних електричних мереж 110 кВ

Будь-яка електроенергетична система містить у собі електричні станції, які генерують електричну енергію; магістральні лінії електропередач для транспортування електроенергії на великі відстані; вузлові підстанції, що з'єднують лінії електропередач в електричній мережі та перетворюють електричну енергію між різними рівнями напруги; а також розподільних електричних мереж (РЕМ), які забезпечують розподіл електроенергії серед споживачів.

Узагальнену структуру електроенергетичної системи показано на рисунку 1.1 [3].

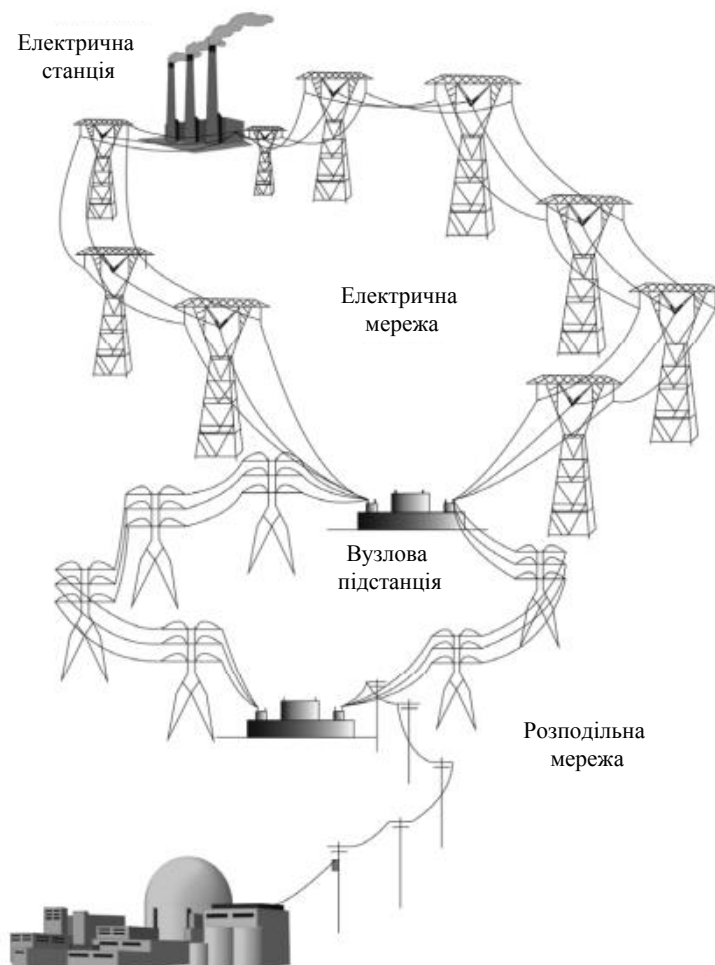


Рисунок 1.1 – Структурна схема електроенергетичної системи

У наш час електроенергетичний комплекс України складається з великих електростанцій, внутрішніх та міжсистемних зв'язків, представлених повітряними лініями електропередачі, а також з великих вузлових підстанцій високих класів напруги й розвинутих електричних мереж напругою 35–110 кВ, які забезпечують зв'язок зі споживачами електроенергії [4].

Попри зменшення темпів нарощування протяжності, загальний обсяг вводів ПЛ 110 кВ залишатиметься на достатньо високому рівні [1].

Зведення нових ліній, переважно, буде орієнтоване на:

- приєднання нових підстанцій до мережі: розвантажувальних і для забезпечення електроенергією нових споживачів;
- реалізацію заходів мережі до нових центрів живлення – підстанцій наступного класу напруги;
- будівництво нових ділянок мережі для покращення надійності живлення підстанцій;
- заміну фізично та морально застарілих ділянок мережі, зокрема заміну мережі 35 кВ на 110 кВ.

Для понижувальних підстанцій співвідношення встановленої потужності трансформаторів до встановленої потужності електростанцій має тенденцію до збільшення.

При проектуванні розвитку електромережі визначають головні параметри її компонентів – ЛЕП та підстанцій. З одного боку, за цими параметрами визначається конструктивне виконання мережевих елементів, а з іншого – здійснюється вплив на формування мережі під час її подальшого розвитку. Дані параметри для ЛЕП та підстанцій вказано в таблиці 1.1 [1].

Таблиця 1.1 – Основні параметри електричної мережі, які намічаються під час проектування її розвитку

Для ліній електропередачі:	Для електричних підстанцій:
Номінальна напруга	З'єднання номінальних напруг
Початкова і кінцева точка (направлення) та протяжність	Кількість та потужність трансформаторів
Кількість кіл	Потужність компенсувальних пристроїв, їхній тип та номінальна напруга
	Схема присіднання до мережі

Конструктивне виконання ЕМ повинно забезпечувати:

- 1) надійність та безперебійність постачання електричної енергії споживачам;
- 2) відповідність нормам якості електричної енергії;
- 3) зручність і безпеку експлуатації обладнання електричних мереж;
- 4) максимально можливу екологічність системи у виробництві та передачі електричної енергії;
- 5) економічність у функціонуванні енергосистем;
- 6) можливість майбутнього розвитку без потреби суттєво змінювати структуру мережі [3].

На сьогодні при будівництві ліній і підстанцій важливо максимально зменшувати площу охоронної зони. Серед головних напрямків можна вказати на застосування двоколових і багатоколових ПЛ 110 кВ, застосування трас з амортизованими ПЛ для прокладання ліній вищих класів напруги, впровадження простих схем підстанцій тощо.

Зрештою, серед головних вимог до конфігурації та схеми електричної мережі є можливість її формування з економічно обґрунтованим мінімумом уніфікованих елементів, що дає змогу значно зменшити витрати праці на будівництво спроектованої схеми.

1.2 Аналіз вимог до проектування електричних мереж

Процес вибору схеми електричної мережі проходить водночас із вибором її напруги та передбачає знаходження місць встановлення підстанцій, визначення зв'язків між ними (граф мережі), визначення пропускної здатності та перерізів проводів цих зв'язків. Також важливими етапами є розробка принципів схем приєднання підстанцій до мережі, вибір способів регулювання напруги та оптимальний розподіл потужностей.

Вирішення даного завдання поділяється на дві частини:

- 1) розробка варіантів розвитку мережі та вибір найбільш конкурентоспроможних за результатами експертної оцінки;
- 2) порівняння техніко-економічних показників обраних варіантів і ухвалення фінального рішення [1].

Перша частина є найбільш складною і відповідальною, адже саме від вибору конкурентних варіантів залежить оптимальність кінцевого рішення. Водночас, різноманітність вхідних умов дозволяє створювати велику кількість варіантів, кожен з яких має свої властивості та показники.

Обрання остаточного варіанта проекту є пасивною задачею, яку можна формалізувати через критерій мінімізації розрахункових витрат, враховуючи обмеження, встановлені чинними технічними нормативами. Для її вирішення зазвичай застосовують економічні критерії та оцінювальні моделі [1].

Схема електричної мережі повинна забезпечувати необхідний рівень надійності, що визначається здатністю виконувати встановлені функції та підтримувати експлуатаційні показники у межах, встановлених нормативними документами. Згідно з ПУЕ [5], усі електроприймачі розділяються на три категорії відповідно до ступеня надійності електропостачання, враховуючи характер та серйозність наслідків від перерви в електропостачанні. Вимоги до схеми електропостачання залежать від категорії, до якої належить приймач.

Електропостачання електроприймачів першої категорії має виконуватися від двох незалежних джерел живлення. Цими джерелами можуть бути дві системи шин чи дві секції шин однієї підстанції, що живляться від різних джерел, з забезпеченням автоматичного ввімкнення резервного живлення у разі пошкодження одного з джерел. У складі електроприймачів першої категорії виділяється особлива група, чия безперервна робота є критично важливою для безаварійної зупинки виробництва (з метою запобігання вибухам, пожежам тощо). Для цієї групи має бути передбачене живлення від третього незалежного джерела, яке може бути навіть автономним.

Електроприймачам другої категорії також має забезпечуватись електропостачання від двох незалежних джерел. Проте у цьому випадку допустима перерва в електропостачанні на час, потрібний для увімкнення резервного живлення за участю експлуатаційного персоналу. Електропостачання таких електроприймачів може здійснюватися через одну лінію та від одного трансформатора, за умови, що їх ремонт або заміну можна провести протягом доби.

Для електроприймачів третьої категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела, при умові, що ремонт чи заміна пошкодженого елемента схеми буде виконана в проміжку однієї доби [1, 5].

У рамках такого нормування надійності наслідки припинення електропостачання оцінюються як результат одної перерви, а не як загальний ефект протягом певного проміжку часу. Крім цього, варто зазначити, що між вимогами до електропостачання електроприймачів другої та третьої категорій чітка різниця відсутня.

Слід зазначити, що усі нормативні документи з надійності містять у собі суперечності щодо вимог споживачів і можливостей енергосистеми щодо резервування електропостачання. Розширення електричної мережі, що супроводжується збільшенням навантажень, веде до підвищення надійності

електропостачання та покращення застосування усіх елементів ЕМ у нормальних режимах.

Проектована мережа повинна забезпечувати якість електроенергії в споживачів, оптимальний рівень струмів короткого замикання, що не повинен перевищувати допустимих значень (31,5 кА для мережі 110 кВ). Для запобігання струмам короткого замикання під час будівництва мережі необхідно впровадити такі заходи: підключення генераторів до мережі з вищою напругою, обмеження коротких з'єднань між найбільш потужними вузлами, а також секціонування мережі [1].

Необхідно, щоб схема мережі забезпечувала можливість виконання релейного захисту, протиаварійної і режимної автоматики, що вимагає правильного розташування автоматичних апаратів, необхідних для комутації елементів мережі у різних режимах [6-7].

При побудові схеми слід прагнути до максимального охоплення території, щоб забезпечити комплексне електропостачання всіх споживачів, які на ній розташовані.

Конфігурація мережі повинна бути виконана з урахуванням можливості приєднання до неї нових розподільних підстанцій а також зведення на ній нових центрів живлення без значних змін топології мережі.

Термін служби електричних мереж залежить від темпів фізичного та морального зносу. У зв'язку з високими темпами технічного прогресу встановлено підвищені норми амортизаційних відрахувань від вартості основних фондів.

Величина відрахувань на реновацію, тобто на повну заміну основних фондів після їхнього зносу, встановлює економічно доцільний період експлуатації. Для повітряних ліній на залізобетонних та сталевих опорах цей період складає 50 років, для дерев'яних – 30 років, а для електрообладнання підстанцій – 28–29 років. Варто зазначити, що негативний вплив морального зносу значно зменшується завдяки модернізації та реконструкції [1]. Це особливо помітно для підстанцій, де в умовах зростання електричних

навантажень відбувається заміна трансформаторів, а в разі зростання струмів короткого замикання – модернізація чи повна заміна комутаційних апаратів.

Разом з цим нове обладнання, як правило, має кращі технічні й економічні характеристики. Оскільки більшість підстанцій підлягає реконструкції під час експлуатації, термін їхньої служби стає тривалішим. Отже, немає причин вважати, що в найближчому майбутньому виникне потреба в масовій заміні підстанцій, побудованих більше 30 років тому.

Реконструкція повітряних ліній електропередач зазвичай має обмежений характер і включає переведення окремих ліній на вищу напругу або заміну певних ділянок через зміну конфігурації мережі. Оскільки заміна проводів на діючих лініях з на проводи більшим перерізом здійснюється вкрай рідко, термін служби таких ліній здебільшого визначається фізичним зносом опор та проводів.

Висновки до розділу 1

Розподільні електричні мережі є важливою складовою енергосистеми, виконуючи функцію розподілу електроенергії. Сучасний розвиток розподільних мереж України орієнтований на заміну застарілих ділянок, підвищення надійності, забезпечення високої якості енергії, безпеки експлуатації, економічності та екологічності.

Процес вибору схеми електричної мережі є важливим етапом проектування, що включає визначення розташування підстанцій, зв'язків між ними, а також оптимальних технічних параметрів мережі. Схема мережі повинна забезпечувати високу надійність електропостачання та відповідати нормативним вимогам, зокрема щодо категорій електроприймачів і наявності резервних джерел живлення. Зрештою, важливим аспектом є врахування зносу елементів мережі, що потребує своєчасної реконструкції для підтримки її ефективного функціонування.

2 ОПТИМІЗАЦІЯ СХЕМИ ТА КОНСТРУКТИВНИХ ПАРАМЕТРІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Прогнозування електричних навантажень

З використанням методу найменших квадратів можна знайти аналітичний вираз, що відображає залежність максимальної потужності від часу з мінімальною похибкою. З цим методом можна замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

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

Знаходження відповідних числових коефіцієнтів a' та b' можливе за рахунок мінімізації виразу, який записується у відповідності з методом найменших квадратів:

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

По завершенню диференціювання вхідної функції остаточний варіант системи лінійних рівнянь для знаходження коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' набуде вигляду:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20175 \cdot b' = 878, \\ 20175 \cdot a' + 40703145 \cdot b' = 1771606. \end{cases}$$

де $a' = -5805,7$, $b' = 2,9212$, отже регресійна функція набуде вигляду:

$$P'_{\max} = 2,9212T - 5805,7.$$

Із використанням табличного редактору Excel отримано апроксимаційну характеристику і її коефіцієнти (рисунок 2.1).

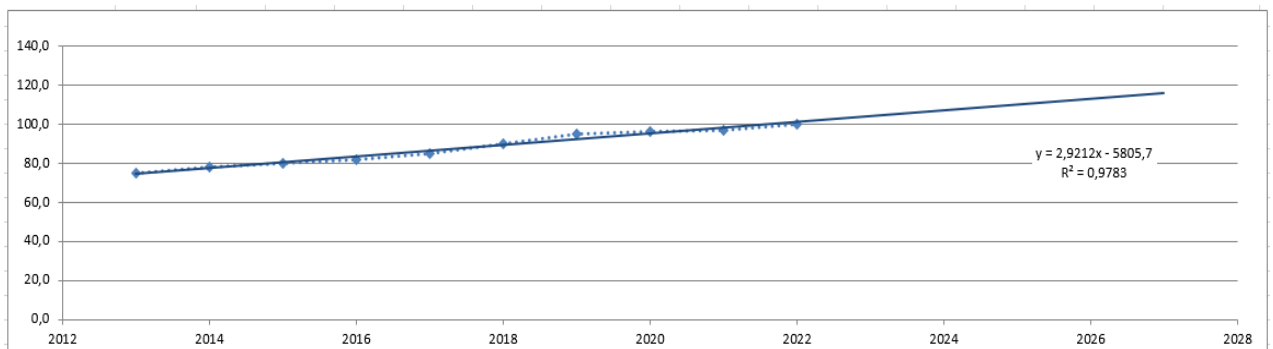


Рисунок 2.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Проаналізувавши отриманий графік, можна прийти до висновку, що сумарне навантаження із врахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 115,6 %, що на 15,6 % перевищує проектну потужність електромереж. Задля забезпечення надійності та якості електропостачання слід вжити відповідних заходів, зокрема, перевірити, чи відповідають прогнозовані режими експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Розрахунок режиму максимальних навантажень існуючої мережі наведено в Додатку В. З врахуванням прогнозу напруги в усіх вузлах відповідають обмеженням чи можуть бути зведені до них з використанням наявних регулювальних пристроїв.

Перевірка відповідностей струмових навантажень ліній електропередач і трансформаторів свідчить про те, що головне обладнання експлуатується в економічних режимах чи близьких до них.

Втрати електричної енергії у мережі відносно не великі, а саме:

- в лініях електропередач – 0,84 МВт;
- в трансформаторах – 0,82 МВт, серед яких втрати холостого ходу – 0,5 МВт та навантажувальні – 0,32 МВт.

Результати перевірки наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Порівняння розрахункових та допустимих струмів проводів

Вітки	300-203	203-7	7-204	204-8	205-10
Марка, переріз проводу	АС-185	АС-120	АС-120	АС-185	АС-120
Допустими струм, А	200	125	125	200	125
Розрахунковий струм, А	84	85	51	52	20

В районі, де заплановано розвиток електричних мереж, пропускна здатність для транспортування електроенергії до нових споживачів, має достатній запас та відповідає необхідним рівням напруги у вузлах (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	203	204	8	9	10
Напруга вузла, кВ	114,22	113,95	113,49	113,09	113,12

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень показують, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ є невеликим у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це створює можливість транспортування додаткової

електроенергії новим споживачам без необхідності вносити конструктивні зміни у існуючі мережі.

Аналізуючи розрахункові рівні напруги на шинах підстанції, розташованих у зоні нового будівництва (таблиця 2.2), можна стверджувати, що усі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження з боку ВН. Таким чином, знаходження потенційних вузлів приєднання нових ліній електропередач можна виконувати з економічних міркувань, зокрема з використанням симплекс-методу.

2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг у потенційних вузлах приєднання знаходяться в допустимих межах.

У районі, в якому заплановане розширення електричних мереж ЛЕП існуючої мережі мають достатній запас за пропускну здатністю для транспортування електричної енергії до нових споживачів.

Отже, на основі розрахункових даних попередньо обираємо потенційні вузли для можливого приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями будуть: вузол № 203 – 114,22 кВ; вузол № 204 – 113,95 кВ; вузол № 8 – 113,49 кВ; вузол № 9 – 113,09 кВ та вузол № 10 – Плисків – 113,12 кВ.

Аналізуючи місце розташування нових підстанцій та їхню відстань до існуючої мережі було створено максимальний граф, зображений на рисунку 2.2, на якому представлені усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

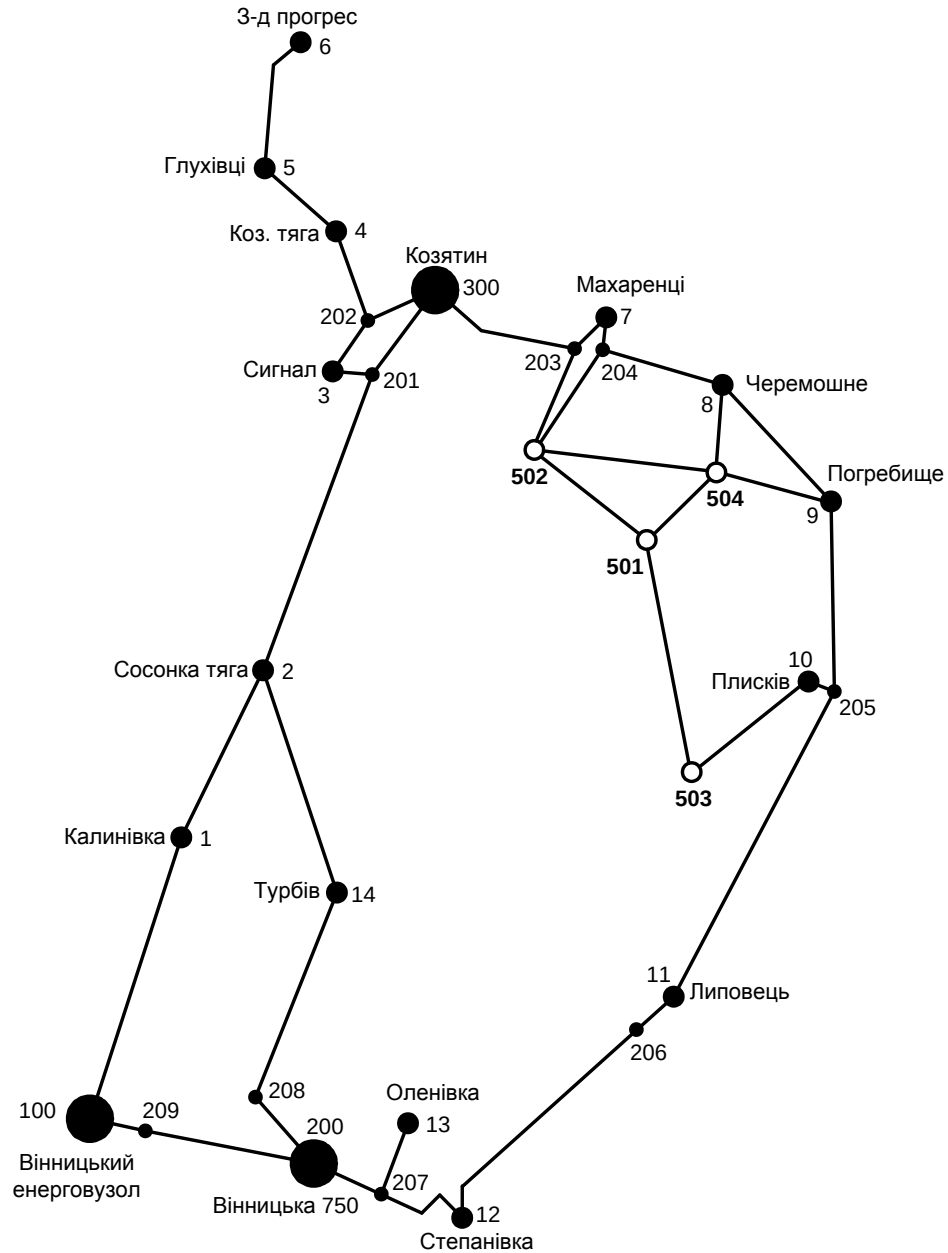


Рисунок 2.2 – Максимальний граф схеми

2.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

Для розвитку електричних мереж необхідно знайти оптимальний варіант проекту з огляду на капіталовкладення та експлуатаційні витрати. При цьому слід враховувати різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту включає не лише вибір конфігурації та рівня напруги мереж, але й параметрів

усіх їхніх елементів, щоб забезпечити потрібну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесів керування.

Одночасне розв'язання цих завдань в рамках однієї математичної моделі є неможливим. Тому процес проектування розподіляється на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі приймаються за допомогою комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем за економічними показниками ефективно використовуються методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Проте його застосування накладає певні обмеження на формулювання задачі, у тому числі на форму представлення цільової функції та обмежень.

2.2.1 Лінеаризація цільової функції

При побудові математичної моделі потрібно обрати критерій оптимальності. За даних умов у якості критерія найкраще обрати дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а за оптимізовані змінні взяти потужності P_i , що протікають лініями.

Загалом, залежності $B_i = f(P_i)$ є нелінійними. Тому функцію мети, яка описує процес розвитку розподільної мережі, можна представити у вигляді нелінійної функції з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для використання симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно обраних змінних.

В загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати B_i можуть бути записані:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення при спорудженні 1 км лінії, при попередньо заданому перерізі проводу на i -тій ЛЕП; E – коефіцієнт

дисконту ($E=0,12$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, що враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина і-ї ЛЕП в км; P_i - потужність і-ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат матиме вигляд:

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

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

Для лінеаризації функції використано метод найменших квадратів. Для застосування методу найменших квадратів потрібно одержати n значень вихідної функції для різної потужності P_i , за якими сформується система рівнянь, аналогічна до (2.3). Її розв'язання дасть змогу знайти коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Відповідно до ПУЕ [5] на ділянках ЛЕП було прийнято марку проводу АС-240. Відповідно до нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i обчислюється за формулою:

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

де U_H – номінальна напруга 110 кВ; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймається 0,9); τ – час максимальних втрат (4849 год/рік для $T_{нб} = 6200$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії приймається 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів зведено до таблиці 2.3.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	U _{ном} , кВ	Питомі капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
203	502	1,43	10,01	110	1573,680	0,131	5040,8	2,387	5279,6
204	502	1,59	11,13	110	1573,680	0,131	5604,8	2,655	5870,3
8	504	1,15	8,05	110	1573,680	0,131	4053,8	1,920	4245,8
9	504	1,57	10,99	110	1573,680	0,131	5534,3	2,621	5796,4
10	503	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	3,339	7384,0
502	501	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	3,172	7014,8
502	504	2,42	16,94	110	1573,680	0,131	8530,6	4,040	8934,6
504	501	1,29	9,03	110	1573,680	0,131	4547,3	2,154	4762,7
501	503	3,15	22,05	110	1573,680	0,131	11103,9	5,259	11629,8

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i залишилися незмінними, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i' збільшились (таблиця 2.4).

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна потужність P, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність $0.8P$), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність $1.2P$), тис. грн	Коеф. a_1 , тис. грн	Коеф. b_1' , тис. грн/МВт
203-502	10,01	21,0	6093,7	5714,6	6556,9	5040,8	50,136
204-502	11,13	21,0	6775,5	6354,0	7290,6	5604,8	55,746
8-504	8,05	21,0	4900,5	4595,7	5273,1	4053,8	40,319
9-504	10,99	21,0	6690,3	6274,1	7198,9	5534,3	55,045
10-503	14	21,0	8522,6	7992,5	9170,5	7050,1	70,121
502-501	13,3	21,0	8096,5	7592,9	8712,0	6697,6	66,615
502-504	16,94	21,0	10312,4	9670,9	11096,3	8530,6	84,846
504-501	9,03	21,0	5497,1	5155,2	5915,0	4547,3	45,228
501-503	22,05	21,0	13423,1	12588,2	14443,6	11103,9	110,440

Для здійснення перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною і лінеаризованою функціями. Результати підтвердили високу адекватність перетворення.

Для можливості урахування питомих капіталовкладень на будівництво ЛЕП при розв'язанні задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було представлено у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
2-504	2,1	12,0	7582,9	7548,6	7620,7	631,9	7582,9	6824,6	8341,2
8-501	1,4	12,0	5055,3	5032,4	5080,5	421,3	5055,3	4549,7	5560,8
9-501	2,9	12,0	10471,6	10424,3	10523,9	872,6	10471,6	9424,4	11518,8
14-504	4,5	12,0	16249,0	16175,6	16330,2	1354,1	16249,0	14624,1	17873,9
501-502	1,2	12,0	4333,1	4313,5	4354,7	361,1	4333,1	3899,8	4766,4
502-503	1,5	12,0	5416,3	5391,9	5443,4	451,4	5416,3	4874,7	5958,0
503-504	1,3	12,0	4694,2	4673,0	4717,6	391,2	4694,2	4224,7	5163,6
502-504	2,6	12,0	9388,3	9345,9	9435,2	782,4	9388,3	8449,5	10327,2
501-503	2,6	12,0	9388,3	9345,9	9435,2	782,4	9388,3	8449,5	10327,2

2.2.2 Використання симплекс-методу для оптимізації схеми електричної мережі

Симплекс-метод – це метод вирішення задачі лінійного програмування, який полягає у поетапному русі через опорні плани з метою отримання оптимального розв'язку [8]. Цей метод також називають методом поступового покращення плану.

4. Коефіцієнтами c_i функції (2.7) для задачі оптимізації схеми ЕМ вважаються питомі витрати на транспортування потужності лініями (таблиця 2.5);

5. Оскільки відтворення моделі враховувало задані напрямки потужності в схемі максимального графа, частина змінних може в кінцевому підсумку набувати від'ємних значень. Це протиріччя усувається шляхом введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у заданій постановці має вигляд, показаний на рисунку 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	203-502	204-502	8-504	9-504	10-503	503-10	502-501	501-502	502-504	504-502	504-501	501-504	501-503	503-501		
501	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	15,00	15,000
502	1	1	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,00	9,000
503	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-5,00	-5,000
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	18,00	18,000
Коефіцієнти цільової функції	336,505	1780,655	2204,620	2543,793	1017,517	1017,517	1611,069	1611,069	652,223	1356,689	1950,241	1950,241	2119,827	1201,945		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

Рисунок 2.3 – Вихідні дані для вирішення задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Використовуючи у МО Excel надбудову «Пошук рішень» отримуємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рисунку 2.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	203-502	204-502	8-504	9-504	10-503	503-10	502-501	501-502	502-504	504-502	504-501	501-504	501-503	503-501		
501	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	15,00	0,000
502	1	1	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,00	0,000
503	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-5,00	0,000
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	18,00	0,000
Коефіцієнти цільової функції	336,505	1780,655	2204,620	2543,793	1017,517	1017,517	1611,069	1611,069	652,223	1356,689	1950,241	1950,241	2119,827	1201,945		46311,090
Потужності ЛЕП	37,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,000	0,000	18,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,000		
Постійні складові витрат	5040,812	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6697,583	0,000	8530,605	0,000	0,000	0,000	0,000	11103,887		31372,887
Змінні складові витрат	3268,408	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	317,213	0,000	1309,053	0,000	0,000	0,000	0,000	131,476		5026,149
Дисконтовані витрати, тис. грн																36399,036

Рисунок 2.4 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

З використанням симплекс-методу коефіцієнти цільової функції уточнюються через зміну перетоків то лініям, тому необхідно скоригувати вартісні коефіцієнти та виконати повторний розрахунок (рисунок 2.5).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	203-502	204-502	8-504	9-504	10-503	503-10	502-501	501-502	502-504	504-502	504-501	501-504	501-503	503-501		
501	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	15,00	0,000
502	1	1	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,00	0,000
503	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-5,00	0,000
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	18,00	0,000
Коефіцієнти цільової функції	224,574	630,481	456,008	622,551	793,058	793,058	701,480	753,405	546,648	959,600	511,522	511,522	1249,066	2247,073		28085,398
Потужності ЛЕП	24,000	0,000	18,000	0,000	0,000	5,000	15,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	5040,812	0,000	4053,800	0,000	0,000	7050,087	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		22842,282
Змінні складові витрат	1375,166	0,000	622,070	0,000	0,000	83,477	713,728	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		2794,442
Дисконтровані витрати, тис. грн																25636,724

Рисунок 2.5 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Результат після третьої ітерації показано на рисунку 2.6:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	203-502	204-502	8-504	9-504	10-503	503-10	502-501	501-502	502-504	504-502	504-501	501-504	501-503	503-501		
501	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	15,00	0,000
502	1	1	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,00	0,000
503	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-5,00	0,000
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	18,00	0,000
Коефіцієнти цільової функції	267,332	630,481	259,771	622,551	793,058	1426,713	494,087	753,405	959,600	959,600	511,522	511,522	1249,066	1249,066		20941,393
Потужності ЛЕП	19,000	0,000	18,000	0,000	0,000	0,000	10,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,000		
Постійні складові витрат	5040,812	0,000	4053,800	0,000	0,000	0,000	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11103,887		26896,082
Змінні складові витрат	861,866	0,000	622,070	0,000	0,000	0,000	317,213	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	131,476		1932,626
Дисконтровані витрати, тис. грн																28828,708

Рисунок 2.6 – Результат після третьої ітерації

Після остаточного уточнення отримаємо результат, показаний на рисунку 2.7:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	203-502	204-502	8-504	9-504	10-503	503-10	502-501	501-502	502-504	504-502	504-501	501-504	501-503	503-501		
501	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	-1	1	15,00	0,000
502	1	1	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,00	0,000
503	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	1	-1	-5,00	0,000
504	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	18,00	0,000
Коефіцієнти цільової функції	310,667	630,481	259,771	622,551	793,058	793,058	701,480	753,405	959,600	959,600	511,522	511,522	1249,066	2247,073		23006,562
Потужності ЛЕП	9,000	0,000	33,000	0,000	0,000	5,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	5040,812	0,000	4053,800	0,000	0,000	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	4547,306	0,000	0,000	0,000		20692,005
Змінні складові витрат	193,383	0,000	2090,848	0,000	0,000	83,477	0,000	0,000	0,000	0,000	484,584	0,000	0,000	0,000		2852,292
Дисконтровані витрати, тис. грн																23544,297

Рисунок 2.7 – Остаточний результат оптимізації схеми ЕМ за симплекс-методом (четверта ітерація)

В таблиці на рисунку 2.7 представлено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне зображення наведено на рисунку 2.8.

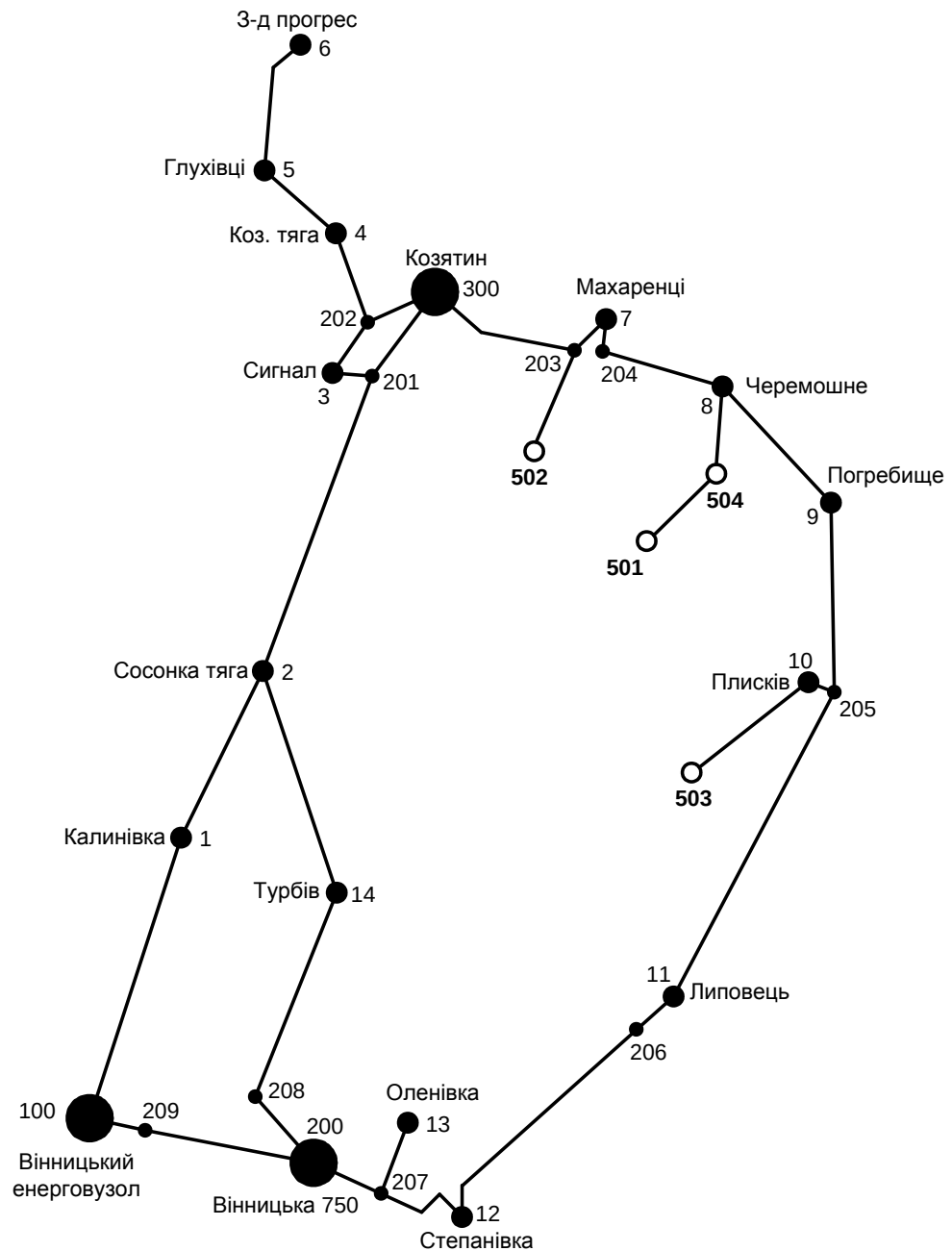


Рисунок 2.8 – Граф оптимальної схеми ЕМ, одержаної після розрахунку за симплекс-методом

Проте ця схема не забезпечує новим споживачам необхідну категорію надійності, тому потрібно додатково встановити двоколові лінії електропередач або збудувати нові лінії для створення замкнутих контурів.

Для забезпечення двох джерел живлення прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП 501-503. Для зменшення витрат вирішено не будувати лінію 501-504, натомість зробити ЛЕП 8-504 двоколовою (рисунок 2.9).

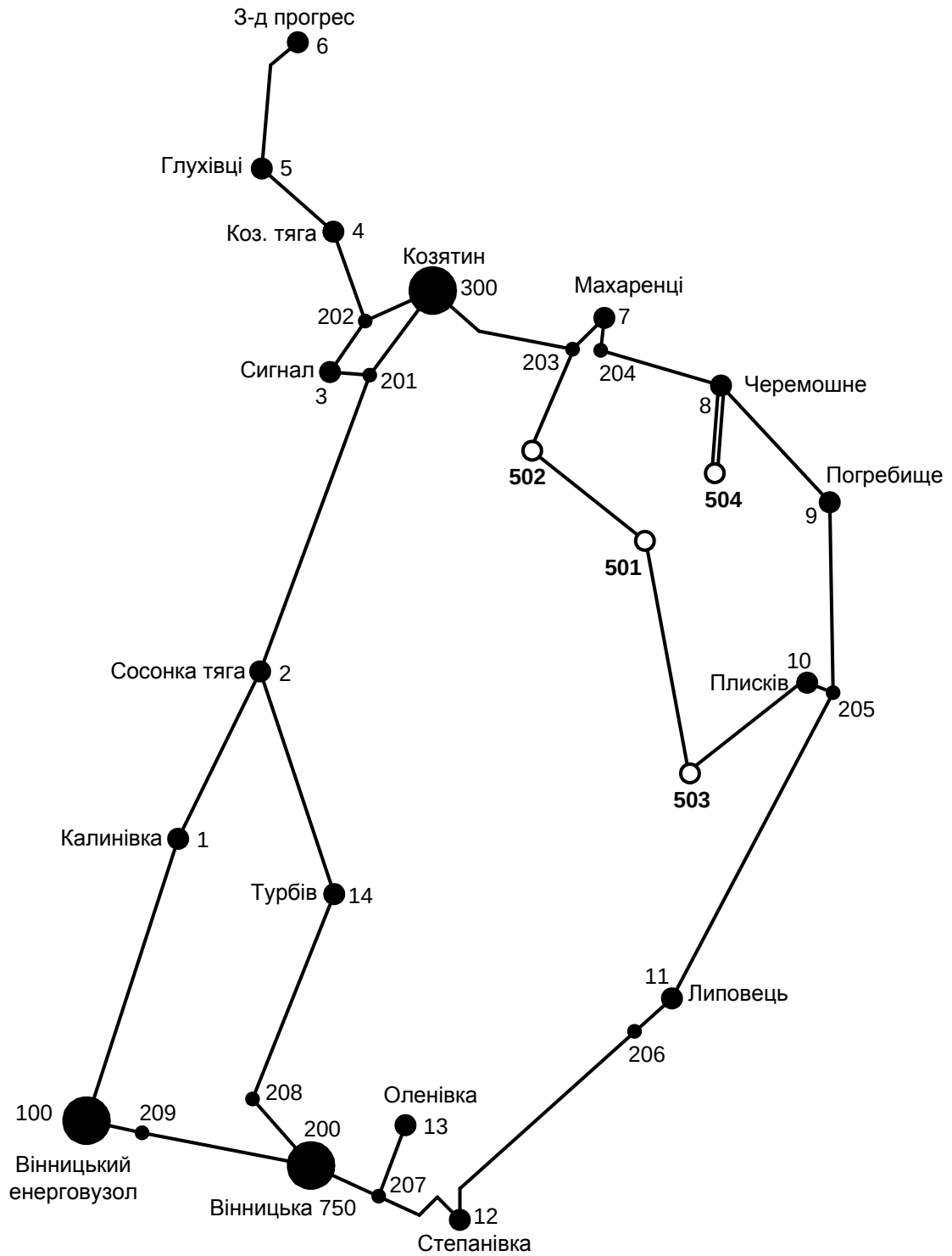


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема мережі із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Одержана конфігурація мережі забезпечить енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії.

2.3 Використання методу динамічного програмування для вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі

Для розв'язання задач оптимізації в енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку мережі, що потребують урахування фактору часу, разом з методами лінійної та нелінійної оптимізації застосовується метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування відноситься до методів нелінійного програмування. Даний метод дає змогу оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. Використовуючи динамічне програмування, операція розбивається на серію послідовних кроків, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

2.3.1 Знаходження оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми ЕМ потрібно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, які будуть вводиться протягом чотирьох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для заданого варіанту приймаємо опорні пункти живлення, відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Цільова функція матиме наступний вигляд:

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

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

Значення B_t для кожного року знаходяться за формулою:

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

Для розв'язання потрібних задач (2.9) можна користуватися методами нелінійного програмування, зокрема – методом динамічного програмування.

Метод динамічного програмування містить у собі два етапи: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього знаходять умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок обирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальними:

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

Тобто витрати в перший рік знаходяться виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Одержаний таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, оскільки на попередніх роках не відомо, які будуть варіанти наступного року, то одержаний розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

Під час другого етапу йде рух від останнього року до першого, уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.11).

У постановці задачі динамічного програмування, застосовується цільова функція (2.9), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так й нелінійною.

При цьому обмеження:

$$1) \text{ Баланс потужностей: } \sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj};$$

$$2) \text{ По ресурсах: } l_{\Sigma t} = l_{\max};$$

3) Обмеження на параметри: $P_{ли} \leq P_{max}$;

Отже, для оптимізації електричної мережі відповідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{max} \leq 25$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший рік. За чотири роки необхідно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, вочевидь, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час наступних років – продовжувати будівництво.

Варіант №1

Перший рік – спорудження одноколової лінії до пунктів 203-502 та двоколової лінії 8-504. Відповідно сумарне збільшення довжини ліній ЕМ складе:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{203-502} + \Delta L_{8-504} = 10,01 + 8,05 = 18,06 \text{ (км)},$$

що задовільняє вимоги обмежень по введенню ліній. Двоколові ЛЕП застосовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів.

За формулою (2.12) обраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми мережі на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків зведено до таблиці 2.6.

Другий рік. Під час другого року варіанти електропостачання формуються з урахуванням розвитку на першому кроці й аналогічно для кожного варіанту другого року враховуються обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту №1 на другому році розвитку відбудеться спорудження одноколової лінії 502-501. Результати розрахунків подано в таблиці 2.7.

Третій рік. На третьому році варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. Аналогічно для кожного варіанту третього року враховуються обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту №1 на третьому році розвитку споруджується одноколова лінія 10-503. Результати розрахунків подано в таблиці 2.8.

Четвертий рік. На четвертому році варіанти електропостачання формуються з урахуванням розвитку на першому, другому та третьому кроці. Для варіанту №1 на четвертому році розвитку відбудеться будівництво одноколової лінії 501-503. Результати розрахунків подано в таблиці 2.9.

Таблиця 2.6 – Можливі варіанти розвитку схеми на першому році

Перший рік будівництва									
t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	203-502	10,01	9,02	18,06	5235,682	9914,408	8262,006	8262,006
		8-504	8,05	18,02		4678,726			
	2	203-502	10,01	9,02	24,01	5235,682	12369,4	10307,83	10307,83
		10-503	14	4,99		7133,716			
	3	8-504	8,05	18,02	22,05	4678,726	11812,44	9843,701	9843,701
		10-503	14	4,99		7133,716			
	4	203-502	10,01	24,23	23,31	6445,591	13866,33	11555,27	11555,27
		502-501	13,3	15,08		7420,737			
	5	203-502	10,01	9,02	10,01	5235,682	5235,682	4363,068	4363,068
	6	8-504	8,05	18,02	8,05	4678,726	4678,726	3898,938	3898,938
	7	10-503	14	4,99	14	7133,716	7133,716	5944,763	5944,763

Таблиця 2.7 – Можливі варіанти розвитку мережі на другому році

Другий рік будівництва									
t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
2	11	502-501	13,3	15,08	13,3	7420,737	7420,737	5153,289	13415,3
	12	10-503	14	4,99	14	7133,716	7133,716	4953,969	13215,98
	21	502-501	13,3	15,08	21,35	7420,737	12099,46	8402,405	18710,24
		8-504	8,05	18,02		4678,726			
	22	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	8550,247	18858,08
	31	203-502	10,01	24,23	23,31	6445,591	13866,33	9629,394	19473,1
		502-501	13,3	15,08		7420,737			
	32	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	8550,247	18393,95
	41	8-504	8,05	18,02	22,05	4678,726	11812,44	8203,084	19758,36
		10-503	14	4,99		7133,716			
	42	501-503	22,05	4,98	22,05	11235,08	11235,08	7802,137	19357,41
	51	502-501	13,3	15,08	21,35	7420,737	12099,46	8402,405	12765,47
		8-504	8,05	18,02		4678,726			
	52	8-504	8,05	18,02	22,05	4678,726	11812,44	8203,084	12566,15
		10-503	14	4,99		7133,716			
	61	203-502	10,01	24,23	23,31	6445,591	13866,33	9629,394	13528,33
		502-501	13,3	15,08		7420,737			
	62	203-502	10,01	9,02	24,01	5235,682	12369,4	8589,859	12488,8
		10-503	14	4,99		7133,716			
	71	203-502	10,01	24,23	23,31	6445,591	13866,33	9629,394	15574,16
		502-501	13,3	15,08		7420,737			
	72	203-502	10,01	9,02	18,06	5235,682	9914,408	6885,005	12829,77
		8-504	8,05	18,02		4678,726			
	73	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	8550,247	14495,01

Таблиця 2.8 – Можливі варіанти розвитку на третьому році

Третій рік будівництва									
t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Bi	Bi,сум	Bt	Вартість
3	111	10-503	14	4,99	14	7133,716	7133,716	4128,308	17543,6
	112	501-503	22,05	4,98	22,05	11235,08	11235,08	6501,781	19917,08
	121	502-501	13,3	15,08	13,3	7420,737	7420,737	4294,408	17510,38
	122	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	7125,206	20341,18
	211	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	6482,536	25192,77
	221	502-501	13,3	10,7	21,35	7061,809	11740,54	6794,291	25652,37
		8-504	8,05	18,02		4678,726			
	311	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	6482,536	25955,63
	321	203-502	10,01	19,74	23,31	5973,273	13035,08	7543,45	25937,4
		502-501	13,3	10,7		7061,809			
	411	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	6482,536	26240,89

Продовження таблиці 2.8 – Можливі варіанти розвитку мережі на третьому році

Третій рік будівництва									
t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
	421	8-504	8,05	18,02	22,05	4678,726	11730,77	6788,637	26146,05
		10-503	14	0,7		7052,04			
	511	10-503	14	4,99	14	7133,716	7133,716	4128,308	16893,78
	512	501-503	22,05	4,98	22,05	11235,08	11235,08	6501,781	19267,25
	521	502-501	13,3	15,08	13,3	7420,737	7420,737	4294,408	16860,56
	522	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	7125,206	19691,36
	611	10-503	14	4,99	14	7133,716	7133,716	4128,308	17656,64
	612	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	7125,206	20653,54
	621	502-501	13,3	15,08	13,3	7420,737	7420,737	4294,408	16783,21
	622	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	7125,206	19614
	711	8-504	8,05	18,02	8,05	4678,726	4678,726	2707,596	18281,75
	712	501-503	22,05	6,05	22,05	11297,27	11297,27	6537,774	22111,93
	721	502-501	13,3	15,08	13,3	7420,737	7420,737	4294,408	17124,18
	722	501-503	22,05	15,14	22,05	12312,36	12312,36	7125,206	19954,97
	731	203-502	10,01	18,53	23,31	5862,489	12847,25	7434,749	21929,76
		502-501	13,3	9,5		6984,758			
	732	203-502	10,01	9,02	18,06	5235,682	9914,408	5737,504	20232,51
		8-504	8,05	18,02		4678,726			

Таблиця 2.9 – Можливі варіанти розвитку на четвертому році

Четвертий рік будівництва									
t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
4	1111	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	5402,113	22945,72
	1121	10-503	14	0,7	14	7052,04	7052,04	3400,868	23317,94
	1211	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	5402,113	22912,5
	1221	502-501	13,3	10,7	13,3	7061,809	7061,809	3405,579	23746,76
	5111	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	5402,113	22295,89
	5121	10-503	14	0,7	14	7052,04	7052,04	3400,868	22668,12
	5211	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	5402,113	22262,67
	5221	502-501	13,3	10,7	13,3	7061,809	7061,809	3405,579	23096,94
	6111	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	5402,113	23058,75
	6121	10-503	14	5,07	14	7136,409	7136,409	3441,555	24095,09
	6211	501-503	22,05	4,39	22,05	11205,94	11205,94	5404,101	22187,31
	6221	502-501	13,3	10,7	13,3	7061,809	7061,809	3405,579	23019,58
	7111	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	5402,113	23683,87
	7121	8-504	8,05	18,02	8,05	4678,726	4678,726	2256,33	24368,26
	7211	501-503	22,05	4,3	22,05	11201,82	11201,82	5402,113	22526,29

Продовження таблиці 2.9 – Можливі варіанти розвитку на четвертому році

Четвертий рік будівництва									
t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві _{сум}	Вt	Вартість
4	7221	502-501	13,3	10,7	13,3	7061,809	7061,809	3405,579	23360,55
	7311	8-504	8,05	18,02	8,05	4678,726	4678,726	2256,33	24186,09
	7321	502-501	13,3	10,7	13,3	7061,809	7061,809	3405,579	23638,09

2.3.2 Вибір кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} за таблицею 2.9 обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено варіант з найменшими витратами – 6211.

Для виконання подальших розрахунків буде використовуватись схема розвитку, зображена на рисунку 2.10.

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

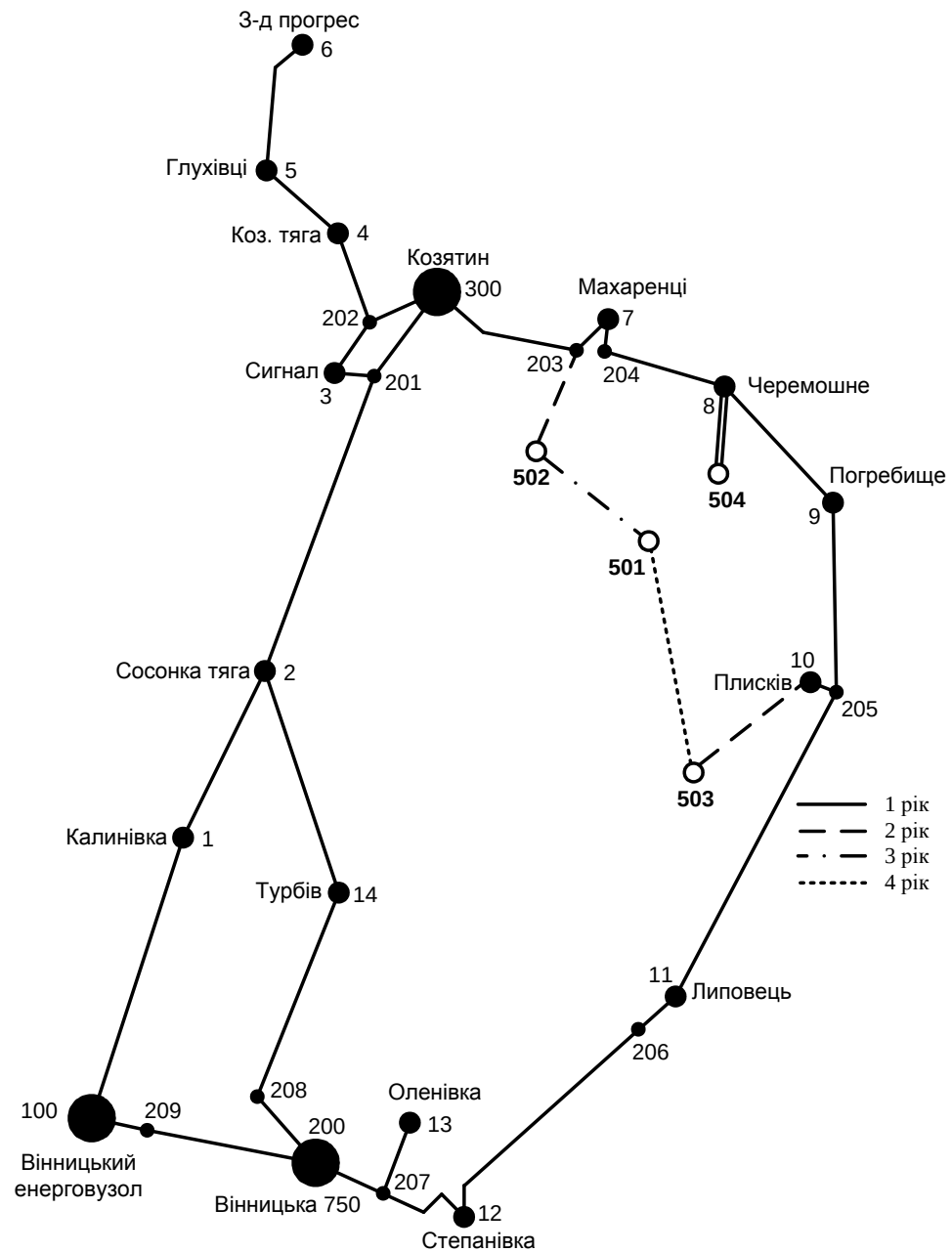


Рисунок 2.10 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3 Визначення конструктивних характеристик ЛЕП

Наступним кроком є визначення розрахункових струмів в усіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5):

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

Час найбільших навантажень $T_{\text{НБ}} = 6200$ (год). Отже $\alpha_T = 1,3$, оскільки $T_{\text{НБ}} > 6000$ годин, район ожеледі – III, $\alpha_I = 1,05$.

$$I_{\text{розр}8-504} = 1,05 \cdot 1,3 \cdot \frac{19,92}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 142,74 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}203-502} = 1,05 \cdot 1,3 \cdot \frac{22,5}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 161,2 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}10-503} = 1,05 \cdot 1,3 \cdot \frac{1,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 8,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-501} = 1,05 \cdot 1,3 \cdot \frac{12,43}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89,06 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1,3 \cdot \frac{4,68}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 33,5 \text{ (A)};$$

Згідно ПУЕ [1] мережу 110 кВ рекомендовано прокладати проводом АС 240/39, проте допускається АС-120/19.

Далі виконується перевірка проводів на післяаварійний режим, тобто 7 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1-й – розрив лінії 10-503;

2-й – розрив лінії 10-503 та відсутня генерація на СЕС;

3-й – розрив лінії 8-504;

4-й – розрив лінії 203-502;

5-й – розрив лінії 502-501;

6-й – розрив лінії 501-503.

Одержані результати зведено до таблиці 2.10

Таблиця 2.10 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	$I_{ПА1},$ А	$I_{ПА2},$ А	$I_{ПА3},$ А	$I_{ПА4},$ А	$I_{ПА5},$ А	$I_{ПА6},$ А	$I_{ПА},$ А max	$I_{ПА},$ А Доп.	$I_{розр.},$ А	Марка проводу
10-503	0	0	6	123	67	26	147	390	8,6	АС-120/19
8-504	103	104	104	104	104	103			142,7	АС-120/19
203-502	116	139	115	0	51	141			161,2	АС-120/19
502-501	65	88	64	55	0	89			89,06	АС-120/19
501-503	26	2	24	147	91	0			33,5	АС-120/19

Отримані результати показують, що струми у лініях відповідають за вимогами відповідній марці проводу, отже рішення прийнято правильно і мережа забезпечена потрібним рівнем надійності.

2.4 Визначення потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Потужність трансформаторного обладнання на понижувальних підстанціях може бути обрана з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійних режимах до 40% протягом максимуму загальної добової навантаження, не більше ніж на 6 годин і протягом не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів здійснюється на основі таких критеріїв:

1. Якщо у складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то кількість встановлюваних трансформаторів має бути не менше двох.

2. На підстанціях, що забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорії, дозволяється встановлення 1-го трансформатора, за умови наявності в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву та можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше однієї доби, що на сьогодні малоймовірно.

Вибір трансформаторів виконується за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.14)$$

де n_T - кількість однотипних трансформаторів, що встановлюються на підстанції;

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{17,24}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 12,31 \text{ МВА.}$$

У заданому діапазоні обираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 16,0 МВА.

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

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався так само, результати зведено до таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

Перевірка економічності експлуатації трансформатора в режимі максимальних навантажень виконується за формулою 2.15:

$$K_{з.мах} = \frac{S_{нав}}{n_m \cdot S_H} \leq 0,7 - 0,8 \quad (2.15)$$

Тоді для вузлів 501, 502, 503, 504 перевірка буде мати наступний вигляд:

$$K_{31.\max} = \frac{17,24}{2 \cdot 16} = 0,539 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{32.\max} = \frac{10,11}{2 \cdot 10} = 0,505 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{33.\max} = \frac{5}{2 \cdot 6,3} = 0,397 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{34.\max} = \frac{20}{2 \cdot 16} = 0,625 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка завантаженості обраного трансформатора в режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт завантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що відповідає умовам економічної експлуатації. Другий трансформатор вводиться в експлуатацію лише в періоди максимальних навантажень. Виконані розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не лише забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають майбутній розвиток споживання електроенергії.

2.5 Вибір схем розподільних пристроїв на підстанціях

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань з врахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній та трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електромережі електрична схема має:

- забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах згідно з категорією надійності електропостачання електроприймачів з врахуванням існування незалежних резервних джерел живлення;
- гарантувати надійний транзит електричної енергії через ПС в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах згідно з його значенням для конкретної ділянки мережі;
- враховувати поетапний розвиток ПС, зміну навантаження мережі та інші фактори. Плануючи поетапний розвиток ПС та її головної схеми, необхідно орієнтуватися на найпростіший та економічно доцільний підхід,

мінімізуючи витрати на реконструкцію існуючих об'єктів і забезпечуючи мінімальні обмеження в електропостачанні споживачів.;

- відповідати вимогам протиаварійної автоматики.

Для новозбудованих ПС напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати електричні схеми РУ, приведені у таблицях 4.2.10-4.2.13 [5].

2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Виходячи з того, що на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлюються по 2 трансформатори, а число ліній, що підходять до підстанції відповідає двом, для цих вузлів вибрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів» (рисунок 2.11).

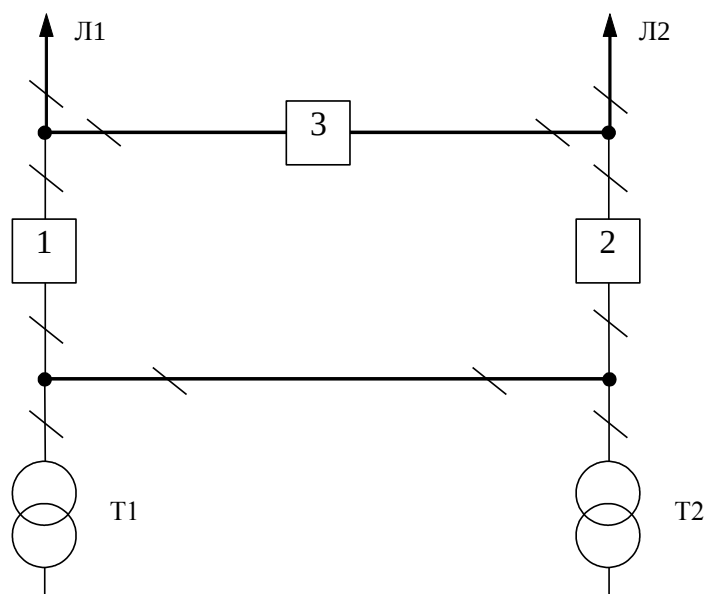


Рисунок 2.11 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

Дана схема забезпечуватиме надійність транзиту електроенергії в разі відмови чи виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги ПС.

Оскільки після розбудови вузлів 501, 502, 503, 504 підстанція Плисків (вузол 10) стане проміжною, для неї вибрано схему «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рисунок 2.12).

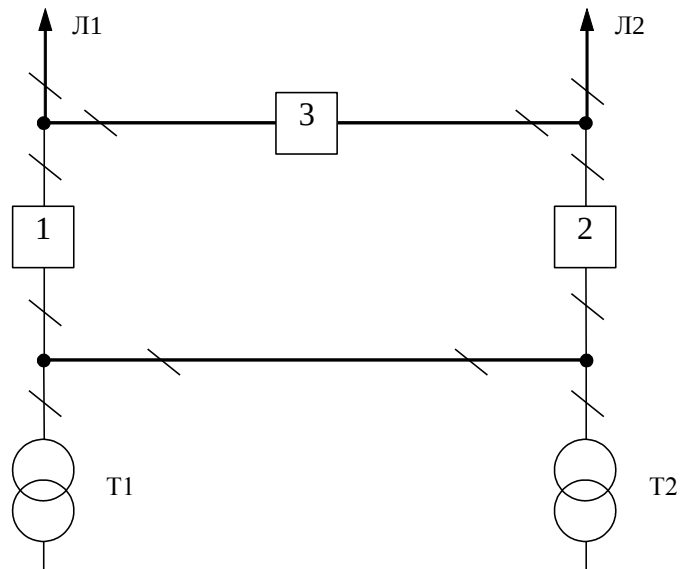


Рисунок 2.12 – Схема розподільного пристрою для вузла 10

2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Оскільки центром забезпечення є вузол 203, для нього виконано відгалуження з роз'єднувачем та ОПН.

Схема РП у вузлі 203 показана на рисунку 2.13.

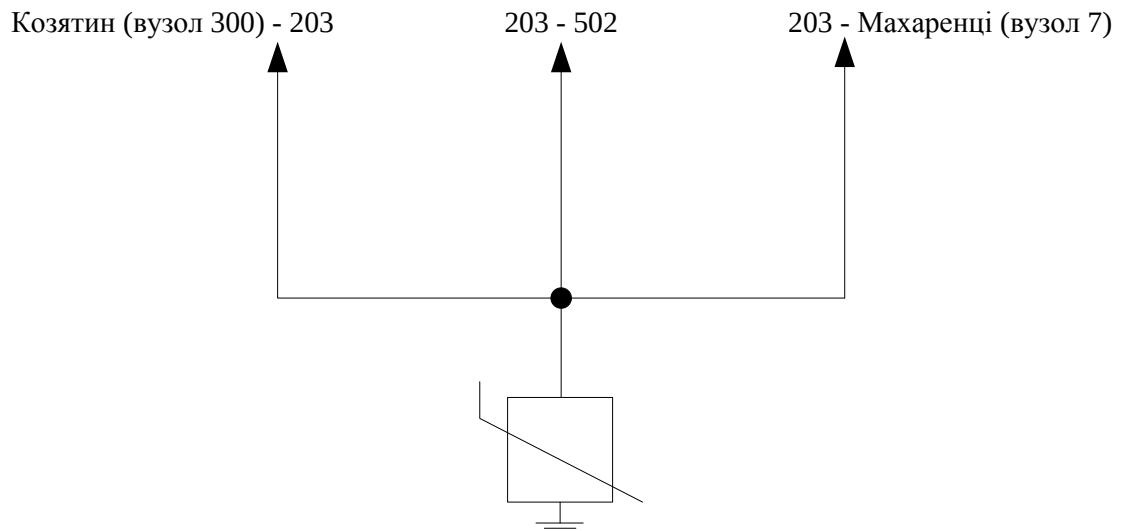


Рисунок 2.13 – Схема РП у вузлі 203

Для розподільчого пристрою 110 кВ ПС Черемошне (вузол 8) пропонується реконструювати наявну схему на «Одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секційним і обхідним вимикачами», адже число приєднань збільшиться до 4-х (рисунок 2.14).

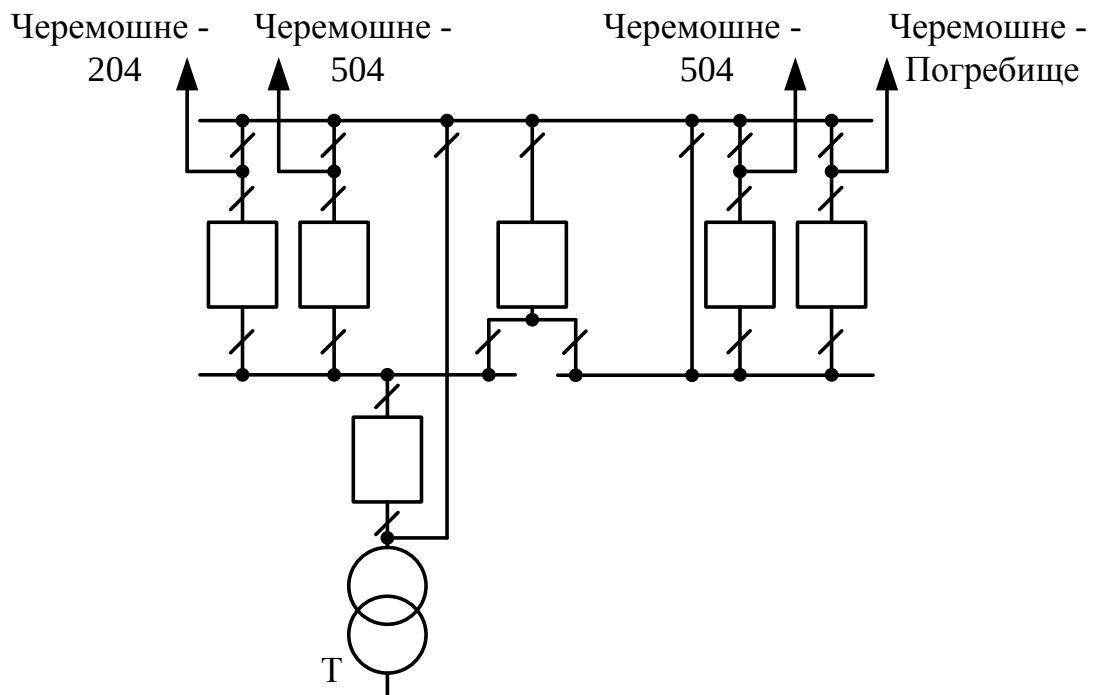


Рисунок 2.14 - Одна секціонована система шин з обхідною з суміщеними секційним і обхідним вимикачами

2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності обраних схем розподільчих пристроїв зводиться до визначення математичних очікувань кількості відключень елементів (лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП та розділення РП на електрично непов'язані частини. Також сюди відноситься розрахунок тривалості вимушеного простою елементів, які відключились або роботи з розділенням РП через відмови як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Виконано розрахунок схеми підстанції з генеруванням – ПС 503 – СЕС.

Показники надійності знаходяться формалізованим табличним методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для здійснення розрахунку слугують:

- параметри потоку раптових відмов вимикачів РП й елементів, які комутуються у РП, ω_i (1/рік);
- час поновлення вимикачів T_B (год.);
- періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.);
- час, потрібний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год);
- час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год) [9].

Розрахунок виконується за формою, наведеною в таблиці 2.12, де у лівому стовпці прописані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, які ремонтуються та відповідні до них коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

Для нормального режиму роботи РП присвоюється індекс 0; коефіцієнт нормального режиму відповідає формулі:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.16)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

Згідно з (2.16) для варіантів схеми вузлової підстанції отримано:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9996.$$

Для кожного сполучення елементів i, j оцінюється кожен з наслідків відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання даної відмови:

$$\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j.$$

Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,0332 \cdot 0,0001 = 4,3 \cdot 10^{-6} \text{ 1/рік.}$$

Час планового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що перебуває в плановому ремонті обчислюється за формулою:

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

де $T_{П1} = 45$ год;

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

Скориставшись ПК «Надійність», яка дозволяє визначати надійність схеми заданої конфігурації, отримано розрахункову таблицю наступного вигляду (таблиця 2.12).

Таблиця 2.12 – Наслідки відмов і ремонтів елементів схеми РП (вузол 503)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті			
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикамчі			
		$K_p = 0,0010$			
		$K_0=0,9969$	Q1	Q3	Q2
Q1	0,0332	G1, W1, D(W2,G2)- T_0		G1, W1, D(W2,G2)- T_0	G2, G1, W2, W1- T_0
		G1- T_B		G1, W1, D(W2,G2)- T_B	G2, G1, D(W1, W2)- T_B
Q3	0,0332	G2, G1, W2, W1- T_0	G2, G1, W2, W1- T_0		G2, G1, W2, W1- T_0
		D(W1,G1), D(W2,G2)- T_B	G1, W1, D(W2,G2)- T_B		G2, W2, D(W1, G1)- T_B
Q2	0,0332	G2, W2, D(W1,G1)- T_0	G2, G1, W2, W1- T_0	G2, W2, D(W1,G1)- T_0	
		G2- T_B	G2, G1, D(W1, W2)- T_B	G2, W2, D(W1,G1)- T_B	

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми РП формується таблиця огляду характеристик надійності схеми підстанції (таблиця 2.13).

Таблиця 2.13 – Огляд характеристик надійності схеми підстанції 503

Елементи, що відключились	P, МВт	t, год	K_0		K_p	
			$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$
G1, W1, D(W2,G2)	0	1	1	0	1	0
G2, G1, W2, W1	5	1	1	0	4	0
G2, W2, D(W1, G1)	0	1	1	0	1	0
G1	0	15,5	1	0	0	0
D(W1,G1), D(W2,G2)	0	15,5	1	0	0	0
G2	0	15,5	1	0	0	0
G1, W1, D(W2,G2)	0	15,5	0	0	2	0
G2, G1, D(W1,W2)	5	15,5	0	0	2	0
G2, W2, D(W1,G1)	0	15,5	0	0	2	0

Ймовірність відключення кожного окремого приєднання дорівнює сумі ймовірностей розрахованих для різних подій, які призводять до нього.

Для виконання розрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.17), необхідно знайти обсяг електроенергії за рік (2.18) та недовідпуск електроенергії (2.19).

Питомий збиток через недовідпуск електроенергії споживачам, становить $Z_0 = 805$ грн./кВт·год.

$$M_{ЗБ} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.17)$$

$$W_{ПК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (2.19)$$

Результат розрахунку зведено до таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, тис. грн
6000	0,166	0,613

Висновки до розділу 2

В даному розділі виконано прогнозування сумарного навантаження на 2027 рік та розрахунок режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу. Здійснено перевірку відповідності струмових навантажень ЛЕП і трансформаторів. Сформовано максимальний граф електричної мережі з урахуванням розташування нових ПС.

Отримано схему ЕМ, яка забезпечує найменші витрати, шляхом її оптимізації за допомогою симплекс-методу. З використанням методу

динамічного програмування обрано оптимальну схему розвитку мережі, яка відповідає критеріям надійності та забезпечує економічно ефективну експлуатацію ЛЕП. Перевіряючи на післяаварійний режим, обрано конструктивні перерізи ЛЕП. Здійснено вибір потужності трансформаторів на споживальних ПС із забезпеченням надійного електропостачання з подальшим розвитком споживання.

З урахуванням місцезнаходження та призначення підстанцій здійснено вибір схем їх розподільних пристроїв. За допомогою ПК «Надійність» виконано розрахунок ймовірності відключення окремого приєднання.

3 ШЛЯХИ ТА ЗАСОБИ ОПТИМІЗАЦІЇ ПОТОКІВ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

3.1 Вплив реактивної потужності на функціонування розподільних мереж та шляхи оптимізації її потоків

Потоки реактивної потужності мають вплив на функціонування розподільних мереж. Надмірний обсяг реактивної потужності може призвести до зниження ефективності їхньої роботи. Тому дослідження методів оптимізації потоків реактивної потужності є важливим для досягнення підвищення ефективності роботи мережі, зменшення втрат активної потужності та покращення якості електроенергії.

3.1.1 Оцінка впливу потоків реактивної потужності на ефективність роботи розподільних електричних мереж

Реактивна потужність у електричних мережах значною мірою визначає їх техніко-економічні показники. Серед завдань, пов'язаних з генерацією, передачею та споживанням реактивної потужності, особливу увагу приділяють її впливу на втрати активної потужності (електроенергії) в мережах. Проте реактивна потужність також суттєво впливає на інші параметри режимів та характеристики електричних мереж. Цей вплив може бути більш значущим як з технічної, так і з економічної точки зору, ніж збільшення втрат електроенергії, спричинене перетіканням реактивної потужності.

На рисунку 3.1 показано перелік найважливіших наслідків впливу реактивної потужності на процес передачі електричної енергії [10].



Рисунок 3.1 – Наслідки впливу реактивної потужності на електричні мережі

Необхідність передачі реактивної потужності від електростанцій до споживачів впливає на конструктивні параметри електричних мереж. Це призводить до збільшення струму, що вимагає використання проводів з більшим перерізом і підвищує витрати на опори повітряних ліній електропередачі. У випадку, коли лінії вже в експлуатації, компенсація реактивної потужності може збільшити обсяги передачі активної потужності в межах допустимих норм. Плануючи встановлення компенсувальних установок у процесі проектування електричних мереж, можна оптимізувати витрати, зменшуючи як переріз проводів, так і потужність трансформаторів, необхідних для передачі реактивної потужності.

Передача реактивної потужності в елементах електричної мережі призводить до зростання втрат активної потужності та зниження напруги. Щоб компенсувати ці додаткові витрати електроенергії, потрібно збільшити встановлену потужність на електростанціях. Крім того, для підтримки напруги в межах допустимих значень в електричних мережах необхідно ввести додаткові засоби регулювання. Це, безсумнівно, вимагатиме додаткових капіталовкладень.

Витрати на компенсацію впливу реактивної потужності на режими електромережі можна поділити на точні та прогнозовані. Точні витрати визначаються параметрами мережі і можуть бути розраховані відповідно до законів електротехніки. Це витрати на компенсацію втрат активної потужності в електричній мережі. Вони включають капіталовкладення, сталі та змінні витрати, пов'язані з впливом реактивної потужності на втрати електроенергії та обслуговування засобів компенсації реактивної енергії.

Ситуація з прогнозованими витратами на реактивну потужність є складнішою. До таких витрат входять синхронні генератори, які, забезпечуючи додаткову реактивну потужність для енергосистеми, змінюють запланований графік напруги та втрачають можливий дохід від продажу активної електроенергії. Ці витрати можна вважати прихованими видатками.

З досвіду експлуатації, близько 10 % загального зниження втрат можна досягти завдяки організаційним заходам, особливо режимним. Для досягнення подальшого зниження втрат електроенергії необхідні додаткові капіталовкладення в мережі енергосистеми та у споживачів.

Головним заходом зі зниження втрат є встановлення компенсувальних пристроїв у мережах споживачів електроенергії та в мережах 0,4 кВ енергопостачальних компаній. Цей захід дозволяє досягти близько 60 % загального можливого зниження втрат. Ще близько 20 % забезпечується встановленням компенсувальних пристроїв у електричних мережах 110 та 10 кВ. Решта 10 % зниження забезпечується завдяки іншим технічним заходам [11].

Засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах 110 кВ виконують роль регулювання напруги та оптимізації перетоків реактивної потужності, що сприяє зменшенню втрат електроенергії. Відповідно, для розробки ефективних технічних рішень щодо впровадження компенсації реактивної потужності необхідно визначити перелік підстанцій, на яких є технічна можливість встановлення таких засобів.

3.1.2 Дослідження засобів компенсації реактивної потужності

Для зменшення негативного впливу реактивної електроенергії застосовують компенсацію реактивної потужності.

Найбільш ефективним є розміщення джерел реактивної потужності у вузлах з найвищим споживанням. Вибір місць для встановлення компенсуювальних пристроїв у розподільній мережі слід здійснювати з урахуванням вимог до регулювання напруги. Кількість і потужність ступенів регулювання потужності батарей статичних конденсаторів (БСК) необхідно визначати на основі графіків електричних навантажень.

При порівнянні варіантів компенсації потрібно враховувати наступне:

1. Узагальнені методичні принципи оцінки економічної ефективності інвестицій в енергетику.
2. Методику обчислення плати за перетоки реактивної електроенергії між електропередавальними організаціями та їх споживачами.
3. Характеристики точок розрахункового обліку електроенергії та економічний еквівалент реактивної потужності згідно з умовами на постачання електроенергії.
4. Тарифи на активну електроенергію та фактична середня закупівельна ціна електроенергії від енергопостачальної організації.
5. Схему енергопостачання і параметри її елементів.
6. Режим роботи підприємства та типовий добовий графік активної і реактивної потужності в робочі і вихідні дні.
7. Річні графіки щомісячного споживання активної та реактивної потужності [12].

В якості джерел реактивної потужності використовуються синхронні двигуни у режимі перезбудження, регульовані та нерегульовані конденсаторні установки низької і високої напруги, а також статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності.

Сучасні конденсаторні батареї вирізняються низькими діелектричними втратами (0,25 Вт/кВАр для БК 0,4 кВ і 0,07 Вт/кВАр для БК 10 кВ), мають термін служби понад 100 тис. годин, а також високу стабільність пускового струму. Вони працюють в широкому діапазоні температур від -40°C до 50°C і використовують екологічно чистий сухий діелектрик. Конденсаторні батареї обладнані вмонтованими розрядними опорами та захистом від перенапруг, які виникають під час комутації, що гарантує їх високу надійність. Діапазон номінальних потужностей розширено: для напруги 0,4 кВ – від 1,5 кВАр, а для 6,3 кВ – від 25 кВАр. Застосування сучасних матеріалів також дозволило зменшити габарити конденсаторів.

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) реактивної потужності 6 - 10 кВ гарантують швидкодіючу компенсацію реактивної потужності, стабілізацію напруги на шинах споживача, фільтрацію вищих гармонік, їх приєднують без трансформатора. Номінальні потужності, МВАр: 6,3 ; 12,5; 20; 40. Вони обладнані фільтрами 3,5,7,11,13 гармонік, мікропроцесорним керуванням [12-15].

Залежно від місця приєднання, розрізняють такі схеми компенсації:

- загальна – на вводі підприємства чи його структурного підрозділу;
- групова – для групи з однотипними електроприймачами;
- індивідуальна – зі способом приєднання безпосередньо до електроприймача. Приєднання може здійснюватися через спільний комутуючий апарат або через окремий апарат із забезпеченням синхронного увімкнення з електроприймачем.

За типом регулювання конденсаторні установки поділяються на:

- звичайні (релейні) - у яких комутація конденсаторів здійснюється за допомогою електромеханічних реле;
- статичні (тиристорні) - у яких застосовуються тиристорні ключі.

У статичних установках комутація конденсаторів відбувається в момент нульового значення напруги, що забезпечує:

- високу швидкодію (до 14 комутацій на секунду);

- низький рівень електромагнітних перешкод;
- малий рівень зносу конденсаторів;
- високу надійність роботи ключів;
- зниження втрат у конденсаторах.

Досить ефективними автоматичного регулювання потужності компенсувальних пристроїв є автоматичні регулятори потужності конденсаторних установок та автоматичні регулятори збудження для синхронних двигунів.

На сьогодні для керування конденсаторними установками широко використовують мікропроцесорні регулятори, які забезпечують оптимальний режим роботи з мінімальною кількістю комутацій.

Завдяки використанню конденсаторів різної потужності вони здатні зменшити споживання реактивної електроенергії до мінімуму [12, 16].

3.1.3 Використання принципу найменшої дії для оптимізації потоків реактивної потужності розподільних електричних мережах

Наразі електричні мережі мають надійно і ефективно забезпечувати постачання енергії споживачам, а також транспортування електроенергії з розосереджених джерел. Окрім реконструкції електричних мереж і модернізації їхнього основного обладнання, актуальними стають дослідження, спрямовані на вдосконалення структури та методів керування їх режимами.

Оптимізація рівнів локального вироблення реактивної потужності в сучасних електричних мережах, разом із впровадженням інформаційних технологій та забезпеченням їх керованості, дозволяє зменшити технологічні втрати електроенергії, незалежно від коливань навантаження енергетичних компаній. Завдання вдосконалення структури та параметрів електричних мереж повинні вирішуватися так, щоб проектні рішення, зокрема щодо підключення та експлуатації джерел реактивної потужності (ДРП),

узгоджувалися з ефективною експлуатацією існуючих електроустановок. Максимального ефекту можна досягти, оптимізуючи розміщення та параметри джерел реактивної потужності з урахуванням змін у характері електроспоживання та режимах розосереджених джерел енергії, кількість і потужність яких постійно зростає.

Особливість оптимізації реактивних перетікань в сучасних електричних системах полягає у тому, що поряд із традиційними джерелами реактивної енергії (електричними станціями, спеціалізованими пристроями, лініями електропередачі) розповсюджуються розосереджені джерела енергії (РДЕ). Ці джерела функціонують під впливом навколишнього середовища та слабо підлягають обмеженням, встановленим під час їх експлуатації в електричних мережах. З використанням синхронних і асинхронних генераторів, а також інверторних перетворювачів, вони здатні як виробляти, так і споживати реактивну енергію в залежності від режиму роботи. Внаслідок цього можуть виникати періодичні реверсивні перетоки, що впливають на надійність і ефективність транспортування електроенергії [17].

В енергосистемах, зокрема Німеччини показано, що вироблення реактивної потужності від РДЕ повинне бути контрольованим і відповідати режиму ЕМ [18]. Це сприятиме обміну реактивною енергією між розподільними та магістральними мережами, а також допоможе підтримувати стабільність напруги. Децентралізація енергетичних систем вимагає, щоб РДЕ несли більшу відповідальність за вирішення проблем в електричній мережі. Видача потужності від РДЕ може спричинити неприпустиме підвищення рівнів напруги в розподільних мережах, оскільки мережеве обладнання, необхідне для підключення РДЕ, генерує додаткову реактивну потужність. Проте за допомогою управління реактивною потужністю РДЕ операторам розподільних мереж вдається вирішити ці проблеми [19].

На зв'язках між магістральними і розподільними мережами у Великій Британії та інших європейських країнах під час періодів мінімального

навантаження спостерігається подальше зниження попиту на реактивну потужність. Це розглядається як один із факторів, що спричиняють нові труднощі для магістральних мереж у забезпеченні стабільних рівнів напруги [20].

Для розв'язання задач оптимізації рівнів КРП в електромережах за комплексним критерієм зазвичай використовуються методи декомпозиції, а також лінійного і нелінійного програмування. Проте ці методи, через застосування припущень і спрощень, призведуть до того, що процес розв'язання зупиняється на локальних екстремумах.

У роботі [21] доведено раціональність переходу від задачі комплексної оптимізації перетоків реактивної потужності в електричних мережах до набору задач оптимізації окремих етапів впровадження ДРП. Проте даний підхід потребує прийняття додаткових припущень на етапі декомпозиції. Крім цього, узгодження розв'язків часткових задач у складних системах з розподіленим генеруванням перетворюється на досить складну оптимізаційну задачу. Це знижує надійність і швидкість отримання розв'язків, наближених до глобального оптимуму, що негативно позначається на ефективності проектних рішень та оперативного управління.

Сучасний прогрес у сфері інформаційних технологій та обчислювальної техніки відкриває нові можливості для впровадження інноваційних підходів до оптимізації перетоків реактивної енергії, зокрема, спрямованих на автоматизацію роботи електричних мереж. У цьому контексті в останній час використовуються еволюційне програмування, нейронні мережі, генетичні алгоритми та інші елементи штучного інтелекту.

Для вирішення задач оптимізації перетікань електроенергії в електричних мережах з РДЕ, доцільно використовувати комплексний підхід, що базується на принципі найменшої дії, замість оптимізованого перебору варіантів, який включає згадані раніше методи.

У вирішенні таких задач використовувався принцип найменшої дії у формулюванні Гамільтона-Остроградського. При моделюванні усталених

режимів електричних мереж використано метод вузлових напруг. При розробці програм та алгоритмів використано об'єктно-орієнтований аналіз.

Відповідно до принципу найманшої дії, поточний стан електричної мережі у вигляді технічної системи у будь-який момент часу відповідатиме глобальному мінімуму втрат електричної енергії, що відображає рівень організованості системи. Проте цей стан може не відповідати економічним критеріям чи обмеженням режимних параметрів [22], що вимагає відповідних коригувань.

Знаходження оптимального режиму енергосистеми відповідає визначенню «ідеального» режиму, при якому забезпечуються мінімальні втрати електричної енергії при заданій сукупності незалежних параметрів системи. Після цього, накладаючи активні обмеження на параметри режиму, задача зведеться до оптимального рішення в межах області допустимих значень. Активні обмеження завжди призводять до підвищення втрат електроенергії в оптимальних режимах енергосистеми у порівнянні з «ідеальними» [17, 22].

Завдання оптимізації розподілу навантаження між ДРП в електричних мережах за критерієм мінімуму втрат електроенергії може бути спрощене до розрахунку «ідеального», або економічного струморозподілу в ЕМ з використанням заступної г-схеми.

а ідентичним підходом можна здійснювати оптимізацію розміщення і потужностей джерел реактивної потужності в ЕМ за комплексним техніко-економічним критерієм. Для цього до заступної г-схеми вводять додаткові економічні опори (рисунок 3.2), які відображають вплив економічних факторів, зокрема вартість ДРП та витрати на їх експлуатацію. Додавання встановлених потужностей додаткових ДРП до числа залежних параметрів режиму ЕМ дозволяє розраховувати їх оптимальні значення. Ці оптимальні значення забезпечують мінімальні втрати активної потужності в розрахунковій схемі з економічними опорами, що сприяє зменшенню витрат на монтаж і експлуатацію ДРП [17, 20].

Особливістю запропонованого підходу є метод знаходження економічних опорів для представлення джерел реактивної потужності, які вводяться до заступної r-схеми мережі для урахування їхніх техніко-економічних показників.

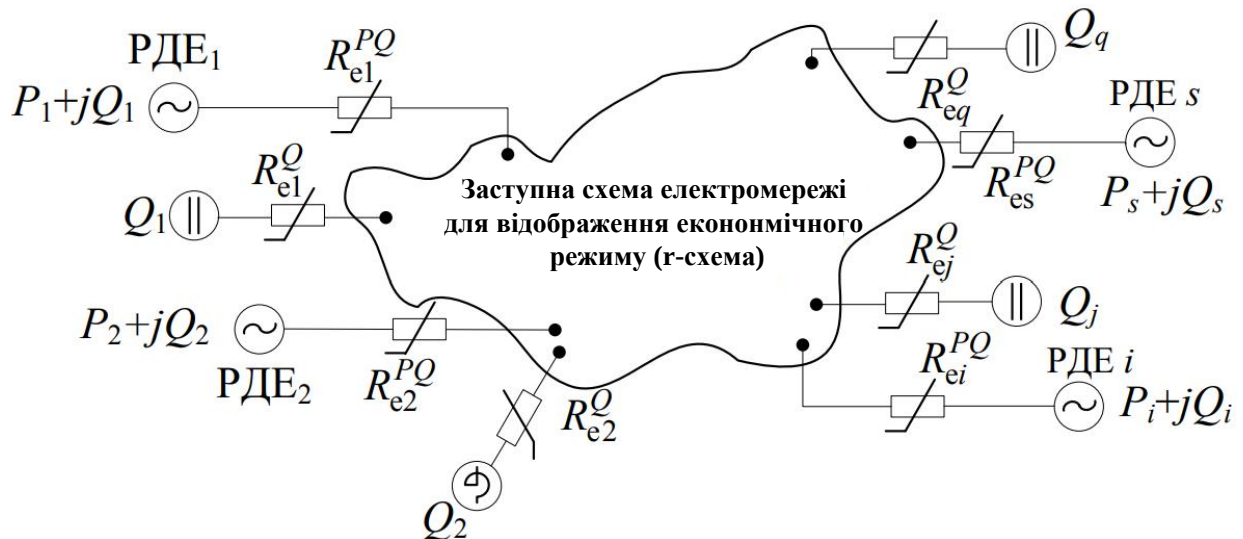


Рисунок 3.2 – Заступна схема електромережі для виконання розрахунків «ідеального» режиму за економічним критерієм

Втілення даного методу, алгоритмів і програмних засобів забезпечить ефективне вирішення задачі оптимізації потоків реактивної потужності та рівнів напруги у розподільних мережах енергосистеми, у тому числі, з розосередженим генеруванням. Зі збільшенням кількості підстанцій ЕМ встановлення ДРП не призведе до підвищення складності та погіршення збіжності процесу розрахунку. Це досягається завдяки пошуку розв'язку від «ідеального» режиму функціонування, згідно з принципом найменшої дії, до оптимального, із врахуванням активних обмежень на параметри [17, 22].

3.1.4 Аналіз адаптивної системи керування джерелами реактивної потужності

Для ефективного функціонування ДРП у нормальних режимах електричних мереж особливу увагу слід приділяти організації планування й оперативного керування режимами їх роботи для досягнення максимального прибутку від їхньої експлуатації. Ураховуючи специфіку забезпечення рентабельності джерел реактивної потужності, актуальною задачею є розміщення та оптимізації добових режимів автоматично-керованих установок $Q_i(t)$, $i = 1, 2 \dots n$ з врахуванням режимів установок із ручним керуванням і некерованих джерел. Це дозволить мінімізувати витрати на закупівлю електроенергії для компенсації її втрат в мережах при умовах багатоставкового тарифу енергоринку $u(t)$ і технічних обмежень зі сторони споживачів й окремих ДРП [23]:

$$\int_{t_0}^{t_k} u(t) \Delta P(Q_i(t), i=1 \dots n) dt \rightarrow \min. \quad (3.1)$$

В ситуації з керуванням засобами компенсації реактивної потужності за умов обмежень зі сторони енергопостачальних мереж (умови суборенди абонентських мереж та обтяжені режими магістральних мереж), варто вирішувати задачу оптимізації режимів ДРП з метою зменшення обміну реактивною потужністю між локальною електричною мережею з загальним споживанням $Q_{нав(t)}$ і джерелом живлення, тобто приведення до мінімуму навантаження локальної мережі на основний центр живлення $Q_{ЦЖ(t)}$:

$$\left\{ \begin{array}{l} \int_{t_0}^{t_k} Q_{ЦЖ}(t) dt \rightarrow \min; \\ Q_{ЦЖ}(t) + \sum_{i=1}^n Q_i(t) - Q_{нав}(t) = 0 \end{array} \right. \quad (3.2)$$

З огляду на наведенні задачі оптимізації режимів ДРП, виявляється, що неможливо створити універсальні умови оптимальності для їх розв'язання. Тому керування такими джерелами в електричних мережах повинно здійснюватися за окремими правилами, що визначаються конкретною ситуацією в РЕМ. Зважаючи на специфіку організації інформаційного забезпечення в сучасних РЕМ, оцінка поточного стану мережі та формування правил керування для окремих ДРП можуть виконуватися лише централізовано. Це означає, що автоматизація керування засобами компенсації реактивної потужності вимагає застосування локальних систем автоматичного керування (САК) для безпосереднього управління ДРП, а також централізованого керування для налаштування та адаптації параметрів САК. Реалізація двоконтурної адаптивної системи, умови оптимальності та розроблені на їх основі правила керування ДРП повинні ґрунтуватися на єдиній методології. Ефективним підходом для формування таких правил є використання принципу найменшої дії [22-23].

За допомогою адаптивних систем автоматичного керування можна виконувати керування технологічними процесами за умов недосконалої чи неповної поточної інформації про характеристики об'єкта керування і зовнішніх впливів. Це актуально для комплексу просторово розподілених ДРП, які здійснюють функції групової оптимізації перетоків реактивної енергії у розподільних мережах, особливо, якщо керування має здійснюватися в режимі реального часу. Одним з відомих напрямків детермінованих, саморегульованих та функціональноадаптивних систем керування є керування з еталонною моделлю [23]. Модель цієї системи групового керування перетоками реактивної потужності в РЕМ наведена на рисунку 3.3. Усі основні контури керування утворюється об'єктом ДРП і локальною системою автоматичного керування. Робота локальних систем підпорядковується централізованій системі. Для узгодження централізованого керування з локальним необхідний блок визначення уставок САК. Він поєднує зовнішній та внутрішні (основні) контури через

формування та реалізацію відповідних налагоджувальних параметрів, відповідно до яких визначається періодичність керування та розраховуються керувальні впливи u_i для окремих джерел реактивної потужності. Зворотний зв'язок централізованого керування виконується через оперативно-інформаційний комплекс, який формує вектор спостереження РЕМ « y ».

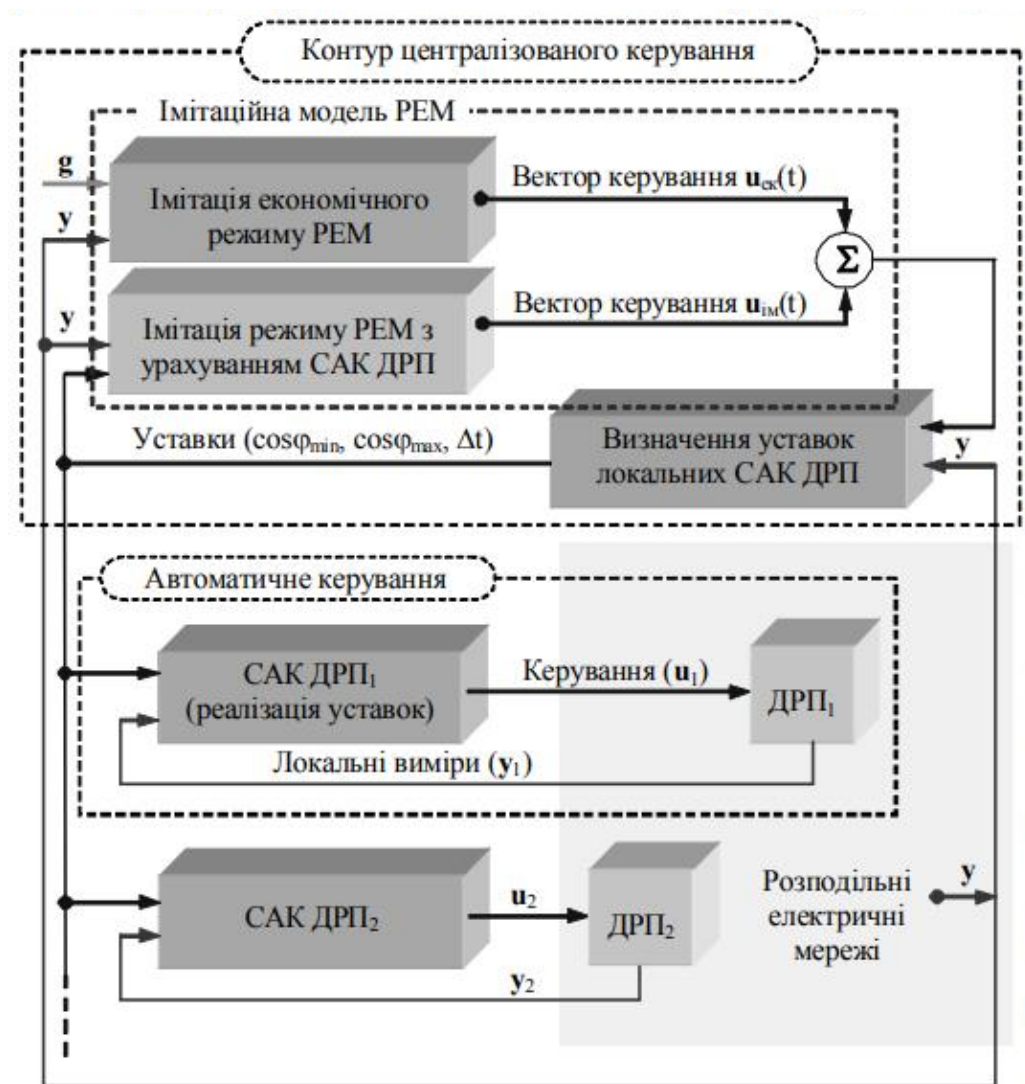


Рисунок 3.3 – Модель адаптивної системи керування ДРП зі структурою економічного режиму РЕМ

Для моделювання економічних режимів РЕМ, що характеризуються мінімальними витратами застосовується еталонна модель, яка є частиною системи керування. Згідно умов оптимальності [23] тут формуються

керувальні впливи для кожного ДРП $u_{ек}(t)$, які забезпечуватимуть перехід від поточного до економічного режиму з урахуванням динамічності функціонування РЕМ. Параметри кожного регулятора ДРП налаштовуються зовнішнім контуром керування так, щоб мінімізувати неузгодженості $u_{\Delta}(t)$ між виходом еталонної моделі $u_{ек}(t)$ і блока імітації режимів мережі $u_{ім}(t)$. Останній застосовується у якості джерела псевдовимірів для параметрів керування u_i окремих локальних САК, які в сукупності створюють вектор керування u . Імітаційна модель, завдяки своїй відносній простоті в відтворенні процесів передачі електроенергії в РЕМ, забезпечує високу ймовірність точності контролю, що досягається завдяки відповідним зворотним зв'язкам «у».

Імітаційна модель РЕМ на різних етапах впровадження системи групового керування ДРП має різні функції. На початковому етапі, коли потрібно узгодити оперативне керування з автоматизованим, вона функціонує як модель, через яку оперативний персонал не лише коригує налагоджувальні параметри САК, але й прогнозує стани РЕМ та оцінює наслідки змін потужностей ДРП. Після підтвердження адекватності цієї моделі в нормальних і особливих режимах та завершення впровадження системи керування, імітаційна модель стає основою для самоналагодження і самоаналізу САК.

Ефективність і стійкість процесу оперативного керування джерелами реактивної потужності залежить від співвідношення частоти отримання відгуків від РЕМ та швидкості та інтервалу відхилення параметрів спостереження «у». Для покращення стійкості потрібно оптимізувати уставки по часу Δt для окремих САК, а для ефективного застосування ресурсу комутаційної апаратури ДРП — граничні коефіцієнти потужності $\cos \phi_{\min}$, $\cos \phi_{\max}$. Зазначені процеси реалізуються блоком визначення уставок. Основною складністю тут є необхідність значного обсягу обчислень, пов'язаних з оптимізацією графіків генерування реактивної потужності ДРП, оцінкою кореляції даних графіків і графіків реактивного споживання у вузлі

приєднання ДРП, оптимізацією періодів оновлення параметрів САК тощо [23].

Отже, для знаходження вектора налагоджувальних параметрів необхідно проводити дослідження, які потребують значних витрат часу. Проте процес можна значно скоротити у випадку попереднього оцінювання кореляції й ідентифікації періодів оновлення налагоджувальних параметрів за типовими графіками. Таким чином, для реалізації задач оперативного й автоматичного керування ДРП можливе використання адаптивної системи керування з еталонною моделлю. Ефективність адаптивного підходу зростає через розподіл функцій керування перетоками реактивної потужності на централізоване формування налагоджувальних параметрів САК за результатами імітаційного моделювання режимів РЕМ, тоді як локальне впровадження цих налаштувань виконується системами керування окремих ДРП за місцевими параметрами.

3.2 Оцінювання балансу потужностей

3.2.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання у довільний момент часу мають передавати до мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент часу споживають усі споживачі з врахуванням втрат на передачу. Керуючись цим, баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501,502,503,504 запишеться так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (3.3)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 42 + 0,05 \cdot 42 = 39,9 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{hi}$ – сумарна активна потужність навантаження; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{hi}$ – втрати активної потужності в лініях і в трансформаторах (приймаються 5 % від $\sum P_{hi}$);

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

Реактивна потужність, яка споживається від центрів живлення, враховуючи забезпечення її економічного транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (3.4)$$

$$Q_{\Gamma} = 39,9 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 13,12 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій беручи до уваги економічність експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається в районі за сумою відповідних навантажень по окремих пунктах з врахуванням коефіцієнту одночасності для реактивних навантажень приблизно рівному 0,95.

Розрахунок генерації реактивної потужності ділянки ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l. \quad (3.5)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності ділянки ЛЕП – 203-502 .

$$Q_{\text{ЛЕП8-501}} = 111,94^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 10,01) = 0,36 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок розрахунок здійснюється аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі дорівнює:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,36 + 0,47 + 0,77 + 0,49 + 0,28 = 2,37 \text{ (МВАр)}.$$

Визначення розрахункової потужності компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 21,83 = 20,74 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 20,74 = 2,07 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 20,74 + 2,07 - 13,12 - 2,37 = 7,32 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарні потужності споживачів 20,74 МВАр та потужність, що поступає від джерел постачання 13,12 МВАр, можна стверджувати, що доцільним буде встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-7200-900 УЗ на 7200 кВАр у вузлі з найнижчою напругою, а саме в вузлі 504.

3.2.2 Визначення оптимального графіку роботи джерел реактивної потужності

Обране місце встановлення та потужність компенсувальних пристроїв дозволить зменшити втрати потужності в мережі та покращити рівень напруги на підстанції 504. Проте для ефективного використання ДРП необхідно визначити оптимальний графік їхньої роботи.

Для виконання подальших порівнянь, перш за все, за допомогою ПК Втрати «RVM – High» здійснюється розрахунок втрат електроенергії за графіком перемикачів в мережі до встановлення конденсаторних установок (КУ) на підстанції 504.

Добовий графік зміни напруги на підстанції 504 на стороні НН без роботи джерел реактивної потужності наведено на рисунку 3.4.

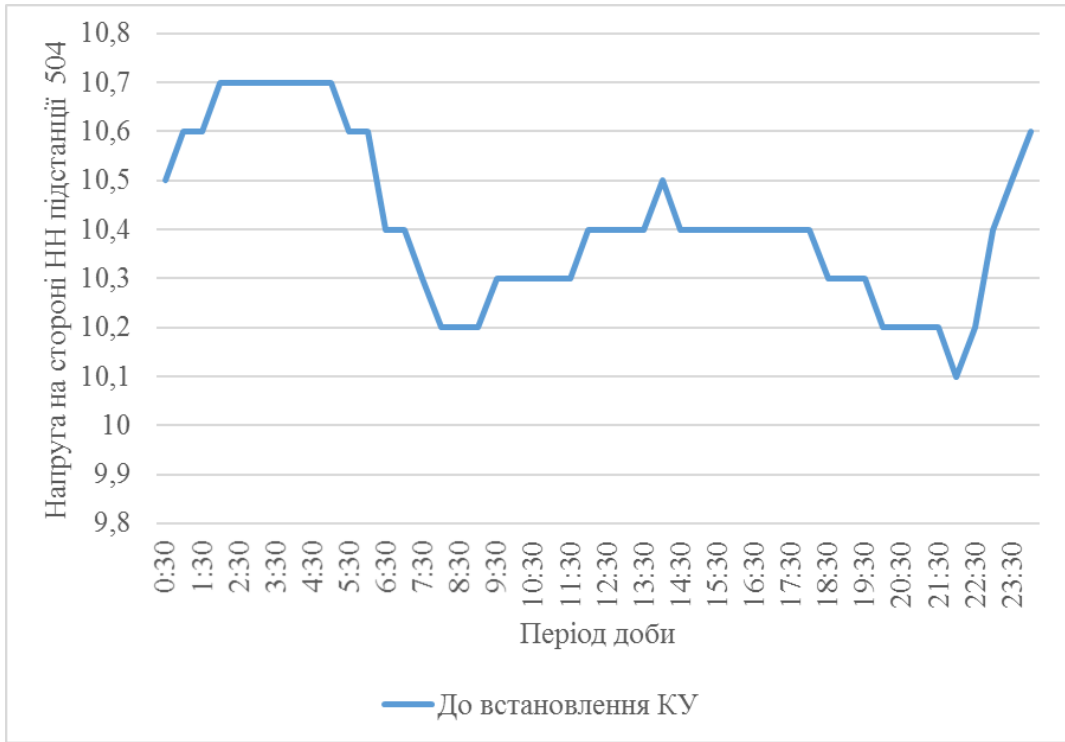


Рисунок 3.4 – Добовий графік зміни напруги на підстанції 504 на стороні НН без роботи джерел реактивної потужності

Добовий графік зміни втрат потужності в мережі без роботи КУ зображено на рисунку 3.5.

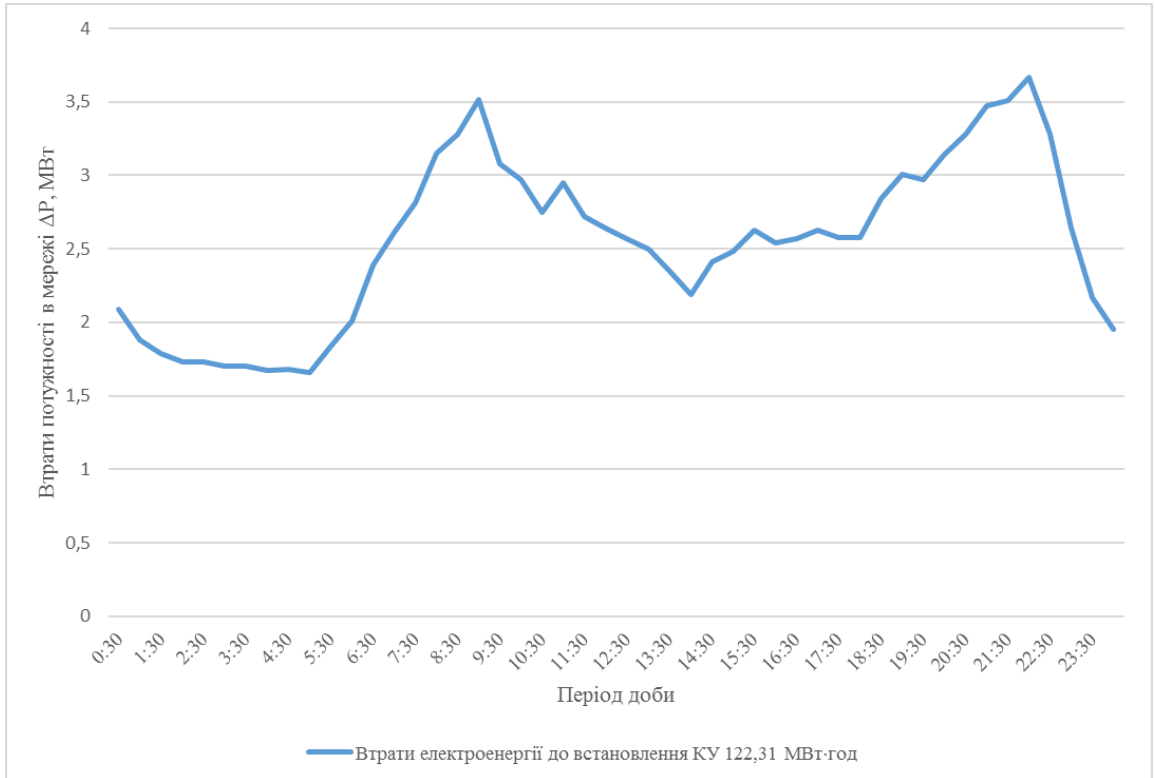


Рисунок 3.5 – Добовий графік втрат електроенергії в мережі без роботи КУ

Після встановлення на підстанції 504 КУ потужністю 7200 кВАр, спершу, задаємо графік їхньої роботи з коефіцієнтом 1 протягом усієї доби.

Результати аналізу у ПК Втрати «RVM – High» наведено на рисунках 3.6-3.7.

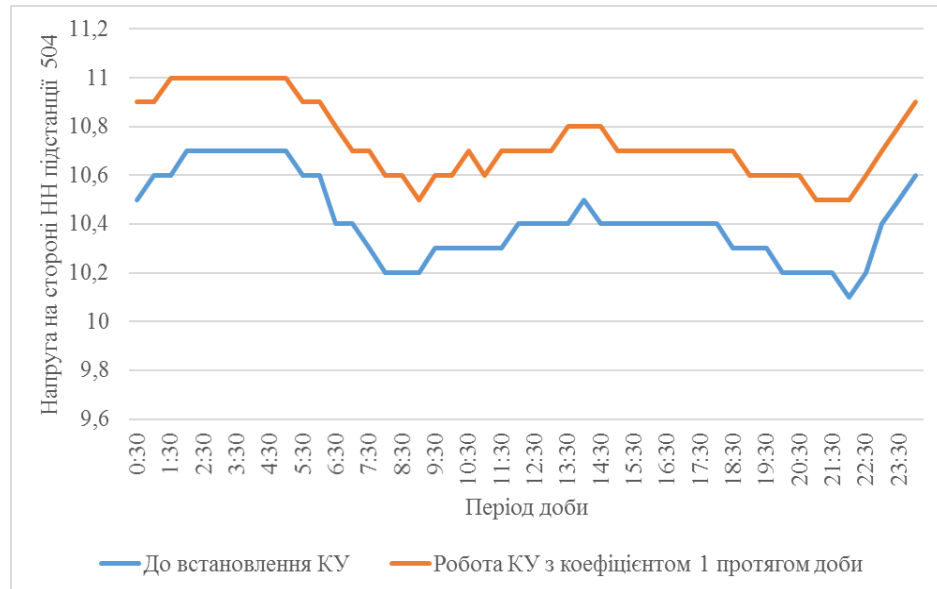


Рисунок 3.6 – Добові графіки зміни напруги на підстанції 504 на стороні НН

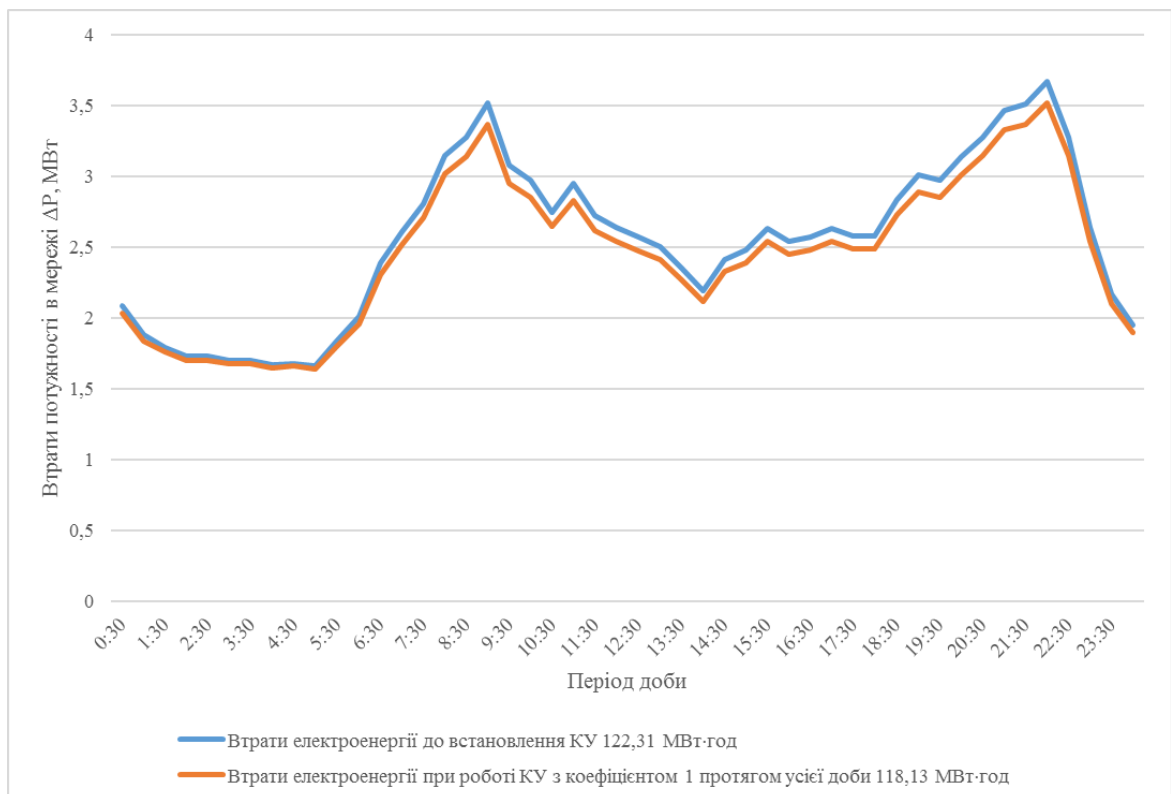


Рисунок 3.7 – Добові графіки втрат електроенергії в мережі

З графіків видно, що рівень напруги підвищився, а рівень втрат зменшився на 4,18 тис. кВт на добу.

Оскільки добовий графік споживання потужності не є сталим, тобто має періоди мінімуму та максимуму, робота КУ буде ефективнішою при зміні величини їхнього генерування відповідно до графіка.

Обраний тип компенсації реактивної потужності УКРЛ56-10,5-7200-900 УЗ дозволяє здійснювати перемикання з кроком 900 кВАр або 12,5%.

Змінюючи коефіцієнт генерування КУ від 0,5 до 1 в залежності від навантаження мережі протягом доби (рисунок 3.8), отримано результати, зображені на рисунку 3.9.

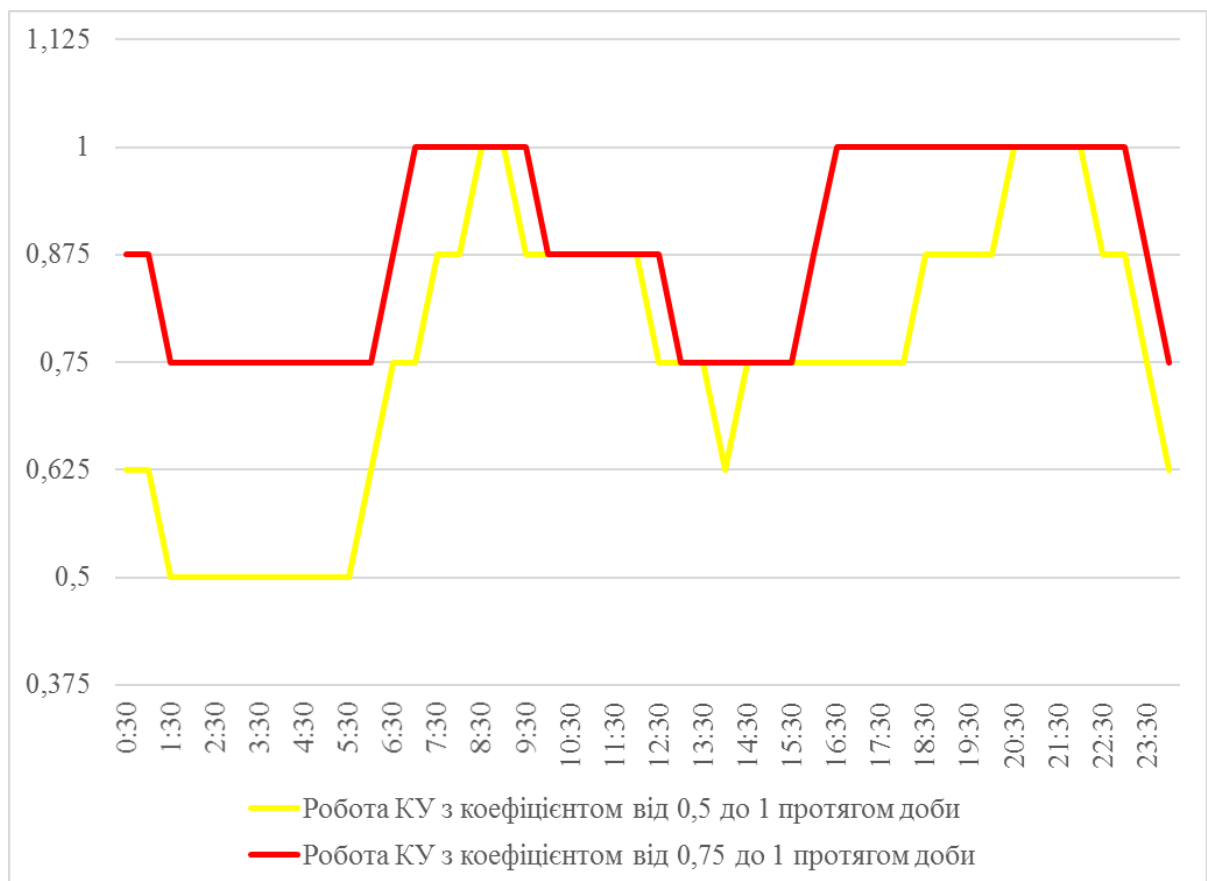


Рисунок 3.8 – Добовий графік роботи КУ на підстанції 504

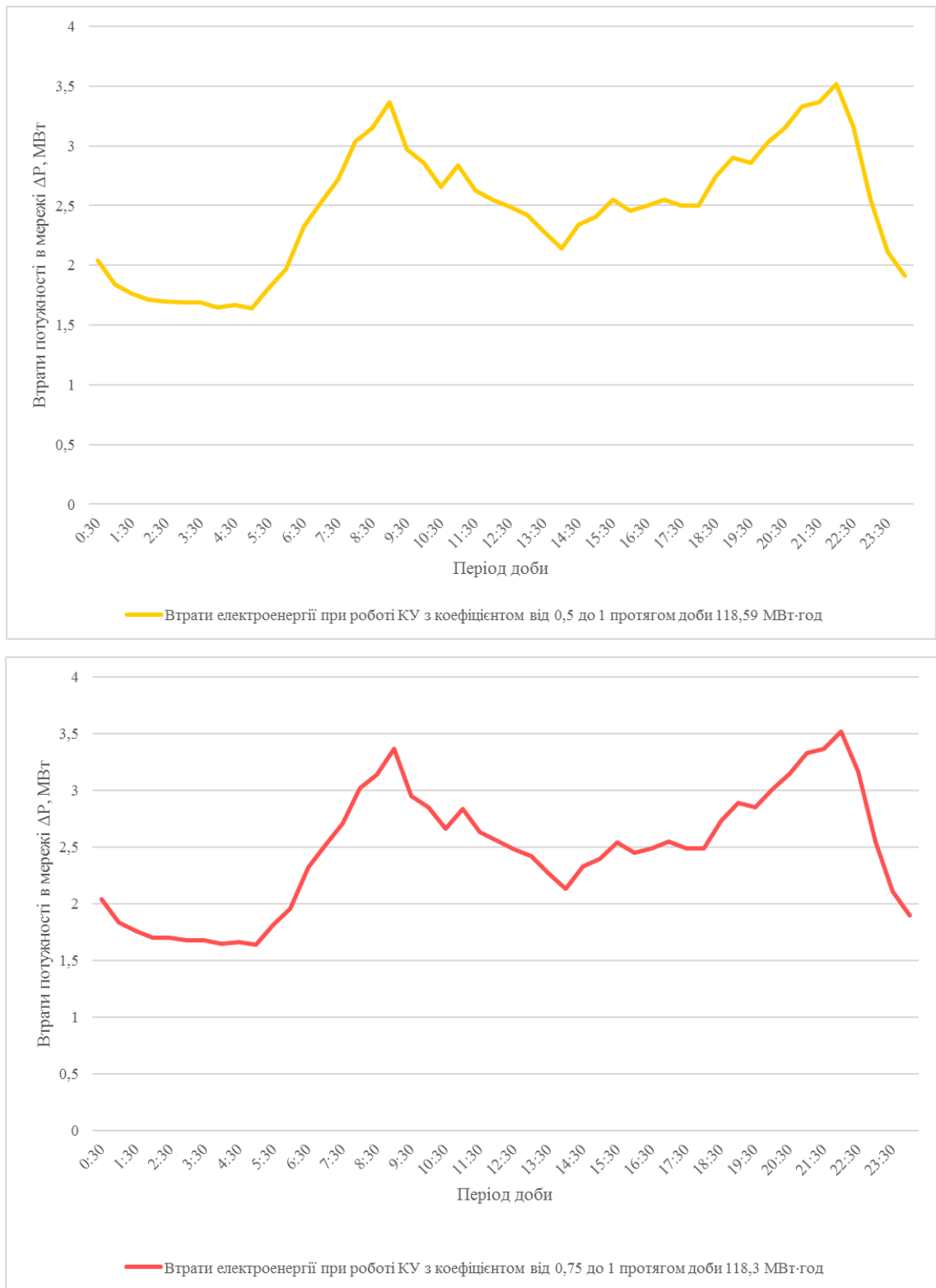


Рисунок 3.9 – Добові графіки втрат електроенергії в мережі

Втрата потужності в мережі за даних умов збільшились, тому це дозволяє зробити висновок, що поточна потужність КУ є замалою, адже

незалежно від перемикань результат погіршується, порівняно з одиничним графіком.

Збільшивши коефіцієнт генерування КУ спочатку до 2, а потім до 2,5 протягом усієї доби, отримано результати, зображені на рисунках 3.10-3.11.

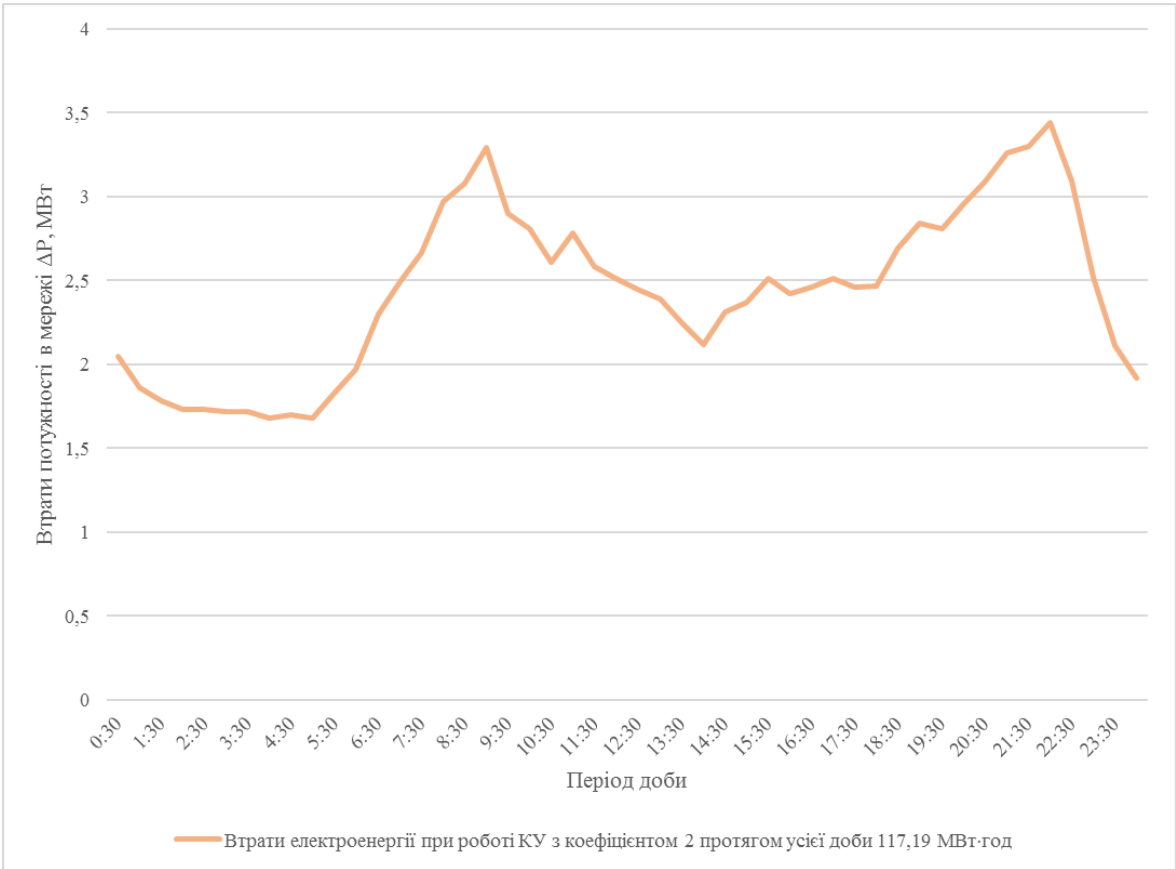


Рисунок 3.10 – Добовий графік втрат електроенергії в мережі при роботі КУ з коефіцієнтом 2 протягом усієї доби

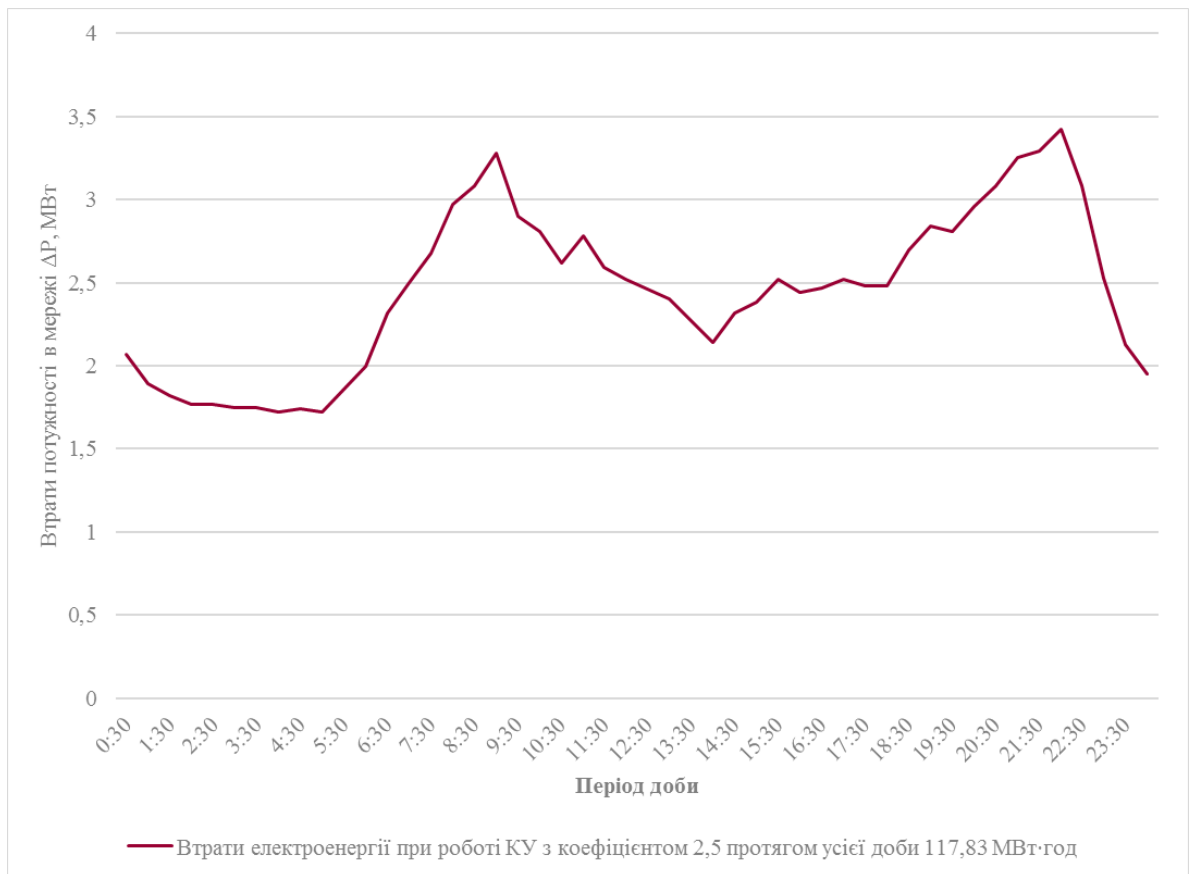


Рисунок 3.11 – Добовий графік втрат електроенергії в мережі при роботі КУ з коефіцієнтом 2,5 протягом усієї доби

Отримані результати дозволяють переконатись, що при роботі КУ з коефіцієнтом 2,5 втрати в мережі підвищуються порівняно з роботою з коефіцієнтом 2. Зважаючи на це, проведено аналіз різних варіантів добових графіків роботи КУ та отримано оптимальний графік, зображений на рисунку 3.12 та відповідний йому графік втрат потужності в мережі, зображений на рисунку 3.13.

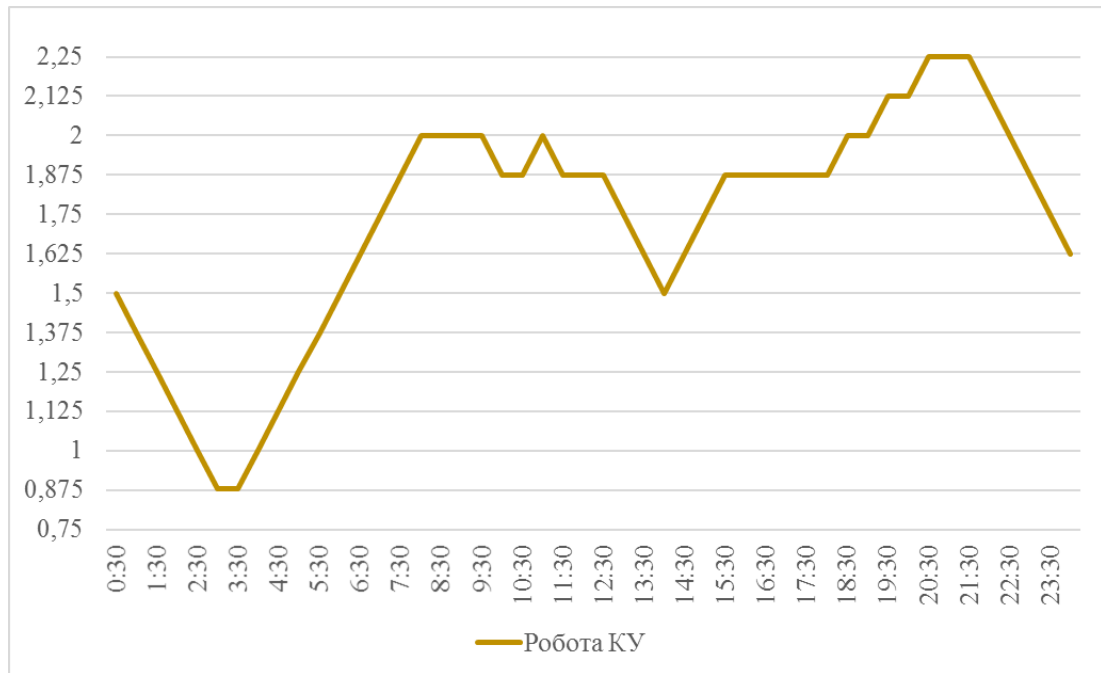


Рисунок 3.12 – Оптимальний добовий графік роботи КУ на підстанції 504



Рисунок 3.13 – Добовий графік втрат потужності в мережі

Мінімізуючи кількість комутацій, графік роботи КУ набуде наступного вигляду (рисунок 3.14):

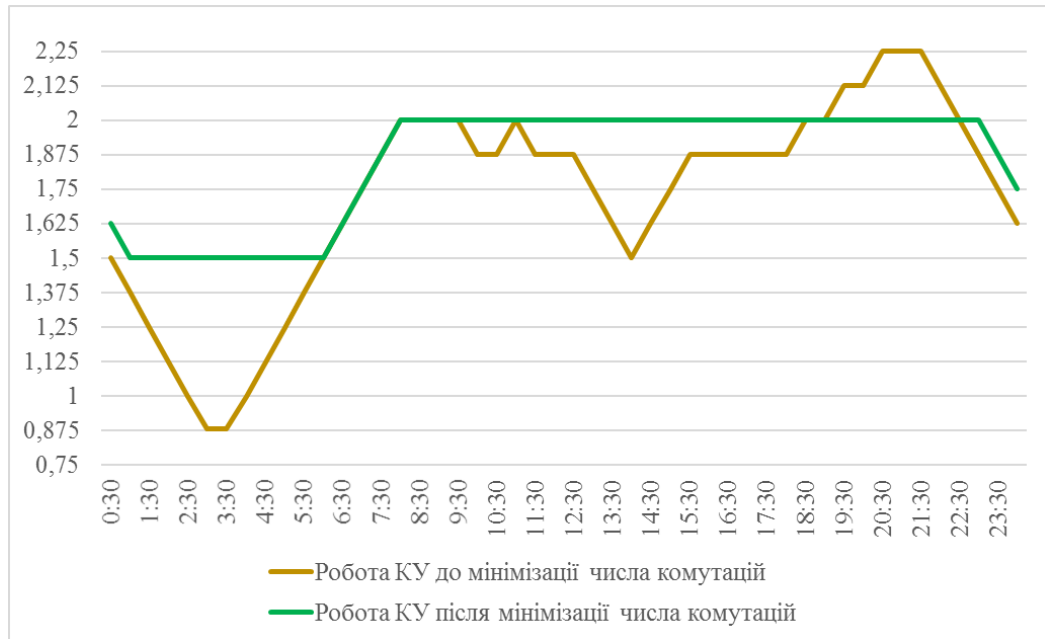


Рисунок 3.14 – Оптимальний добовий графік роботи КУ на підстанції 504

При цьому добовий графік втрат електроенергії в мережі у порівнянні з початковим графіком показано на рисунку 3.15



Рисунок 3.15 – Добовий графік втрат електроенергії в мережі при оптимальному графіку роботи КУ на підстанції 504

Порівняння добових графіків зміни напруги на стороні НН підстанції 504 до без роботи КУ та з їхньою роботою за оптимальним графіком наведено на рисунку 3.16.

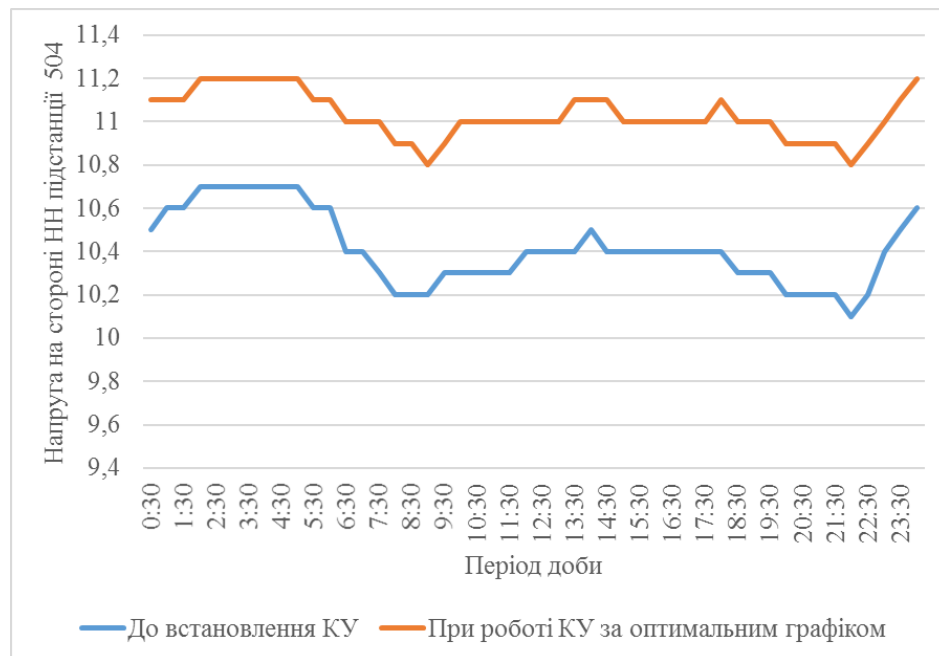


Рисунок 3.16 – Добовий графік зміни напруги на підстанції 504 на стороні НН до без роботи КУ та з їхньою роботою за оптимальним графіком

З графіка видно, що при роботі КУ рівні напруги є зависокими. Тому з метою забезпечення належного рівня якості електроенергії необхідно здійснювати регулювання напруги за допомогою трансформатору з РПН.

Висновки до розділу 3

Виконано аналіз впливу потоків реактивної потужності на функціонування РЕМ. Перетоки реактивної потужності можуть призвести до збільшення струму в мережі, підвищуючи витрати на опори та провід більшого перерізу. Компенсація реактивної потужності може спричинити понаднормові обсяги передачі активної потужності. При передачі реактивної

потужності в РЕМ є ризик підвищення втрат напруги в мережі, що тягне за собою погіршення якості електроенергії.

Розглянуто засоби компенсації реактивної потужності, такі як батареї статичних конденсаторів, синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори тощо.

Досліджено використання принципу найменшої дії для оптимізації перетоків реактивної потужності РЕМ. Даний принцип дозволяє підвищити ефективність керування перетоками реактивної потужності у РЕМ шляхом оптимізації розміщення додаткових джерел реактивної потужності.

Визначено оптимальний графік роботи джерел реактивної потужності на підстанції 504. При виборі враховано ступені регулювання конденсаторних установок та зведено до мінімуму кількість комутацій за добу зі збереженням максимальної ефективності роботи КУ.

Таким чином, встановлення ДРП на підстанції 504 і їхня робота за оптимальним графіком дозволяє зменшувати втрати електроенергії в мережі на 5,41 тис. кВт на добу.

4 АНАЛІЗ ХАРАКТЕРНИХ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ТА РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Розрахунок усталеного режиму ЕМ здійснюється з використанням програмного комплексу Втрати «RVM – High». Даний ПК виконує розрахунок усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їхній тип та кількість).

4.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

До основних результатів розрахунків, отриманих завдяки використанню цієї програми відносяться втрати потужності й електроенергії в заданій електричній мережі. Проте водночас програма рахує й усталений режим електричної мережі, надаючи результати розрахунку значень напруг у вузлах ЕМ та струмів в її вітках.

Одержані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ наведені у Додатку В в вигляді трьох таблиць, що містять у собі загальні результати розрахунків втрат електроенергії та результати розрахунків по вітках і вузлах.

Розрахунки мережі з урахуванням розвитку наведено у Додатку Г.

Після цього виконуються розрахунки режимів максимальних (усталених), мінімальних навантажень та післяаварійного режиму роботи мережі. У максимальному режимі рівень напруг у балансуєчих вузлах задаються на рівні 115 кВ.

Режим мінімальних навантажень — це режим, при якому споживачі мають найменше споживання електричної енергії. У цьому режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах встановлюється на рівні 110 кВ.

Післяаварійний режим — це режим роботи енергосистеми, який передбачає планове обмеження навантаження для деяких споживачів з метою

забезпечення належної надійності та якості електропостачання для тих споживачів, які залишаються підключеними. У цьому режимі рівень напруги в балансуючих вузлах встановлюється на рівні 121 кВ.

Аналізуючи одержану інформацію, можна переконатися, що напруга в усіх вузлах відповідає допустимим значенням і не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном}}$.

Вхідні дані та результати розрахунку для мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку представлені в Додатках Д та Е.

4.2 Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно функціонувати лише при нормованих значеннях частоти та напруги, оскільки ці параметри є основними показниками якості електроенергії. Основною задачею підтримки напруги в живлячих мережах є забезпечення необхідних стандартів якості енергії. У розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги виконується безпосередньо в центрах живлення за допомогою трансформаторів з регулюванням первинної напруги (РПН). Це регулювання проводиться для забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги підстанцій. Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН наведені в таблицях 4.1-4.2.

Таблиця 4.1 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	110,78	105,51	117,07
502	111,48	106,25	117,72
503	111,13	105,87	117,41
504	110,43	105,13	116,74

Таблиця 4.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,22	9,69	10,85
502	10,33	9,82	10,95
503	10,65	10,15	11,25
504	10,16	9,63	10,79

Рівні напруги на шинах ВН залежать від параметрів існуючої мережі та визначаються в процесі розрахунку режиму максимальних навантажень (Додаток Г).

Дійсне значення напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{ВН} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (4.1)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{ВН}} \quad (4.2)$$

де $U_{ВН}$ – розрахунковий рівень напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації визначається з умови забезпечення необхідного рівня напруги U_{HH6} на стороні НН трансформаторної підстанції (приймається U_{HH6} рівним 10,5 кВ, що дозволяє компенсувати спади напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T\delta} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН\delta}} . \quad (4.3)$$

Після цього виконується розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації трансформатора і визначається номер відпайки, враховуючи межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації обраних трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, та межі регулювання $\pm 9 \times 1,78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації проводиться за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (4.4)$$

З урахуванням меж регулювання, кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає відповідному номеру відпайки, визначається як добуток розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (4.4) на відносне число робочих витків, яке відповідає номеру відпайки.

За формулою (4.2) розраховуються втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((15) \cdot (4,38 / 2)) + (8,5) \cdot (86,7 / 2)}{110,78} = 3,62 \text{ кВ}$$

За (4.3) знаходиться бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T501\delta} = \frac{110,78 + 3,62}{10,5} = 10,21$$

Ближчий згідно таблиці 4.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501\delta} = 10,141$, що відповідає одинадцятій відпайці.

Дійсний рівень напруги у першому вузлі розраховується за формулою (4.1).

$$U_{\text{HH501д}} = \frac{110,78 + 3,62}{10,141} = 10,57 \text{ кВ.}$$

Таблиця 4.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Тб}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуються для інших нових вузлів споживання схеми. Результати розрахунків зведено до таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,62	10,21	10,57	11	10,141	0,099
502	3,19	10,31	10,52	10	10,298	0,097
503	-0,33	10,62	10,5	8	10,611	0,094
504	3,78	10,16	10,52	11	10,141	0,099

Після розроблення заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було розраховано режим максимальних навантажень мережі та визначено бажані коефіцієнти трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (Додаток Є).

Висновки до розділу 4

В даному розділі за допомогою програмного комплексу Втрата «RVM – High» розраховано усталений режим в електричній мережі, проаналізовано отримані значення напруг у вузлах та струмів у вітках ЕМ.

Виконано регулювання напруги на підстанціях за допомогою РПН. Після впровадження заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було проведено розрахунок режиму максимальних навантажень електричних мереж та визначено оптимальні коефіцієнти трансформації для підстанцій 501, 502, 503, 504. Результати показали, що рівень напруги в цих вузлах знаходиться в межах $\pm 10\%$ від номінального значення, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

5 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Заходи забезпечення надійності та безпечної експлуатації електроустановок повинні виконуватись згідно з організаційно-технічною підготовкою до будівництва і виконанням робіт у повній відповідності до чинних норм, правил і технологічних карт.

5.1 Охоронні заходи

Для забезпечення електробезпеки на об'єкті будівництва, необхідно:

- виконати захисне заземлення в зоні встановлення обладнання;
- забезпечити необхідні відстані до струмопровідних елементів та розташовати їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- передбачити електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- передбачити застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- передбачити застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Швидкість руху транспорту біля місць виконання робіт не повинна перевищувати 10 км/год на прямих ділянках дороги й 5 км/год на поворотах.

Під час монтажу тимчасових повітряних ліній електропередачі проводи необхідно розміщати на висоті не менш 4,5 м, а в місцях проїзду транспорту - на висоті не менш 6,0 м.

Біля будівель і споруд висотою до 20 м установлюється границя небезпечної зони шириною 5 м. При переміщенні вантажів кранами й механізмами на висоті до 20 м границя небезпечної зони становить 7 м.

Площадки для вантажно-розвантажувальних робіт повинні бути спланованими з ухилом не більше 5%.

Засоби захисту, застосовані для запобігання або зменшення впливу небезпечних та шкідливих виробничих чинників, що виникають при електромонтажних роботах, повинні відповідати вимогам ДСТУ 7239:2011 «Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація» [24]. Усі особи, котрі перебувають на будівельному майданчику повинні бути забезпечені захисними касками згідно з ДСТУ EN 397:2017 [25] «Каски захисні промислові (EN 397:2012 + A1:2012, IDT)».

Вся будівельна техніка, пристрої, інструменти, що застосовуються на будівниці, повинні відповідати вимогам ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12)» [26], НПАОП 0.00-1.80-18 «Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання» [27].

При транспортуванні будівельних вантажів і будівельної техніки потрібно дотримуватись «Правил дорожнього руху», затверджених МВС України і НПАОП 0.00- 1.62-12 «Правила охорони праці на автомобільному транспорті» [28].

Адміністративно-побутова зона повинна бути обгороджена і освітлюватися, в темну пору доби, світильниками (прожекторами), підвішеними на дерев'яних опорах. Освітленню підлягають також територія будівельного майданчика, робочі місця та проїзди і проходи до них. Норми освітленості повинні відповідати вимогам ДСТУ Б А.3.2-15:2011 «Норми освітлення будівельних майданчиків» [29].

Позначення небезпечних зон будівництва на об'єктах виконується за допомогою сигнальних прапорців.

Організація праці повинна забезпечувати її високу продуктивність, своєчасність виконання робіт, необхідну якість будівництва й безпечні умови праці.

З усіма працюючими повинен проводитися вступний інструктаж і інструктаж на робочих місцях з техніки безпеки, пожежної безпеки й виробничої санітарії.

До робіт з монтажу обладнання підстанції можуть допускатися особи, яким виповнилося 18 років, що пройшли медичний огляд, навчені безпечним методам роботи і мають посвідчення з перевірки знань з техніки безпеки і охорони праці.

Усі отвори, що знаходяться в зоні виконання монтажних робіт (люки, технологічні отвори в перекриттях та ін.), повинні бути обгороджені або перекриті міцними настилами, що не зміщуються при випадкових ударах.

Роботи з монтажу та демонтажу виробів, пов'язаних з небезпекою запорошення або опіку очей, слід виконувати в захисних окулярах.

5.2 Протипожежні заходи та протипожежний захист

Протипожежні розриви між будівлями і спорудами прийняті згідно з ДБН Б.2.2- 12:2019 «Планування та забудова територій» [30], ПУЕ [5] та п.12 «Норм технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ» (ГКД 341.004.001-94) [31] та дозволяють:

- використовувати індустріальні методи виконання будівельних і монтажних робіт;
- ревізію, ремонти і випробування обладнання з застосуванням машин, механізмів і пересувних лабораторій;
- під'їзд пожежних машин.

Витрати води для пожежогасіння будівель і трансформаторів складають 10 л/с. Гасіння пожежі виконується пожежною бригадою 4-ДПРЧ управління ДСНС у Вінницькій області.

До об'єкту передбачено два автомобільні під'їзди, ширина яких складає не менше 3.5 м. Уся територія має зовнішню огорожу висотою не менше 2 м.

На об'єкті повинна бути наявна наступна документація з пожежної безпеки:

- загальнооб'єктова інструкція з заходів пожежної безпеки; інструкції з пожежогасіння в приміщеннях об'єктів;
- інструкція по утриманню і застосуванню первинних засобів пожежогасіння;
- картки пожежогасіння;
- плани та графіки проведення протипожежних тренувань, навчання і перевірки знань персоналу, технічного нагляду за системами пожежного захисту, а також інша документація відповідно до вимог ПТЕ [32].

5.3 Розрахунок заземлюючого пристрою ПС 504

Передбачається встановлення заземлювального пристрою на ПС 504. Заземлюючий пристрій об'єктів улаштовується відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2017 [5] та ДСТУ Б В.2.5-82:2016 – «Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом» [33].

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для розрахунку заземлення

Найменування параметра	Значення параметра
Загальна довжина горизонтального заземлювача, м	1230
Довжина одиничного вертикального заземлювача, м	3
Кількість вертикальних заземлювачів	25
Питомий опір ґрунту, Ом/м	100
Ширина полоси горизонтального заземлювача, мм	40
Глибина закладання полоси, м	0,7
Діаметр вертикального заземлювача, м	0,016

Методику розрахунку взято в [34].

Розрахунок опору горизонтального заземлювача проводиться за формулою:

$$R_r = \frac{\rho}{\pi \cdot L_r} \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot L_r^2}{\sqrt{d \cdot h}} \right) \right), \quad (5.1)$$

де ρ – питомий опір ґрунту;

L_r - довжина горизонтального заземлювача;

d – ширина горизонтального заземлювача;

h – глибина закладання полоси.

$$R_r = \frac{100}{\pi \cdot 1230} \cdot \left(\ln \left(\frac{1,5 \cdot 1230^2}{\sqrt{0,04 \cdot 0,7}} \right) \right) = 0,425 \text{ Ом.}$$

Розрахунок опору вертикального заземлювача проводиться за формулою:

$$R_b = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L_r} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_b}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot L_b + 7 \cdot h}{L_b + 7 \cdot h} \right) \right), \quad (5.2)$$

де L_b – довжина вертикального заземлювача;

d – ширина вертикального заземлювача;

h – довжина від поверхні землі до верхнього кінця труби.

$$R_b = \frac{100}{2 \cdot \pi \cdot 3} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0,7}{3 + 7 \cdot 0,7} \right) \right) = 30,62 \text{ Ом.}$$

Розрахунок загального опору заземлювача проводиться за формулою:

$$R = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_B}{R_B \cdot \eta_1 + R_{\Gamma} \cdot \eta_1 \cdot n} \quad (5.3)$$

де R_{Γ} – опір горизонтального заземлювача;

R_B – опір вертикального заземлювача;

n – кількість вертикальних заземлювачів;

η_1, η_2 – коефіцієнти використання вертикальних та горизонтальних заземлювачів.

$$R = \frac{0,425 \cdot 30,62}{30,62 \cdot 0,76 + 0,443 \cdot 0,45 \cdot 25} = 0,464 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ питомий опір заземлювача не повинен перевищувати 0,5 Ом, отже проектний контур заземлювача задовольняє вимоги.

Висновки до розділу 5

В даному розділі наведено перелік заходів для забезпечення надійності та безпечної експлуатації електроустановок, а також нормативні документи в яких дані заходи передбачені.

Для ПС 504 виконано розрахунок заземлюючого пристрою. Проектний контур заземлювача відповідає вимогам ПУЕ, а отже забезпечить електробезпеку персоналу та захистить підстанцію від перенапруг.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проєкту розвитку електричної мережі в цілому.

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

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (6.1)$$

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (6.2)$$

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

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

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (6.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (6.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (4849 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (6.5)$$

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

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

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередачі: 8-504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- реконструкція ПС «Черемошне».

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 203-502 та 10-503;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 502 та 503;
- спорудження відгалужувальної опори у вузлі 203.

На третьому році:

- будівництво лінії електропередачі: 502-501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501.

На четвертому році:

- будівництво лінії електропередачі: 501-503.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у таблицях 6.1-6.2.

Таблиця 6.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч. ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект- ні роботи	Експерт- тиза проекту	Загальна коштов- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю							
1.7	110/10 кВ, 16 МВ×А	2 од.	601,882	22566,38	734,56	601,984	4,916	24509,72
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,57 0	72,410	2,138	2886,024

Продовження таблиці 6.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторам и струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторам и струму	2 од.	74,910	2709,418	111,31 1	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,38 6	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			435,935	13608,50 6	605,72 2	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	540,624	4829,678	130,39 6	146,328	14,000	5661,026
3.1.5	Камера з трансформаторам и напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			926,784	7288,849	211,32 2	224,888	24	8675,842
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 комп. л.	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540

Продовження таблиці 6.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Всього			135,424	2096,27	103,09 8	61,348	4,026	3,287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 комп. л.	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 комп. л.	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 комп. л.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- 10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,96 5	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			59164,82					

Таблиця 6.2 – Вартість реконструкції ПС «Черемошне»

Ч. ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.5	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ, 1 фаза	2	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110 кВ	1	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			503,487	7822,37	372,237	228,335	5,57	8931,997
Загальна кошторисна вартість			8931,997					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 68096,82 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у таблицях 6.3–6.5.

Таблиця 6.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч. ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю							
1.6	110/10 кВ, 10 МВ×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	2,028	19004,22
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024

Продовження таблиці 6.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	74,910	2709,418	111,31 1	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,38 6	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			435,935	13608,50 6	605,72 2	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,000	2830,513
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			656,472	4874,01	146,12 4	151,724	17	5845,329
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 комп. л.	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,09 8	61,348	4,026	3287,266

Продовження таблиці 6.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 комп. л.	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 комп. л.	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 комп. л.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- 10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			54116,07					

Таблиця 6.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч. ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю							
1.5	110/10 кВ, 6,3 МВ×А	2 од.	517,488	13498,93 6	451,37 2	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,57 0	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	74,910	2709,418	111,31 1	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,38 6	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			435,935	13608,50 6	605,72 2	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2,000	808,718

Продовження таблиці 6.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			463,392	3149,125	99,554	99,464	12	3823,534
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 комп. л.	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 комп. л.	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 комп. л.	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 комп. л.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664

Продовження таблиці 6.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- 10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			47933,08					

Таблиця 6.5 – Вартість облаштування відгалуження від вузла 203

Ч. ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект- ні роботи	Експер- тиза проєкту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23
Загальна кошторисна вартість			586,237					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 102635,4 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч. ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрат и	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю							
1.7	110/10 кВ, 16 МВ×А	2 од.	601,882	22566,38	734,56	601,984	4,916	24509,72
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,57 0	72,410	2,138	2886,024
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	74,910	2709,418	111,31 1	74,287	1,216	2971,142
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,38 6	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
Всього ВРУ 110 кВ			435,935	13608,50 6	605,72 2	377,473	8,934	15036,573
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	12 од.	463,392	4139,724	111,76 8	125,424	12,000	4852,308

Продовження таблиці 6.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
Всього ЗРУ 10 кВ			849,552	6598,895	192,694	203,984	22	7867,124
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:							
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 комп. л.	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
5	ЗПК:							
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ							
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 комп. л.	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 комп. л.	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681

Продовження таблиці 6.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 комп. л.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- 10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)							
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			61643,37					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 61643,37 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{Т}} \cdot l, \quad (6.6)$$

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 8,05 \cdot 1,5 = 17449,21 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 10,01 + 1445,069 \cdot 14 = 34696,11 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 13,3 = 19219,42 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_{\text{ЛЕП4}} = 1445,069 \cdot 22,05 = 31853,77 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 17449,21 + 68096,82 = 85546,03 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_2 = 34696,11 + 102635,4 = 137331,5 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_3 = 19219,42 + 61643,37 = 80862,79 \text{ (тис. грн.)};$$

$$K_4 = 31853,77 + 0 = 31853,77 \text{ (тис. грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (6.7)$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (6.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (6.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (6.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (7.9-7.10) маємо:

$$B_{Л1} = (17449,21 \cdot 0,3)/100 = 52,35 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{Л2} = (34696,11 \cdot 0,3)/100 = 104,09 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{Л3} = (19219,42 \cdot 0,3)/100 = 57,66 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{Л4} = (31853,77 \cdot 0,3)/100 = 95,56 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{П1} = (68096,82 \cdot 3)/100 = 2042,91 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{П2} = (102635,4 \cdot 3)/100 = 3079,06 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{П3} = (61643,37 \cdot 3)/100 = 1849,3 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{П4} = (0 \cdot 3)/100 = 0 \text{ (тис. грн.)}.$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку, зміна втрат електроенергії по роках подана в таблиці 6.7:

Таблиця 6.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будів- ництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис. кВт·год
1	ЛЕП: 8-504 П/ст: 504; 8	531	113	6551
2	ЛЕП: 203-502; 10- 503 П/ст: 502; 503; 203	70	98	944
3	ЛЕП: 502-501 П/ст: 501	641	95	3327
4	ЛЕП: 501-503 П/ст: –	-63	0	-275

Річні видатки було розраховано за виразом (6.7).

$$B_1 = 52,35 + 2042,9 + 6551 \cdot 3,68 = 26202,93 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_2 = 104,09 + 3079,06 + 944 \cdot 3,68 = 6657,07 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_3 = 57,66 + 1849,3 + 3327 \cdot 3,68 = 14150,32 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_4 = 95,56 + 0 + (-275 \cdot 3,68) = -916,44 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

$$W_{1(504)} = 18 \cdot 6200 = 111600 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(502-503(CEC))} = (9 \cdot 6200) + (5 \cdot 1200) = 61800 \text{ МВт·год}.$$

$$W_{3(501)} = 15 \cdot 6200 = 93000 \text{ МВт·год}.$$

У відповідності з (6.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 111600 - 26202,93 = 23079,63 \text{ тис. грн.};$$

$$\Pi_2 = 5,08 \cdot 0,12 \cdot 61800 - 6657,07 = 31016,21 \text{ тис. грн.};$$

$$\Pi_3 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 93000 - 14150,32 = 26918,48 \text{ тис. грн.};$$

$$\Pi_4 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-916,44) = 916,44 \text{ тис. грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (6.1):

$$E'_a = \frac{23079,63 / (1+0,2) + 31016,21 / (1+0,2)^2 + 85546,03 / (1+0,2) + 137331,5 / (1+0,2)^2 + 26918,48 / (1+0,2)^3 + 916,44 / (1+0,2)^4}{+80862,79 / (1+0,2)^3 + 31853,77 / (1+0,2)^4} = 0,248$$

Термін окупності проєкту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,248 = 4,03 \text{ роки.}$$

Основні техніко-економічні показники отриманої ЕМ зведено до таблиці 6.8.

Таблиця 6.8 – Основні техніко-економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	42
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	Год	6200
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	266400
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис. грн	335594,1
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	4,03
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	3,61
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,24
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	9410
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	15610

Висновки до розділу 6

Оцінка техніко-економічних показників дозволяє обрати оптимальний варіант розвитку електричної мережі. Техніко-економічні розрахунки підтверджують ефективність прийнятих рішень і економічну доцільність запропонованих схем розвитку, що обґрунтовує інвестиції в енергетичну інфраструктуру та забезпечує надійне і економічно вигідне електропостачання.

Отримані дані свідчать, що мережа є економічно доцільною і її впровадження дозволить залучити додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту задовільна. Терміни окупності становлять 4 роки.

ВИСНОВКИ

У роботі за допомогою методів оптимізації отримано оптимальну схему розвитку розподільних мереж 110 кВ на території Вінницького району.

Проведено аналіз існуючого стану розподільних мереж 110 кВ та розглянуто основні напрямки їх розвитку, зокрема:

- проектування та приєднання підстанцій для живлення нових споживачів;
- розвиток мереж до нових центрів живлення;
- будівництво нових ліній для покращення надійності мереж;
- перехід від застарілих ЛЕП 35 кВ до ЛЕП 110 кВ.

Наведено вимоги до проектування електричних мереж, у тому числі зроблено акцент на необхідності забезпечення проектованою схемою потрібного рівня надійності.

Здійснено прогнозування сумарного навантаження на найближчі роки до 2027 року та розрахунок режимів максимально можливих навантажень на існуючій мережі з урахуванням прогнозу зростання навантажень. Проведено перевірку відповідності струмових навантажень ліній електропередач та трансформаторів. Для забезпечення ефективної роботи розподільної мережі було розроблено оптимальну схему розвитку мережі за допомогою симплекс-методу та методу динамічного програмування.

Досліджено вплив потоків реактивної потужності на роботу РЕМ. Перетоки реактивної потужності можуть призвести до збільшення струму в мережі, підвищуючи витрати на опори та провід більшого перерізу. Компенсація реактивної потужності може спричинити понаднормові обсяги передачі активної потужності. При передачі реактивної потужності в РЕМ є ризик підвищення втрат напруги в мережі, що тягне за собою погіршення якості електроенергії.

Розглянуто засоби компенсації реактивної потужності, такі як батареї статичних конденсаторів, синхронні компенсатори, статичні тиристорні компенсатори тощо.

Досліджено використання принципу найменшої дії для оптимізації перетоків реактивної потужності РЕМ. Даний принцип дозволяє підвищити ефективність керування потоками реактивної потужності у РЕМ шляхом оптимізації розміщення додаткових джерел реактивної потужності.

Визначено оптимальний графік роботи джерел реактивної потужності на підстанції 504, що дозволить зменшити втрати електроенергії в мережі.

Застосовано регулювання напруги на підстанціях для підвищення якості електроенергії.

Розроблено заходи з забезпечення надійності та безпечної експлуатації електроустановок. Для ПС 504 проведено розрахунок заземлюючого пристрою.

В економічній частині оцінено техніко-економічну ефективність запропонованих рішень щодо розвитку електричної мережі. Підтверджено доцільність обраної схеми розвитку ЕМ, що забезпечить надійне електропостачання та невеликий термін окупності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 110 с.
2. Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній : монографія / П. Д. Лежнюк, О. М. Нанака. – Вінниця : ВНТУ, 2015. – 148 с.
3. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.
4. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації : монографія / І. В. Хоменко, О. А. Плахтій, В. П. Нерубацький, І. В. Стасюк. – Харків: НТУ «ХП», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. – 132 с.
5. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій: навчальний посібник.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матєєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
7. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
8. Лежнюк П. Д., Зелінський В. Ц. Методи оптимізації в електроенергетиці. Симплексний метод . Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 90 с.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

10. П. Д. Лежнюк, Ю. В. Грицюк, і В. М. Пірняк, «Регулювання реактивної потужності й напруги в електричних мережах як допоміжна послуга». Наукові праці Вінницького національного технічного університету, вип. 2. 2012. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/321>

11. Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем / Любов Наумівна Добровольська, Володимир Володимирович Кулик, Петро Дем'янович Лежнюк // Під редакцією Лежнюка П.Д. – Луцьк: ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.

12. Оптимізація режимів електроенергетичних систем: конспект лекцій / В. О. Лесько, В. В. Кулик, В. В. Нетребський. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 138 с.

13. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії: Монографія / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.- 191 с.

14. Кулик В.В., Магас Т.Є., Малогулко Ю.В. Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами SMART GRID. Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. Вінниця, 2011. №4. С.1-6.

15. Mohamed Shawky El Moursi, Zeineldin H.H., James L. Kirtley, Khaled Alobeidli. A Dynamic Master/Slave Reactive PowerManagementScheme for Smart GridsWith Distributed Generation. IEEE Transactions on Power Delivery. 2014. Vol.29, No 3. P. 1157–1167

16. Оптимізація процесу впровадження компенсувальних установок у розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній: монографія / О. Д. Демов. – Вінниця : ВНТУ, 2016. – 97 с.

17. Кулик В. В., Бурикін О. Б., Пірняк В. М. «Оптимізація розміщення джерел реактивної потужності в електричній мережі на основі моделювання її ідеальних режимів». 2017. URL: <https://api.core.ac.uk/oai/oai:ojs.journals.uran.ua:article/129237>

18. Multi-objective reactive power optimisation approach for the isolated grid of new energy clusters connected to VSC-HVDC / Yin S. et al. // The Journal of Engineering. 2017. Vol. 2017, No. 13. P. 1024–1028. doi:10.1049/joe.2017.0484

19. Греськов Д. О., Тептя В. В. Вплив ВДЕ на режими роботи розподільних електромереж. Матеріали ЛІІ Науково-технічної конференції факультету електроенергетики та електромеханіки, тези доповіді, Вінниця. 2023. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem2023/paper/view/18742/15538>

20. Є. А. Волкотруб, В. В. Кулик «Оптимізація перетікань реактивної потужності в розподільних електричних мережах». Вісник Вінницького політехнічного інституту, 2017.

URL:

<https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/download/2148/2102/2374>

21. Демов О.Д. Поетапний розрахунок компенсації реактивної потужності в розподільних електричних мережах із ви-користанням відносних спадів напруги / П.Д. Лежнюк, О.Д. Демов, Ю.Ю. Півнюк // Вісник Приазовського державного технічного університету. Серія: Технічні науки, Вип. 30. Т. 2 – 2015. – с.108-115.

22. Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці [П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Нетребський, В. В. Тептя]: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014. – 212 с. – ISBN 978- 966-641-576-2.

23. Кулик, В.В., Пірняк, В.М. «Оптимізація перетікань реактивної енергії в розподільних електричних мережах з використанням принципу найменшої дії». Вісник Вінницького політехнічного інституту. 6 (Груд. 2017), 71–79.

24. ДСТУ 7239:2011 – «Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація».

25. ДСТУ EN 397:2017 – «Каски захисні промислові (EN 397:2012 + A1:2012, IDT)».

26. ДБН А.3.2-2-2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12)».

27. НПАОП 0.00-1.80-18 – «Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання».

28. НПАОП 0.00 - 1.62-12 – «Правила охорони праці на автомобільному транспорті».

29. ДСТУ Б А.3.2-15:2011 – «Норми освітлення будівельних майданчиків».

30. ДБН Б.2.2- 12:2019 «Планування та забудова територій».

31. ГКД 341.004.001-94 – «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ».

32. ГКД 34.20.507-2003 (в редакції наказу Міненерговугілля від 21.06.2019 № 271) «Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж»

33. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 – «Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом».

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

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Вінницького району з оптимізацією потоків реактивної потужності

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

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

Підрозділ Кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Кулик В. В., професор кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	79%
Загальна схожість	21%

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 (додається)

Автор _____
(підпис)

Греськов Д. О. _____
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я. _____
(прізвище, ініціали)

Експерт
(за потреби)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)
" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
РОЗВИТОК РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 110 КВ НА ТЕРИТОРІЇ
ВІННИЦЬКОГО РАЙОНУ З ОПТИМІЗАЦІЄЮ ПОТОКІВ
РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ
08-21.МКР.021.00.007 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф.

(підпис) Кулик В. В.

Магістр групи 2ЕСМ-23м

(підпис) Греськов Д. О.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена необхідністю забезпечення ефективної роботи розподільних електричних мереж 110 кВ при зростанні споживання електроенергії та розвитку розосередженого генерування. Оптимізація потоків реактивної потужності є важливою складовою для підтримки надійної роботи мереж, зниження втрат та підвищення якості електроенергії;

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування розподільних мереж шляхом їх реконструкції з застосуванням засобів оптимізації потоків реактивної потужності;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський ; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Розроблені проєктні рішення мають відповідати вимогам таких нормативних документів:

1. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проєктної документації на будівництво;

2. ДБН В.2.5-16-99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
3. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
4. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44-2016 Укрупнені показники вартості будівництва ПС напругою від 6 кВ до 150 кВ та ЛЕП напругою від 0.38 кВ до 150 кВ. Норми.
5. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проєктування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
6. ГКД 341.004.002-94 Норми технологічного проєктування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;
7. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
8. ПУЕ: 2017 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розподільних електричних мереж і за результатами аналізу зробити висновок про доцільність їх розвитку.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Дослідження сучасно стану та можливостей подальшого розвитку розподільних мереж 110 кВ	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Оптимізація схеми на конструктивних параметрів розподільної мережі	27.09.24	05.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Шляхи та засоби оптимізації потоків реактивної потужності в	06.10.24	20.10.24	розділ 3 ПЗ

	розподільних мережах			
5	Аналіз характерних режимів розподільної мережі та регулювання напруги	21.10.24	28.10.24	розділ 4 ПЗ
6	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	04.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Економічна частина	05.11.24	12.11.24	розділ 6 ПЗ
8	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
9	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
10	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
11	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
12	Захист МКР	Друга декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект оптимальної схеми розвитку розподільних електричних мереж 110 кВ з урахуванням зростання навантаження у поєднанні з впровадженням енергоощадних заходів.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

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

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

12. Вихідні дані для розрахунку

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

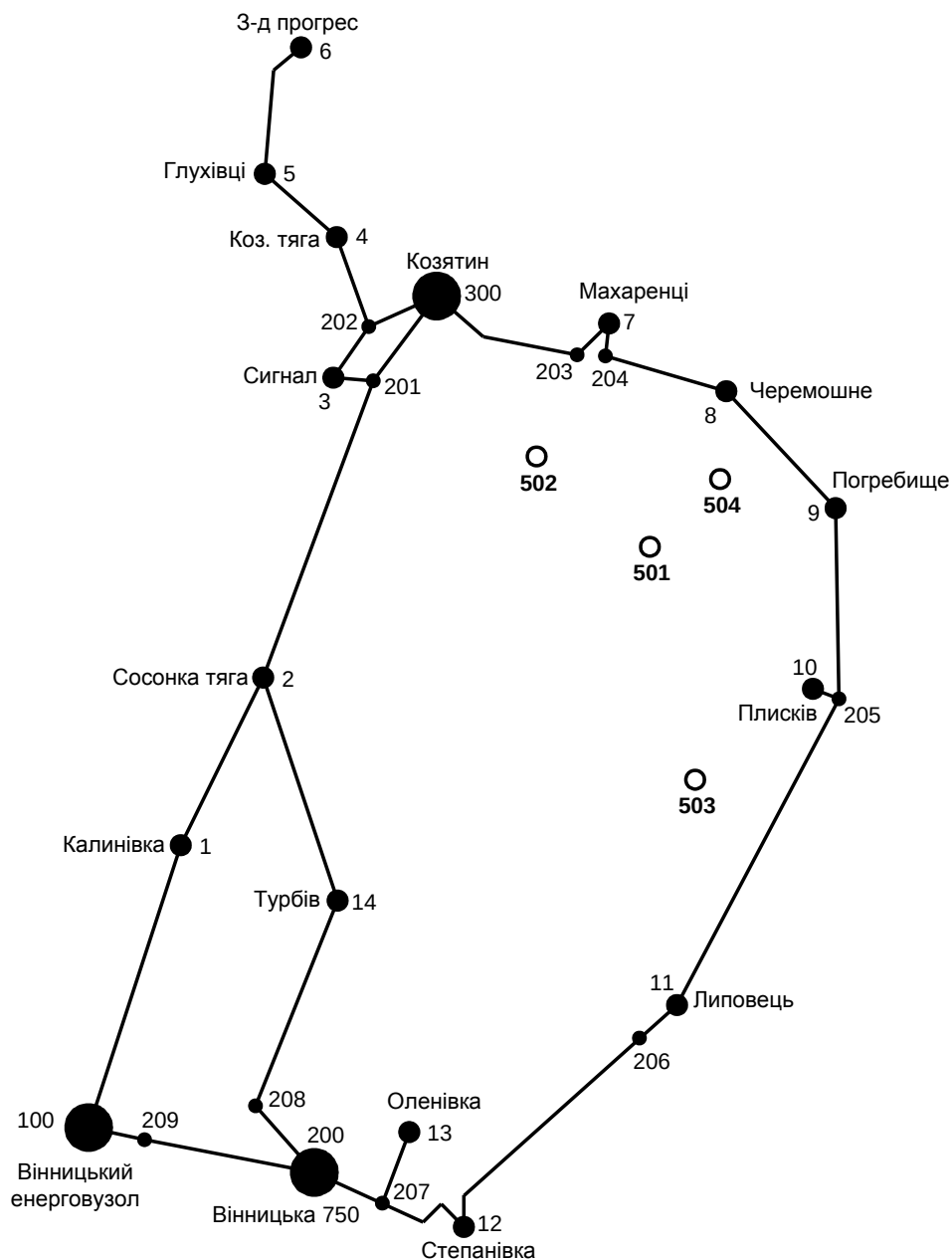


Рисунок Б.1 – Схема електричної мережі та географічне розташування споживачів

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт

год недовідпущеної споживачам електроенергії 805 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у таблицях Б.3 та Б.4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

Таблиця Б.1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)	Нова 1 (501)
Навантаження, МВт	15,0	9,0	5,0	18,0
cos φ	0,87	0,89	1	0,9
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	75	78	80	82	85	90	95	96	97	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150

Продовження таблиці Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Калинівка	0,89	6,3 + j3,23	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
2	Сосонка тяга	0,87	13,0 + j7,37	ТДТНЖ-25000/27/10	2
3	Сигнал	0,9	7,4 + j3,58	ТДТН-16000/110/35/10	2
4	Козятин тяга	0,87	17,0 + j9,63	ТДТНЖ-40000/27/10	2
5	Глухівці	0,9	4,5 + j2,18	ТДН-10000/110/10	1
6	Завод Прогрес	0,88	5,8 + j3,13	ТДН-16000/110/10	1
7	Махаренці	0,87	4,8 + j2,72	ТДТН-10000/110/35/10	1
8	Черемошне	0,86	3,2 + j1,9	ТМН-6300/110/10	1
9	Погребище	0,87	5,1 + j2,89	ТДТН-10000/110/35/10	2
10	Плисків	0,85	2,8 + j1,74	ТМН-6300/110/10	1
11	Липовець	0,9	6,4 + j3,1	ТДТН-16000/110/35/10	1
12	Степанівка	0,87	2,9 + j1,64	ТМН-6300/110/10	1
13	Оленівка	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
14	Турбів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

Додаток В
(довідниковий)

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.163 МВт / 877.428 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.560 МВт / 863.386 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.836 МВт / 3.609 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.836 МВт / 3.609 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.505 МВт / 4.425 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.318 МВт / 1.372 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.823 МВт / 5.797 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.178 МВт / 9.406 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-60.754	-35.096	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.221	-0.28
7	Махаренці	0.000	0.000	114.051	-0.32
204	204	0.000	0.000	113.951	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	113.492	-0.52
9	Погребище	0.000	0.000	113.093	-0.62
205	205	0.000	0.000	113.126	-0.61
10	Плисків	0.000	0.000	113.115	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	113.567	-0.50
206	206	0.000	0.000	113.683	-0.47
12	Степанівка	0.000	0.000	114.586	-0.15
207	207	0.000	0.000	114.752	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	114.672	-0.11
200	ВП ПС-750	-31.009	-13.862	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98
10001		7.150	3.660	10.693	-1.96
300011		0.000	0.000	112.433	-1.41
200011		0.000	0.000	37.641	-1.41

100011	0.000	0.000	10.693	-1.96
30002	0.000	0.000	111.155	-2.37
20002	0.000	0.000	26.579	-2.37
10002	14.750	8.360	10.622	-2.34
300022	0.000	0.000	111.162	-2.37
200022	0.000	0.000	26.581	-2.37
100022	0.000	0.000	10.623	-2.34
30003	0.000	0.000	112.630	-1.88
20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	109.179	-3.81
20007	0.000	0.000	36.551	-3.81
10007	5.440	3.090	10.180	-5.95
10008	3.630	2.150	10.369	-4.10
30009	0.000	0.000	110.690	-2.46
20009	0.000	0.000	37.057	-2.46
10009	5.780	3.280	10.453	-3.55
300099	0.000	0.000	110.692	-2.46
200099	0.000	0.000	37.058	-2.46
100099	0.000	0.000	10.454	-3.55
100010	3.180	1.970	10.379	-3.75
3000111	0.000	0.000	110.334	-3.48
2000111	0.000	0.000	36.938	-3.48
1000111	7.260	3.520	10.536	-3.44
100012	3.290	1.860	10.546	-3.31
100013	3.400	1.650	10.593	-3.39
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853

30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.847	2.893	1.716	0.005	0.131	0.018	2.498
30009	10009	2.893	1.716	2.888	1.640	0.005	0.076	0.018	1.509
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.183	-0.000
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.076	0.018	1.508
9	300099	2.898	1.846	2.894	1.715	0.005	0.131	0.018	2.496
300	203	14.563	8.396	14.505	8.268	0.058	0.128	0.084	0.780
203	7	14.505	8.607	14.489	8.584	0.016	0.023	0.085	0.171
7	204	8.996	4.695	8.990	4.687	0.006	0.008	0.051	0.100
204	8	8.990	5.013	8.969	4.966	0.021	0.047	0.052	0.461
8	9	5.308	2.996	5.295	2.976	0.014	0.020	0.031	0.401
9	205	-0.542	-0.453	-0.542	-0.453	0.000	0.000	-0.004	-0.033
205	11	-3.748	-2.055	-3.759	-2.071	0.011	0.015	-0.022	-0.444
11	206	-11.071	-5.735	-11.079	-5.747	0.008	0.012	-0.063	-0.116
206	12	-11.079	-5.288	-11.136	-5.393	0.057	0.105	-0.062	-0.907
12	207	-14.452	-7.097	-14.466	-7.122	0.014	0.025	-0.081	-0.166
207	200	-17.893	-8.737	-17.919	-8.783	0.025	0.046	-0.100	-0.248
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324

300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
205	10	3.206	2.285	3.206	2.285	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.195	2.231	3.178	1.969	0.017	0.261	0.020	4.827
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3000111	7.285	4.005	7.270	3.518	0.014	0.486	0.042	3.433
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.014	0.000	0.042	0.173
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.258	0.020	4.515
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.861	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.905	3.398	1.649	0.017	0.255	0.020	4.114
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.650	2.482	3.628	2.149	0.022	0.332	0.022	5.357
7	30007	5.473	3.864	5.455	3.373	0.018	0.489	0.034	5.111
30007	10007	5.455	3.373	5.437	3.088	0.018	0.284	0.034	3.078
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Г
(довідниковий)

**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ**

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.632 МВт / 1258.215 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.560 МВт / 1231.306 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.015 МВт / 8.701 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.015 МВт / 8.701 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.623 МВт / 5.461 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.505 МВт / 2.181 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.129 МВт / 7.643 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.784 МВт / 16.344 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-91.611	-56.412	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	112.394	-0.85
7	Махаренці	0.000	0.000	112.084	-0.92
204	204	0.000	0.000	111.845	-0.97
8	Черемошне	0.000	0.000	110.752	-1.33
9	Погребище	0.000	0.000	110.846	-1.25
205	205	0.000	0.000	111.213	-1.12
10	Плисків	0.000	0.000	111.199	-1.12
11	Липовець	0.000	0.000	112.571	-0.79
206	206	0.000	0.000	112.770	-0.74
12	Степанівка	0.000	0.000	114.368	-0.21
207	207	0.000	0.000	114.633	-0.12
13	Оленівка	0.000	0.000	114.552	-0.15
200	ВП ПС-750	-38.621	-18.632	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39

30001	0.000	0.000	111.883	-1.98
20001	0.000	0.000	37.457	-1.98
10001	7.150	3.660	10.693	-1.96
300011	0.000	0.000	112.433	-1.41
200011	0.000	0.000	37.641	-1.41
100011	0.000	0.000	10.693	-1.96
30002	0.000	0.000	111.155	-2.37
20002	0.000	0.000	26.579	-2.37
10002	14.750	8.360	10.622	-2.34
300022	0.000	0.000	111.162	-2.37
200022	0.000	0.000	26.581	-2.37
100022	0.000	0.000	10.623	-2.34
30003	0.000	0.000	112.630	-1.88
20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	107.093	-4.54
20007	0.000	0.000	35.853	-4.54
10007	5.440	3.090	9.975	-6.76
10008	3.630	2.150	10.092	-5.11
30009	0.000	0.000	108.386	-3.17
20009	0.000	0.000	36.286	-3.17
10009	5.780	3.280	10.230	-4.30
300099	0.000	0.000	108.388	-3.17
200099	0.000	0.000	36.286	-3.17
100099	0.000	0.000	10.230	-4.31
100010	3.180	1.970	10.187	-4.37
3000111	0.000	0.000	109.304	-3.82
2000111	0.000	0.000	36.593	-3.82
1000111	7.260	3.520	10.437	-3.78
100012	3.290	1.860	10.524	-3.39
100013	3.400	1.650	10.581	-3.43
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89
504	0.000	0.000	110.428	-1.42
502	0.000	0.000	111.476	-1.05
503	0.000	0.000	111.133	-1.07
501	0.000	0.000	110.782	-1.19
100501	15.000	8.500	10.221	-4.25
1005012	0.000	0.000	10.222	-4.25
100502	9.000	4.610	10.335	-3.94
1005022	0.000	0.000	10.335	-3.94
100503	-5.000	0.000	10.651	1.48
1005032	0.000	0.000	10.650	1.48
100504	18.000	8.720	10.163	-5.14
1005042	0.000	0.000	10.164	-5.14

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.857	2.893	1.719	0.005	0.137	0.018	2.600
30009	10009	2.893	1.719	2.888	1.640	0.005	0.079	0.018	1.568
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.187	-0.000
300099	100099	2.894	1.718	2.889	1.638	0.005	0.079	0.018	1.567
9	300099	2.899	1.855	2.894	1.718	0.005	0.137	0.018	2.598
203	7	24.912	16.232	24.862	16.159	0.050	0.073	0.152	0.313
7	204	19.368	12.239	19.337	12.195	0.030	0.043	0.118	0.240
204	8	19.337	12.510	19.227	12.265	0.110	0.244	0.119	1.107
8	9	-2.576	0.248	-2.579	0.245	0.003	0.004	-0.013	-0.098
9	205	-8.414	-3.213	-8.435	-3.243	0.020	0.030	-0.047	-0.372
205	10	2.661	3.775	2.661	3.774	0.000	0.000	0.024	0.014
10	503	-0.545	1.714	-0.546	1.712	0.001	0.001	-0.009	0.064
503	501	4.415	1.927	4.405	1.912	0.010	0.015	0.025	0.355
501	502	-10.680	-7.388	-10.729	-7.460	0.049	0.071	-0.068	-0.699
502	203	-19.786	-12.470	-19.905	-12.642	0.119	0.172	-0.121	-0.925
502	100502	4.513	2.609	4.496	2.305	0.017	0.303	0.027	3.662
100502	1005022	-4.498	-2.302	-4.498	-2.302	0.000	0.000	-0.282	-0.000
502	1005022	4.515	2.606	4.498	2.302	0.017	0.303	0.027	3.658
501	100501	7.521	4.817	7.493	4.252	0.028	0.562	0.046	4.191
100501	1005012	-7.498	-4.242	-7.498	-4.242	0.000	0.000	-0.486	-0.001
501	1005012	7.527	4.807	7.498	4.242	0.028	0.562	0.046	4.184
503	100503	-2.491	0.110	-2.498	-0.001	0.007	0.111	-0.013	-0.203
100503	1005032	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.135	0.000
503	1005032	-2.491	0.112	-2.498	0.001	0.007	0.111	-0.013	-0.200

300	203	45.420	29.712	44.817	28.376	0.600	1.331	0.272	2.618
205	11	-11.096	-6.357	-11.195	-6.500	0.098	0.142	-0.066	-1.369
11	206	-18.507	-10.179	-18.531	-10.213	0.024	0.034	-0.108	-0.201
206	12	-18.531	-9.762	-18.701	-10.073	0.170	0.310	-0.107	-1.607
12	207	-22.017	-11.780	-22.050	-11.840	0.033	0.060	-0.126	-0.265
207	200	-25.477	-13.456	-25.531	-13.553	0.053	0.097	-0.145	-0.368
504	100504	9.031	5.131	8.992	4.363	0.039	0.765	0.054	4.564
100504	1005042	-8.997	-4.351	-8.998	-4.351	0.000	0.000	-0.567	-0.001
504	1005042	9.037	5.120	8.998	4.351	0.039	0.765	0.054	4.555
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	100012	3.305	2.119	3.288	1.859	0.017	0.259	0.020	4.532
300099	200099	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.123
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.015	7.270	3.518	0.015	0.495	0.043	3.499
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.043	0.174
8	504	18.142	10.269	18.104	10.213	0.038	0.056	0.108	0.328
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
10	100010	3.196	2.241	3.178	1.969	0.018	0.271	0.020	4.982
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	10008	3.651	2.501	3.628	2.149	0.023	0.351	0.023	5.624
7	30007	5.475	3.897	5.456	3.385	0.019	0.509	0.035	5.312
30007	10007	5.456	3.385	5.437	3.088	0.019	0.296	0.035	3.195
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Д
(довідниковий)

**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ**

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.863 МВт / 1260.236 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.560 МВт / 1231.306 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220–35 кВ: 2.245 МВт / 9.694 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.245 МВт / 9.694 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.568 МВт / 4.974 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.560 МВт / 2.417 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.127 МВт / 7.391 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750–35 кВ: 3.956 МВт / 17.086 млн.кВт*г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-91.755	-57.901	110.000	0.00
202	202	0.000	0.000	109.388	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	107.945	-0.75
5	Глухівці	0.000	0.000	107.605	-0.89
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.162	-1.06
3	Сигнал	0.000	0.000	109.390	-0.23
201	201	0.000	0.000	109.391	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.318	-0.58
1	Калинівка	0.000	0.000	108.360	-0.58
100	Вінницький енерговузол	-8.399	-4.988	110.000	0.00
203	203	0.000	0.000	107.221	-0.92
7	Махаренці	0.000	0.000	106.891	-0.99
204	204	0.000	0.000	106.637	-1.05
8	Черемошне	0.000	0.000	105.472	-1.45
9	Погребище	0.000	0.000	105.572	-1.35
205	205	0.000	0.000	105.960	-1.21
10	Плисків	0.000	0.000	105.945	-1.21
11	Липовець	0.000	0.000	107.408	-0.85
206	206	0.000	0.000	107.620	-0.80
12	Степанівка	0.000	0.000	109.326	-0.22
207	207	0.000	0.000	109.608	-0.13
13	Оленівка	0.000	0.000	109.524	-0.16
200	ВП ПС-750	-38.709	-19.319	110.000	0.00
209	209	0.000	0.000	110.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	109.735	-0.09
14	Турбів	0.000	0.000	108.744	-0.42
30001		0.000	0.000	106.716	-2.17
20001		0.000	0.000	35.727	-2.17
10001		7.150	3.660	10.198	-2.15
300011		0.000	0.000	107.293	-1.55
200011		0.000	0.000	35.920	-1.55

100011	0.000	0.000	10.199	-2.15
30002	0.000	0.000	105.949	-2.60
20002	0.000	0.000	25.334	-2.60
10002	14.750	8.360	10.124	-2.57
300022	0.000	0.000	105.956	-2.60
200022	0.000	0.000	25.336	-2.60
100022	0.000	0.000	10.124	-2.57
30003	0.000	0.000	107.507	-2.06
20003	0.000	0.000	35.992	-2.06
10003	8.390	4.070	10.263	-2.01
300033	0.000	0.000	107.507	-2.06
200033	0.000	0.000	35.992	-2.06
100033	0.000	0.000	10.283	-2.06
30004	0.000	0.000	105.952	-2.40
20004	0.000	0.000	25.335	-2.40
10004	19.280	10.930	10.018	-3.45
300044	0.000	0.000	105.958	-2.41
200044	0.000	0.000	25.337	-2.41
100044	0.000	0.000	10.019	-3.45
10005	5.100	2.470	9.920	-4.43
10006	6.580	3.550	9.926	-3.92
30007	0.000	0.000	101.553	-5.00
20007	0.000	0.000	33.998	-5.00
10007	5.440	3.090	9.429	-7.48
10008	3.630	2.150	9.557	-5.63
30009	0.000	0.000	102.962	-3.47
20009	0.000	0.000	34.470	-3.47
10009	5.780	3.280	9.703	-4.74
300099	0.000	0.000	102.964	-3.47
200099	0.000	0.000	34.471	-3.47
100099	0.000	0.000	9.704	-4.74
100010	3.180	1.970	9.658	-4.81
3000111	0.000	0.000	103.956	-4.20
2000111	0.000	0.000	34.803	-4.20
1000111	7.260	3.520	9.925	-4.15
100012	3.290	1.860	10.019	-3.72
100013	3.400	1.650	10.080	-3.76
300014	0.000	0.000	107.504	-1.46
200014	0.000	0.000	35.991	-1.46
100014	5.330	2.880	10.212	-2.07
30001414	0.000	0.000	106.869	-2.10
20001414	0.000	0.000	35.778	-2.10
10001414	0.000	0.000	10.213	-2.07
504	0.000	0.000	105.129	-1.54
502	0.000	0.000	106.246	-1.14
503	0.000	0.000	105.874	-1.16
501	0.000	0.000	105.508	-1.29
100501	15.000	8.500	9.694	-4.67
1005012	0.000	0.000	9.695	-4.68
100502	9.000	4.610	9.816	-4.33
1005022	0.000	0.000	9.816	-4.33
100503	-5.000	0.000	10.148	1.65
1005032	0.000	0.000	10.147	1.65
100504	18.000	8.720	9.632	-5.66
1005042	0.000	0.000	9.633	-5.67

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.647	6.100	9.638	5.712	0.009	0.387	0.061	2.077
30004	10004	9.638	5.712	9.629	5.471	0.009	0.239	0.061	1.314
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.637	-0.001

300044	100044	9.649	5.692	9.640	5.452	0.009	0.239	0.061	1.310
4	300044	9.659	6.081	9.649	5.692	0.009	0.387	0.061	2.071
3	30003	4.208	2.205	4.203	2.034	0.005	0.171	0.025	1.952
30003	300033	-4.203	-2.034	-4.203	-2.034	0.000	0.000	-0.025	-0.000
3	300033	4.208	2.205	4.203	2.034	0.005	0.171	0.025	1.952
300	202	23.249	13.691	23.173	13.523	0.075	0.167	0.141	0.613
202	3	-8.237	-5.397	-8.237	-5.397	0.000	0.000	-0.052	-0.002
3	201	-16.704	-10.139	-16.704	-10.139	0.000	0.000	-0.103	-0.001
201	300	-22.898	-13.358	-22.972	-13.523	0.074	0.164	-0.140	-0.610
201	2	6.194	4.107	6.158	4.028	0.035	0.078	0.039	1.078
2	14	-7.594	-2.649	-7.617	-2.681	0.022	0.032	-0.043	-0.429
14	208	-12.999	-5.500	-13.085	-5.625	0.086	0.125	-0.075	-0.994
208	200	-13.085	-5.234	-13.109	-5.267	0.023	0.033	-0.074	-0.265
14	300014	1.529	0.904	1.528	0.866	0.001	0.038	0.009	1.272
300014	100014	1.528	0.866	1.527	0.844	0.001	0.022	0.009	0.770
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.243	-0.000
30001414	10001414	3.805	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.023	0.095
14	30001414	3.809	2.182	3.805	2.034	0.004	0.148	0.023	1.944
2	30002	7.386	4.541	7.377	4.185	0.010	0.355	0.046	2.473
30002	10002	7.377	4.185	7.367	4.185	0.010	0.000	0.046	0.104
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.482	-0.001
300022	100022	7.385	4.170	7.375	4.170	0.010	0.000	0.046	0.104
2	300022	7.394	4.526	7.385	4.170	0.010	0.355	0.046	2.465
2	1	-1.115	-1.805	-1.116	-1.806	0.000	0.001	-0.011	-0.042
1	100	-8.326	-5.088	-8.399	-5.250	0.073	0.162	-0.052	-1.646
1	30001	3.582	1.900	3.578	1.772	0.004	0.127	0.022	1.715
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.004	0.000	0.022	0.089
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.228	-0.000
300011	100011	3.574	1.935	3.571	1.885	0.002	0.049	0.022	0.700
1	300011	3.576	2.015	3.574	1.935	0.002	0.079	0.022	1.100
200	209	0.000	-0.022	0.000	-0.022	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.262	-0.000	0.262	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.899	1.881	2.893	1.728	0.006	0.152	0.019	2.769
30009	10009	2.893	1.728	2.888	1.640	0.006	0.088	0.019	1.670
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.197	-0.000
300099	100099	2.894	1.727	2.889	1.638	0.006	0.088	0.019	1.669
9	300099	2.900	1.879	2.894	1.727	0.006	0.152	0.019	2.767
203	7	24.931	16.700	24.874	16.618	0.056	0.081	0.161	0.332
7	204	19.377	12.603	19.343	12.555	0.034	0.049	0.125	0.256
204	8	19.343	12.841	19.220	12.567	0.123	0.272	0.125	1.180
8	9	-2.595	0.256	-2.598	0.252	0.003	0.004	-0.014	-0.104
9	205	-8.432	-3.278	-8.455	-3.311	0.023	0.033	-0.049	-0.394
205	10	2.663	3.852	2.663	3.852	0.000	0.001	0.025	0.015
10	503	-0.545	1.744	-0.546	1.742	0.001	0.002	-0.010	0.069
503	501	4.416	1.894	4.405	1.878	0.011	0.016	0.026	0.371
501	502	-10.683	-7.579	-10.738	-7.659	0.055	0.080	-0.072	-0.743
502	203	-19.796	-12.754	-19.929	-12.946	0.132	0.192	-0.128	-0.982
502	100502	4.515	2.642	4.496	2.305	0.019	0.335	0.028	3.895
100502	1005022	-4.498	-2.302	-4.498	-2.302	0.000	0.000	-0.297	-0.000
502	1005022	4.517	2.639	4.498	2.302	0.019	0.335	0.028	3.890
501	100501	7.525	4.880	7.493	4.252	0.032	0.625	0.049	4.463
100501	1005012	-7.498	-4.242	-7.499	-4.242	0.000	0.000	-0.512	-0.001
501	1005012	7.530	4.870	7.499	4.242	0.032	0.625	0.049	4.455
503	100503	-2.490	0.122	-2.498	-0.001	0.008	0.122	-0.014	-0.197
100503	1005032	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.142	0.000
503	1005032	-2.490	0.123	-2.498	0.001	0.008	0.122	-0.014	-0.194
300	203	45.534	30.687	44.860	29.193	0.671	1.489	0.288	2.793
205	11	-11.118	-6.564	-11.228	-6.724	0.110	0.159	-0.070	-1.460
11	206	-18.541	-10.486	-18.568	-10.524	0.026	0.038	-0.114	-0.214

205	11	-11.118	-6.564	-11.228	-6.724	0.110	0.159	-0.070	-1.460
11	206	-18.541	-10.486	-18.568	-10.524	0.026	0.038	-0.114	-0.214
206	12	-18.568	-10.113	-18.759	-10.461	0.190	0.347	-0.113	-1.716
12	207	-22.076	-12.230	-22.112	-12.298	0.037	0.067	-0.133	-0.283
207	200	-25.541	-13.965	-25.600	-14.074	0.059	0.108	-0.153	-0.392
504	100504	9.035	5.218	8.992	4.363	0.043	0.852	0.057	4.881
100504	1005042	-8.997	-4.351	-8.998	-4.351	0.000	0.000	-0.598	-0.001
504	1005042	9.041	5.207	8.998	4.351	0.043	0.852	0.057	4.872
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
5	6	6.632	3.840	6.616	3.805	0.016	0.035	0.041	0.448
6	10006	6.599	3.998	6.576	3.548	0.023	0.448	0.041	3.605
5	10005	5.120	2.883	5.097	2.468	0.023	0.413	0.031	4.186
30003	20003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30003	10003	8.405	4.067	8.385	4.067	0.020	0.000	0.050	0.208
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.787	6.420	11.765	6.372	0.022	0.048	0.072	0.344
300022	200022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	100012	3.307	2.146	3.288	1.859	0.019	0.286	0.021	4.797
300099	200099	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.428	1.893	3.427	1.890	0.002	0.003	0.021	0.085
13	100013	3.417	1.932	3.398	1.649	0.019	0.282	0.021	4.367
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.288	4.067	7.272	3.518	0.016	0.547	0.045	3.719
3000111	2000111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.272	3.518	7.255	3.518	0.016	0.000	0.045	0.183
8	504	18.152	10.453	18.109	10.391	0.043	0.062	0.114	0.347
202	4	31.410	19.258	31.168	18.720	0.241	0.535	0.194	1.452
10	100010	3.198	2.271	3.178	1.969	0.020	0.301	0.021	5.303
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	10008	3.654	2.541	3.628	2.149	0.026	0.391	0.024	6.005
7	30007	5.479	3.993	5.458	3.421	0.021	0.570	0.037	5.708
30007	10007	5.458	3.421	5.437	3.088	0.021	0.331	0.037	3.431
30007	20007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Е
(довідниковий)

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.414 МВт / 1256.307 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.560 МВт / 1231.306 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.784 МВт / 7.703 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.784 МВт / 7.703 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.693 МВт / 6.074 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.450 МВт / 1.943 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.143 МВт / 8.018 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.640 МВт / 15.721 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-91.477	-54.806	121.000	0.00
202	202	0.000	0.000	120.456	-0.19
4	Козятин тяга	0.000	0.000	119.170	-0.62
5	Глухівці	0.000	0.000	118.870	-0.74
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.478	-0.88
3	Сигнал	0.000	0.000	120.458	-0.19
201	201	0.000	0.000	120.459	-0.19
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	119.504	-0.49
1	Калинівка	0.000	0.000	119.542	-0.49
100	Вінницький енерговузол	-8.404	-4.727	121.000	0.00
203	203	0.000	0.000	118.577	-0.78
7	Махаренці	0.000	0.000	118.287	-0.84
204	204	0.000	0.000	118.064	-0.88
8	Черемошне	0.000	0.000	117.046	-1.22
9	Погребище	0.000	0.000	117.135	-1.14
205	205	0.000	0.000	117.479	-1.02
10	Плисків	0.000	0.000	117.466	-1.02
11	Липовець	0.000	0.000	118.743	-0.72
206	206	0.000	0.000	118.929	-0.67
12	Степанівка	0.000	0.000	120.413	-0.19
207	207	0.000	0.000	120.658	-0.11
13	Оленівка	0.000	0.000	120.583	-0.13
200	ВП ПС-750	-38.534	-17.866	121.000	0.00
209	209	0.000	0.000	121.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	120.766	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	119.882	-0.35
30001		0.000	0.000	118.063	-1.79
20001		0.000	0.000	39.526	-1.79
10001		7.150	3.660	11.285	-1.77
300011		0.000	0.000	118.583	-1.28
200011		0.000	0.000	39.700	-1.28

100011	0.000	0.000	11.285	-1.77
30002	0.000	0.000	117.376	-2.14
20002	0.000	0.000	28.067	-2.14
10002	14.750	8.360	11.218	-2.11
300022	0.000	0.000	117.383	-2.14
200022	0.000	0.000	28.069	-2.14
100022	0.000	0.000	11.218	-2.11
30003	0.000	0.000	118.762	-1.70
20003	0.000	0.000	39.760	-1.70
10003	8.390	4.070	11.341	-1.65
300033	0.000	0.000	118.762	-1.70
200033	0.000	0.000	39.760	-1.70
100033	0.000	0.000	11.359	-1.70
30004	0.000	0.000	117.393	-1.98
20004	0.000	0.000	28.071	-1.98
10004	19.280	10.930	11.124	-2.83
300044	0.000	0.000	117.398	-1.98
200044	0.000	0.000	28.072	-1.98
100044	0.000	0.000	11.125	-2.83
10005	5.100	2.470	11.039	-3.62
10006	6.580	3.550	11.044	-3.21
30007	0.000	0.000	113.651	-4.07
20007	0.000	0.000	38.049	-4.07
10007	5.440	3.090	10.619	-6.04
10008	3.630	2.150	10.726	-4.57
30009	0.000	0.000	114.830	-2.85
20009	0.000	0.000	38.443	-2.85
10009	5.780	3.280	10.854	-3.86
300099	0.000	0.000	114.832	-2.85
200099	0.000	0.000	38.444	-2.85
100099	0.000	0.000	10.855	-3.87
100010	3.180	1.970	10.814	-3.92
3000111	0.000	0.000	115.672	-3.44
2000111	0.000	0.000	38.725	-3.44
1000111	7.260	3.520	11.047	-3.40
100012	3.290	1.860	11.126	-3.05
100013	3.400	1.650	11.180	-3.08
300014	0.000	0.000	118.768	-1.21
200014	0.000	0.000	39.762	-1.21
100014	5.330	2.880	11.296	-1.71
30001414	0.000	0.000	118.195	-1.73
20001414	0.000	0.000	39.570	-1.73
10001414	0.000	0.000	11.297	-1.71
504	0.000	0.000	116.742	-1.29
502	0.000	0.000	117.717	-0.96
503	0.000	0.000	117.405	-0.98
501	0.000	0.000	117.070	-1.08
100501	15.000	8.500	10.846	-3.81
1005012	0.000	0.000	10.846	-3.81
100502	9.000	4.610	10.952	-3.54
1005022	0.000	0.000	10.952	-3.54
100503	-5.000	0.000	11.251	1.30
1005032	0.000	0.000	11.250	1.30
100504	18.000	8.720	10.793	-4.60
1005042	0.000	0.000	10.794	-4.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	30004	9.644	5.981	9.636	5.666	0.007	0.314	0.055	1.840
30004	10004	9.636	5.666	9.629	5.471	0.007	0.194	0.055	1.165
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.574	-0.001
300044	100044	9.647	5.647	9.640	5.452	0.007	0.194	0.055	1.161
4	300044	9.655	5.962	9.647	5.647	0.007	0.314	0.055	1.835
3	30003	4.205	2.174	4.201	2.034	0.004	0.140	0.023	1.747
30003	300033	-4.201	-2.034	-4.201	-2.034	0.000	0.000	-0.023	-0.000
3	300033	4.205	2.174	4.201	2.034	0.004	0.140	0.023	1.747
300	202	23.221	13.149	23.160	13.013	0.061	0.135	0.127	0.544
202	3	-8.204	-5.218	-8.204	-5.218	0.000	0.000	-0.047	-0.002
3	201	-16.676	-9.968	-16.676	-9.968	0.000	0.000	-0.093	-0.001
201	300	-22.885	-12.854	-22.945	-12.987	0.060	0.133	-0.126	-0.542
201	2	6.209	3.962	6.180	3.899	0.029	0.063	0.035	0.959
2	14	-7.575	-2.510	-7.593	-2.536	0.018	0.026	-0.038	-0.381
14	208	-12.983	-5.259	-13.053	-5.361	0.070	0.101	-0.067	-0.886
208	200	-13.053	-4.886	-13.071	-4.914	0.019	0.027	-0.067	-0.234
14	300014	1.529	0.893	1.528	0.862	0.001	0.031	0.009	1.138
300014	100014	1.528	0.862	1.527	0.844	0.001	0.018	0.009	0.690
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.220	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.021	0.086
14	30001414	3.808	2.155	3.804	2.034	0.004	0.121	0.021	1.739
2	30002	7.383	4.475	7.375	4.185	0.008	0.289	0.042	2.205
30002	10002	7.375	4.185	7.367	4.185	0.008	0.000	0.042	0.094
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.435	-0.001
300022	100022	7.383	4.170	7.375	4.170	0.008	0.000	0.042	0.094
2	300022	7.391	4.460	7.383	4.170	0.008	0.289	0.042	2.198
2	1	-1.125	-1.815	-1.125	-1.815	0.000	0.001	-0.010	-0.038
1	100	-8.345	-4.913	-8.404	-5.044	0.059	0.131	-0.047	-1.462
1	30001	3.580	1.876	3.577	1.772	0.003	0.104	0.019	1.532
30001	10001	3.577	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.019	0.081
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.206	-0.000
300011	100011	3.573	1.926	3.571	1.885	0.002	0.040	0.020	0.626
1	300011	3.575	1.991	3.573	1.926	0.002	0.065	0.020	0.984
200	209	0.000	-0.027	-0.000	-0.027	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	0.000	0.317	-0.000	0.317	0.000	0.000	-0.002	0.001
9	30009	2.897	1.832	2.892	1.711	0.005	0.121	0.017	2.424
30009	10009	2.892	1.711	2.888	1.640	0.005	0.071	0.017	1.463
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.176	-0.000
300099	100099	2.893	1.709	2.889	1.638	0.005	0.071	0.017	1.462
9	300099	2.898	1.831	2.893	1.709	0.005	0.121	0.017	2.422
203	7	24.897	15.732	24.853	15.668	0.044	0.064	0.143	0.292
7	204	19.361	11.839	19.334	11.801	0.026	0.038	0.111	0.224
204	8	19.334	12.152	19.237	11.936	0.097	0.215	0.111	1.031
8	9	-2.556	0.232	-2.558	0.229	0.002	0.003	-0.013	-0.092
9	205	-8.396	-3.150	-8.414	-3.177	0.018	0.026	-0.044	-0.348
205	10	2.660	3.693	2.660	3.693	0.000	0.000	0.022	0.013
10	503	-0.545	1.684	-0.546	1.682	0.001	0.001	-0.009	0.060
503	501	4.415	1.971	4.405	1.957	0.009	0.013	0.024	0.339
501	502	-10.677	-7.179	-10.721	-7.242	0.043	0.063	-0.063	-0.651
502	203	-19.777	-12.162	-19.882	-12.314	0.105	0.152	-0.114	-0.865

502	100502	4.511	2.576	4.496	2.305	0.015	0.270	0.025	3.421
100502	1005022	-4.498	-2.302	-4.498	-2.302	0.000	0.000	-0.266	-0.000
502	1005022	4.513	2.572	4.498	2.302	0.015	0.269	0.025	3.416
501	100501	7.518	4.754	7.493	4.252	0.025	0.499	0.044	3.910
100501	1005012	-7.498	-4.242	-7.498	-4.242	0.000	0.000	-0.458	-0.001
501	1005012	7.524	4.744	7.498	4.242	0.025	0.499	0.044	3.903
503	100503	-2.492	0.099	-2.498	-0.001	0.007	0.099	-0.012	-0.206
100503	1005032	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.128	0.000
503	1005032	-2.492	0.100	-2.498	0.001	0.007	0.099	-0.012	-0.204
300	203	45.311	28.670	44.780	27.492	0.529	1.173	0.255	2.434
205	11	-11.075	-6.133	-11.161	-6.258	0.086	0.124	-0.062	-1.273
11	206	-18.473	-9.846	-18.494	-9.877	0.021	0.030	-0.102	-0.187
206	12	-18.494	-9.374	-18.644	-9.649	0.149	0.273	-0.100	-1.491
12	207	-21.960	-11.284	-21.989	-11.337	0.029	0.053	-0.118	-0.246
207	200	-25.415	-12.894	-25.462	-12.980	0.047	0.085	-0.136	-0.342
504	100504	9.026	5.044	8.992	4.363	0.034	0.679	0.051	4.238
100504	1005042	-8.997	-4.351	-8.998	-4.351	0.000	0.000	-0.534	-0.001
504	1005042	9.032	5.033	8.998	4.351	0.034	0.678	0.051	4.230
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.628	3.704	6.615	3.675	0.013	0.028	0.037	0.397
6	10006	6.594	3.911	6.576	3.548	0.018	0.362	0.037	3.183
5	10005	5.115	2.803	5.097	2.468	0.018	0.333	0.028	3.681
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.401	4.067	8.385	4.067	0.017	0.000	0.045	0.189
300014	200014	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.777	6.117	11.760	6.078	0.017	0.039	0.064	0.303
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	100012	3.303	2.091	3.288	1.859	0.015	0.232	0.019	4.252
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.830	3.425	1.827	0.001	0.003	0.019	0.076
13	100013	3.413	1.879	3.398	1.649	0.015	0.229	0.019	3.867
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.282	3.961	7.269	3.518	0.013	0.442	0.040	3.270
3000111	2000111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3000111	1000111	7.269	3.518	7.255	3.518	0.013	0.000	0.040	0.165
8	504	18.133	10.084	18.099	10.034	0.034	0.049	0.102	0.307
202	4	31.363	18.640	31.167	18.206	0.195	0.433	0.175	1.292
10	100010	3.194	2.210	3.178	1.969	0.016	0.240	0.019	4.649
30004	20004	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.648	2.460	3.628	2.149	0.021	0.310	0.022	5.232
7	30007	5.470	3.802	5.453	3.350	0.017	0.449	0.032	4.910
30007	10007	5.453	3.350	5.437	3.088	0.017	0.261	0.032	2.956
30007	20007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Є
(довідниковий)

**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ
РПН НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ**

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.458 МВт / 1256.691 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.560 МВт / 1231.306 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.860 МВт / 8.033 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.860 МВт / 8.033 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.625 МВт / 5.478 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.485 МВт / 2.093 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.110 МВт / 7.572 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.613 МВт / 15.605 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-91.656	-50.424	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	112.708	-0.92
7	Махаренці	0.000	0.000	112.446	-1.00
204	204	0.000	0.000	112.257	-1.07
8	Черемошне	0.000	0.000	111.436	-1.50
9	Погребище	0.000	0.000	111.377	-1.37
205	205	0.000	0.000	111.640	-1.22
10	Плисків	0.000	0.000	111.625	-1.22
11	Липовець	0.000	0.000	112.802	-0.83
206	206	0.000	0.000	112.983	-0.78
12	Степанівка	0.000	0.000	114.419	-0.22
207	207	0.000	0.000	114.660	-0.13
13	Оленівка	0.000	0.000	114.580	-0.15
200	ВП ПС-750	-38.401	-16.691	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98

10001	7.150	3.660	10.693	-1.96
300011	0.000	0.000	112.433	-1.41
200011	0.000	0.000	37.641	-1.41
100011	0.000	0.000	10.693	-1.96
30002	0.000	0.000	111.155	-2.37
20002	0.000	0.000	26.579	-2.37
10002	14.750	8.360	10.622	-2.34
300022	0.000	0.000	111.162	-2.37
200022	0.000	0.000	26.581	-2.37
100022	0.000	0.000	10.623	-2.34
30003	0.000	0.000	112.630	-1.88
20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	107.478	-4.60
20007	0.000	0.000	35.982	-4.60
10007	5.440	3.090	10.013	-6.81
10008	3.630	2.150	10.162	-5.23
30009	0.000	0.000	108.930	-3.28
20009	0.000	0.000	36.468	-3.28
10009	5.780	3.280	10.283	-4.40
300099	0.000	0.000	108.932	-3.28
200099	0.000	0.000	36.469	-3.28
100099	0.000	0.000	10.283	-4.40
100010	3.180	1.970	10.230	-4.44
3000111	0.000	0.000	109.543	-3.86
2000111	0.000	0.000	36.673	-3.86
1000111	7.260	3.520	10.460	-3.81
100012	3.290	1.860	10.529	-3.39
100013	3.400	1.650	10.584	-3.43
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89
504	0.000	0.000	111.221	-1.62
502	0.000	0.000	111.811	-1.13
503	0.000	0.000	111.533	-1.17
501	0.000	0.000	111.145	-1.27
100501	15.000	8.500	10.575	-4.31
1005012	0.000	0.000	10.575	-4.31
100502	9.000	4.610	10.526	-4.00
1005022	0.000	0.000	10.527	-4.00
100503	-5.000	0.000	10.532	1.37
1005032	0.000	0.000	10.532	1.37
100504	18.000	1.520	10.850	-5.27
1005042	0.000	0.000	10.851	-5.27

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.854	2.893	1.719	0.005	0.135	0.018	2.592
30009	10009	2.893	1.719	2.888	1.640	0.005	0.079	0.018	1.564
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.186	-0.000
300099	100099	2.894	1.717	2.889	1.638	0.005	0.079	0.018	1.563
9	300099	2.899	1.853	2.894	1.717	0.005	0.135	0.018	2.590
203	7	25.081	10.915	25.039	10.853	0.042	0.061	0.140	0.264
7	204	19.545	6.939	19.520	6.903	0.024	0.035	0.106	0.192
204	8	19.520	7.220	19.431	7.022	0.089	0.198	0.107	0.839
8	9	-2.345	2.596	-2.350	2.590	0.005	0.007	-0.018	0.053
9	205	-8.185	-0.861	-8.202	-0.886	0.017	0.024	-0.043	-0.270
205	10	2.715	4.269	2.715	4.269	0.000	0.001	0.026	0.015
10	503	-0.491	2.212	-0.493	2.209	0.002	0.002	-0.012	0.090
503	501	4.469	2.429	4.457	2.412	0.011	0.016	0.026	0.392
501	502	-10.627	-6.878	-10.674	-6.945	0.046	0.067	-0.066	-0.672
502	203	-19.731	-11.950	-19.846	-12.117	0.115	0.166	-0.119	-0.904

502	100502	4.513	2.607	4.496	2.305	0.017	0.301	0.027	3.656
100502	1005022	-4.498	-2.302	-4.498	-2.302	0.000	0.000	-0.277	-0.000
502	1005022	4.515	2.604	4.498	2.302	0.017	0.301	0.027	3.652
501	100501	7.521	4.812	7.493	4.252	0.028	0.558	0.046	4.182
100501	1005012	-7.498	-4.243	-7.498	-4.243	0.000	0.000	-0.470	-0.001
501	1005012	7.527	4.803	7.498	4.243	0.028	0.558	0.046	4.175
503	100503	-2.491	0.110	-2.498	-0.001	0.007	0.110	-0.013	-0.211
100503	1005032	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.137	0.000
503	1005032	-2.491	0.111	-2.498	0.001	0.007	0.110	-0.013	-0.209
300	203	45.465	23.724	44.927	22.531	0.536	1.188	0.257	2.307
205	11	-10.917	-4.490	-11.001	-4.610	0.083	0.120	-0.061	-1.175
11	206	-18.313	-8.286	-18.334	-8.317	0.021	0.031	-0.103	-0.183
206	12	-18.334	-7.863	-18.488	-8.145	0.153	0.280	-0.102	-1.445
12	207	-21.804	-9.851	-21.835	-9.906	0.030	0.055	-0.121	-0.242
207	200	-25.262	-11.522	-25.311	-11.612	0.049	0.090	-0.140	-0.340
504	100504	9.024	1.349	8.994	0.765	0.029	0.582	0.047	1.608
100504	1005042	-8.995	-0.754	-8.995	-0.754	0.000	0.000	-0.479	-0.001
504	1005042	9.025	1.339	8.995	0.754	0.029	0.582	0.047	1.599
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.259	0.020	4.531
300099	200099	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.123
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.012	7.270	3.518	0.015	0.493	0.042	3.495
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.042	0.174
8	504	18.115	2.692	18.085	2.649	0.029	0.042	0.095	0.221
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
10	100010	3.196	2.238	3.178	1.969	0.018	0.268	0.020	4.969
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	10008	3.651	2.496	3.628	2.149	0.023	0.346	0.023	5.600
7	30007	5.474	3.891	5.455	3.383	0.019	0.505	0.034	5.297
30007	10007	5.455	3.383	5.437	3.088	0.019	0.294	0.034	3.186
30007	20007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Ж
(довідниковий)

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

І РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 118.800 МВт / 1040.692 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 116.560 МВт / 1021.066 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.367 МВт / 5.906 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.367 МВт / 5.906 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.540 МВт / 4.729 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.396 МВт / 1.712 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.936 МВт / 6.442 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.859 МВт / 12.348 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-74.075	-43.523	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	113.472	-0.53
7	Махаренці	0.000	0.000	113.142	-0.61
204	204	0.000	0.000	112.884	-0.67
8	Черемошне	0.000	0.000	111.716	-1.10
9	Погребище	0.000	0.000	111.668	-1.09
205	205	0.000	0.000	111.937	-1.01
10	Плисків	0.000	0.000	111.926	-1.01
11	Липовець	0.000	0.000	112.952	-0.72
206	206	0.000	0.000	113.120	-0.68
12	Степанівка	0.000	0.000	114.451	-0.19
207	207	0.000	0.000	114.678	-0.11
13	Оленівка	0.000	0.000	114.598	-0.14
200	ВП ПС-750	-36.325	-16.473	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98
10001		7.150	3.660	10.693	-1.96

300011	0.000	0.000	112.433	-1.41
200011	0.000	0.000	37.641	-1.41
100011	0.000	0.000	10.693	-1.96
30002	0.000	0.000	111.155	-2.37
20002	0.000	0.000	26.579	-2.37
10002	14.750	8.360	10.622	-2.34
300022	0.000	0.000	111.162	-2.37
200022	0.000	0.000	26.581	-2.37
100022	0.000	0.000	10.623	-2.34
30003	0.000	0.000	112.630	-1.88
20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	108.217	-4.16
20007	0.000	0.000	36.229	-4.16
10007	5.440	3.090	10.085	-6.34
10008	3.630	2.150	10.190	-4.80
30009	0.000	0.000	109.229	-2.98
20009	0.000	0.000	36.568	-2.98
10009	5.780	3.280	10.312	-4.10
300099	0.000	0.000	109.231	-2.98
200099	0.000	0.000	36.569	-2.98
100099	0.000	0.000	10.312	-4.10
100010	3.180	1.970	10.260	-4.22
3000111	0.000	0.000	109.698	-3.74
2000111	0.000	0.000	36.725	-3.74
1000111	7.260	3.520	10.475	-3.69
100012	3.290	1.860	10.532	-3.37
100013	3.400	1.650	10.586	-3.42
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89
504	0.000	0.000	111.395	-1.18
100504	18.000	8.720	10.260	-4.83
1005042	0.000	0.000	10.261	-4.84

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001

300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.853	2.893	1.718	0.005	0.134	0.018	2.566
30009	10009	2.893	1.718	2.888	1.640	0.005	0.078	0.018	1.549
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.186	-0.000
300099	100099	2.894	1.717	2.889	1.638	0.005	0.078	0.018	1.548
9	300099	2.899	1.852	2.894	1.717	0.005	0.134	0.018	2.564
300	203	27.884	16.823	27.667	16.342	0.216	0.479	0.163	1.533
203	7	27.667	16.677	27.609	16.592	0.058	0.084	0.164	0.331
7	204	22.115	12.689	22.078	12.636	0.036	0.053	0.130	0.259
204	8	22.078	12.956	21.944	12.659	0.133	0.296	0.131	1.181
8	9	0.143	0.693	0.143	0.693	0.000	0.000	0.004	0.048
9	205	-5.693	-2.754	-5.703	-2.768	0.010	0.014	-0.033	-0.272
205	11	-8.910	-4.390	-8.968	-4.475	0.058	0.084	-0.051	-1.023
11	206	-16.280	-8.148	-16.298	-8.174	0.017	0.025	-0.093	-0.169
206	12	-16.298	-7.719	-16.423	-7.948	0.125	0.229	-0.092	-1.339
12	207	-19.739	-9.654	-19.765	-9.701	0.025	0.047	-0.111	-0.227
207	200	-23.192	-11.316	-23.235	-11.394	0.042	0.078	-0.130	-0.322
504	100504	9.030	5.117	8.992	4.363	0.038	0.751	0.054	4.485
100504	1005042	-8.997	-4.351	-8.998	-4.351	0.000	0.000	-0.561	-0.001
504	1005042	9.036	5.105	8.998	4.351	0.038	0.751	0.054	4.476
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324
300022	200022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
300099	200099	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
205	10	3.206	2.290	3.206	2.290	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.196	2.237	3.178	1.969	0.018	0.267	0.020	4.932
30004	20004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3000111	7.285	4.011	7.270	3.518	0.015	0.491	0.042	3.478
3000111	2000111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.042	0.174
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.258	0.020	4.526
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.120
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8	10008	3.651	2.494	3.628	2.149	0.023	0.344	0.023	5.534
8	504	18.141	10.238	18.103	10.183	0.038	0.055	0.107	0.324
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	30007	5.474	3.879	5.455	3.379	0.019	0.498	0.034	5.204
30007	20007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30007	10007	5.455	3.379	5.437	3.088	0.019	0.290	0.034	3.132

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.966 МВт / 1120.983 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 125.560 МВт / 1099.906 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.437 МВт / 6.207 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.437 МВт / 6.207 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.590 МВт / 5.167 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.444 МВт / 1.918 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.034 МВт / 7.085 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.078 МВт / 13.292 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-79.696	-48.205	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53

100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	113.097	-0.63
7	Махаренці	0.000	0.000	112.795	-0.69
204	204	0.000	0.000	112.565	-0.74
8	Черемошне	0.000	0.000	111.506	-1.08
9	Погребище	0.000	0.000	111.640	-0.97
205	205	0.000	0.000	112.030	-0.83
10	Плисків	0.000	0.000	112.028	-0.82
11	Липовець	0.000	0.000	112.994	-0.63
206	206	0.000	0.000	113.157	-0.59
12	Степанівка	0.000	0.000	114.461	-0.17
207	207	0.000	0.000	114.683	-0.10
13	Оленівка	0.000	0.000	114.603	-0.13
200	ВП ПС-750	-34.870	-16.883	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98
10001		7.150	3.660	10.693	-1.96
300011		0.000	0.000	112.433	-1.41
200011		0.000	0.000	37.641	-1.41
100011		0.000	0.000	10.693	-1.96
30002		0.000	0.000	111.155	-2.37
20002		0.000	0.000	26.579	-2.37
10002		14.750	8.360	10.622	-2.34
300022		0.000	0.000	111.162	-2.37
200022		0.000	0.000	26.581	-2.37
100022		0.000	0.000	10.623	-2.34
30003		0.000	0.000	112.630	-1.88
20003		0.000	0.000	37.707	-1.88
10003		8.390	4.070	10.753	-1.83
300033		0.000	0.000	112.630	-1.88
200033		0.000	0.000	37.707	-1.88
100033		0.000	0.000	10.773	-1.88
30004		0.000	0.000	111.166	-2.19
20004		0.000	0.000	26.582	-2.19
10004		19.280	10.930	10.522	-3.14
300044		0.000	0.000	111.172	-2.19
200044		0.000	0.000	26.583	-2.19
100044		0.000	0.000	10.523	-3.14
10005		5.100	2.470	10.431	-4.03
10006		6.580	3.550	10.436	-3.57
30007		0.000	0.000	107.849	-4.26
20007		0.000	0.000	36.106	-4.26
10007		5.440	3.090	10.049	-6.46
10008		3.630	2.150	10.169	-4.80
30009		0.000	0.000	109.200	-2.86
20009		0.000	0.000	36.559	-2.86
10009		5.780	3.280	10.309	-3.98
300099		0.000	0.000	109.202	-2.86
200099		0.000	0.000	36.559	-2.86
100099		0.000	0.000	10.309	-3.98
100010		3.180	1.970	10.270	-4.03
3000111		0.000	0.000	109.742	-3.64
2000111		0.000	0.000	36.740	-3.64
1000111		7.260	3.520	10.479	-3.60
100012		3.290	1.860	10.533	-3.35
100013		3.400	1.650	10.586	-3.41
300014		0.000	0.000	112.631	-1.34
200014		0.000	0.000	37.707	-1.34
100014		5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414		0.000	0.000	112.026	-1.92

20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89
504	0.000	0.000	111.184	-1.16
502	0.000	0.000	112.698	-0.73
503	0.000	0.000	112.189	-0.70
100504	18.000	8.720	10.239	-4.83
1005042	0.000	0.000	10.240	-4.83
100502	9.000	4.610	10.456	-3.55
1005022	0.000	0.000	10.456	-3.55
100503	-5.000	0.000	10.752	1.81
1005032	0.000	0.000	10.752	1.81

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.853	2.893	1.718	0.005	0.135	0.018	2.560
30009	10009	2.893	1.718	2.888	1.640	0.005	0.078	0.018	1.545
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.186	-0.000
300099	100099	2.894	1.717	2.889	1.638	0.005	0.078	0.018	1.544
9	300099	2.899	1.852	2.894	1.717	0.005	0.135	0.018	2.558
503	100503	-2.491	0.108	-2.498	-0.001	0.007	0.109	-0.013	-0.173
100503	1005032	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.134	0.000
503	1005032	-2.491	0.110	-2.498	0.001	0.007	0.109	-0.013	-0.170
300	203	33.505	21.505	33.180	20.786	0.323	0.716	0.200	1.910
203	7	24.100	16.039	24.053	15.970	0.047	0.068	0.148	0.303

7	204	18.559	12.061	18.531	12.021	0.028	0.040	0.113	0.232
204	8	18.531	12.339	18.429	12.114	0.101	0.225	0.114	1.070
8	9	-3.373	0.137	-3.377	0.131	0.004	0.006	-0.017	-0.138
9	205	-9.213	-3.317	-9.236	-3.351	0.024	0.034	-0.051	-0.395
205	11	-7.489	-4.858	-7.536	-4.926	0.047	0.068	-0.046	-0.969
11	206	-14.848	-8.599	-14.864	-8.622	0.016	0.022	-0.088	-0.164
206	12	-14.864	-8.167	-14.975	-8.370	0.110	0.202	-0.086	-1.309
12	207	-18.291	-10.075	-18.314	-10.118	0.023	0.042	-0.105	-0.223
207	200	-21.741	-11.733	-21.780	-11.804	0.039	0.071	-0.124	-0.317
504	100504	9.030	5.120	8.992	4.363	0.038	0.754	0.054	4.494
100504	1005042	-8.997	-4.351	-8.998	-4.351	0.000	0.000	-0.563	-0.001
504	1005042	9.036	5.108	8.998	4.351	0.038	0.754	0.054	4.485
502	100502	4.513	2.602	4.496	2.305	0.016	0.296	0.027	3.584
100502	1005022	-4.498	-2.302	-4.498	-2.302	0.000	0.000	-0.279	-0.000
502	1005022	4.515	2.599	4.498	2.302	0.016	0.296	0.027	3.579
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324
300022	200022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
205	10	-1.748	2.176	-1.748	2.176	0.000	0.000	-0.014	0.002
10	100010	3.196	2.236	3.178	1.969	0.018	0.266	0.020	4.907
10	503	-4.954	0.123	-4.962	0.112	0.007	0.011	-0.025	-0.165
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.258	0.020	4.524
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.119
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.011	7.270	3.518	0.015	0.491	0.042	3.467
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.042	0.174
8	504	18.141	10.245	18.103	10.190	0.038	0.055	0.108	0.324
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
30004	20004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.651	2.496	3.628	2.149	0.023	0.345	0.023	5.545
7	30007	5.474	3.885	5.455	3.381	0.019	0.502	0.034	5.237
30007	10007	5.455	3.381	5.437	3.088	0.019	0.292	0.034	3.151
30007	20007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	502	9.080	5.252	9.057	5.219	0.023	0.034	0.053	0.401
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.696 МВт / 1258.776 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.560 МВт / 1231.306 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.078 МВт / 8.975 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.078 МВт / 8.975 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.623 МВт / 5.462 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.505 МВт / 2.183 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.129 МВт / 7.644 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.848 МВт / 16.619 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-93.446	-57.829	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	112.278	-0.88
7	Махаренці	0.000	0.000	111.995	-0.94
204	204	0.000	0.000	111.784	-0.98
8	Черемошне	0.000	0.000	110.809	-1.29
9	Погребище	0.000	0.000	111.080	-1.14
205	205	0.000	0.000	111.564	-0.97
10	Плисків	0.000	0.000	111.561	-0.97
11	Липовець	0.000	0.000	112.752	-0.71
206	206	0.000	0.000	112.936	-0.66
12	Степанівка	0.000	0.000	114.408	-0.19
207	207	0.000	0.000	114.654	-0.11
13	Оленівка	0.000	0.000	114.574	-0.14
200	ВП ПС-750	-36.849	-17.975	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98
10001		7.150	3.660	10.693	-1.96
300011		0.000	0.000	112.433	-1.41
200011		0.000	0.000	37.641	-1.41

100011	0.000	0.000	10.693	-1.96
30002	0.000	0.000	111.155	-2.37
20002	0.000	0.000	26.579	-2.37
10002	14.750	8.360	10.622	-2.34
300022	0.000	0.000	111.162	-2.37
200022	0.000	0.000	26.581	-2.37
100022	0.000	0.000	10.623	-2.34
30003	0.000	0.000	112.630	-1.88
20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	106.999	-4.57
20007	0.000	0.000	35.822	-4.57
10007	5.440	3.090	9.966	-6.80
10008	3.630	2.150	10.098	-5.06
30009	0.000	0.000	108.626	-3.05
20009	0.000	0.000	36.366	-3.05
10009	5.780	3.280	10.253	-4.18
300099	0.000	0.000	108.628	-3.05
200099	0.000	0.000	36.367	-3.05
100099	0.000	0.000	10.253	-4.18
100010	3.180	1.970	10.223	-4.20
3000111	0.000	0.000	109.491	-3.73
2000111	0.000	0.000	36.656	-3.73
1000111	7.260	3.520	10.455	-3.69
100012	3.290	1.860	10.528	-3.37
100013	3.400	1.650	10.583	-3.42
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89
504	0.000	0.000	110.485	-1.37
502	0.000	0.000	111.166	-1.14
503	0.000	0.000	111.723	-0.84
501	0.000	0.000	110.219	-1.34
100504	18.000	8.720	10.169	-5.09
1005042	0.000	0.000	10.170	-5.09
100502	9.000	4.610	10.304	-4.04
1005022	0.000	0.000	10.305	-4.04
100503	-5.000	0.000	10.707	1.69
1005032	0.000	0.000	10.707	1.69
100501	15.000	8.500	10.165	-4.43
1005012	0.000	0.000	10.166	-4.44

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.856	2.893	1.719	0.005	0.136	0.018	2.586
30009	10009	2.893	1.719	2.888	1.640	0.005	0.079	0.018	1.561
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.187	-0.000
300099	100099	2.894	1.718	2.889	1.638	0.005	0.079	0.018	1.560
9	300099	2.899	1.854	2.894	1.718	0.005	0.136	0.018	2.584
503	100503	-2.491	0.109	-2.498	-0.001	0.007	0.109	-0.013	-0.184
100503	1005032	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.134	0.000
503	1005032	-2.491	0.110	-2.498	0.001	0.007	0.109	-0.013	-0.181
300	203	47.255	31.129	46.600	29.677	0.652	1.446	0.284	2.735
203	7	22.187	15.122	22.146	15.063	0.041	0.059	0.138	0.285
7	204	16.651	11.141	16.628	11.107	0.023	0.033	0.103	0.213
204	8	16.628	11.421	16.543	11.233	0.084	0.187	0.104	0.987
8	9	-5.260	-0.780	-5.271	-0.796	0.011	0.016	-0.028	-0.278
9	205	-11.106	-4.250	-11.142	-4.302	0.035	0.051	-0.062	-0.489
205	11	-9.394	-5.821	-9.467	-5.926	0.073	0.105	-0.057	-1.196

	11	206	-16.779	-9.603	-16.799	-9.632	0.020	0.029	-0.099	-0.185
	206	12	-16.799	-9.179	-16.941	-9.438	0.141	0.258	-0.098	-1.479
	12	207	-20.257	-11.144	-20.285	-11.196	0.028	0.052	-0.116	-0.247
	207	200	-23.713	-12.812	-23.759	-12.897	0.046	0.085	-0.135	-0.346
	504	100504	9.031	5.131	8.992	4.363	0.039	0.764	0.054	4.556
100504	100504	2	-8.997	-4.351	-8.998	-4.351	0.000	0.000	-0.566	-0.001
	504	1005042	9.037	5.119	8.998	4.351	0.039	0.764	0.054	4.547
	502	1005022	4.515	2.607	4.498	2.302	0.017	0.304	0.027	3.678
1005022	100502	2	4.498	2.302	4.498	2.302	0.000	0.000	0.283	0.000
	502	100502	4.513	2.611	4.496	2.305	0.017	0.304	0.027	3.683
	501	100501	7.522	4.823	7.493	4.252	0.029	0.568	0.047	4.233
100501	1005012	2	-7.498	-4.242	-7.498	-4.242	0.000	0.000	-0.488	-0.001
	501	1005012	7.527	4.813	7.498	4.242	0.029	0.568	0.047	4.226
300099	200099	2	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	205	10	-1.748	2.183	-1.748	2.183	0.000	0.000	-0.014	0.002
	10	100010	3.196	2.239	3.178	1.969	0.018	0.269	0.020	4.947
	10	503	-4.954	0.126	-4.962	0.115	0.007	0.011	-0.026	-0.166
	5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	2	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300033	100033	2	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
	12	100012	3.305	2.119	3.288	1.859	0.017	0.259	0.020	4.528
300014	200014	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
	13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.121
30001	20001	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	11	3000111	7.285	4.013	7.270	3.518	0.015	0.493	0.043	3.484
3000111	2000111	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3000111	1000111	2	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.043	0.174
	8	504	18.142	10.267	18.104	10.211	0.038	0.056	0.108	0.327
	202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
30004	20004	2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300033	200033	2	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
	8	10008	3.651	2.500	3.628	2.149	0.023	0.		

4 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.632 МВт / 1258.215 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 140.560 МВт / 1231.306 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.015 МВт / 8.701 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.015 МВт / 8.701 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.623 МВт / 5.461 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.505 МВт / 2.181 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.129 МВт / 7.643 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.784 МВт / 16.344 млн.кВт*г (1.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-91.611	-56.412	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	112.394	-0.85
7	Махаренці	0.000	0.000	112.084	-0.92
204	204	0.000	0.000	111.845	-0.97
8	Черемошне	0.000	0.000	110.752	-1.33
9	Погребище	0.000	0.000	110.846	-1.25
205	205	0.000	0.000	111.213	-1.12
10	Плисків	0.000	0.000	111.199	-1.12
11	Липовець	0.000	0.000	112.571	-0.79
206	206	0.000	0.000	112.770	-0.74
12	Степанівка	0.000	0.000	114.368	-0.21
207	207	0.000	0.000	114.633	-0.12
13	Оленівка	0.000	0.000	114.552	-0.15
200	ВП ПС-750	-38.621	-18.632	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98
10001		7.150	3.660	10.693	-1.96
300011		0.000	0.000	112.433	-1.41
200011		0.000	0.000	37.641	-1.41

100011	0.000	0.000	10.693	-1.96
30002	0.000	0.000	111.155	-2.37
20002	0.000	0.000	26.579	-2.37
10002	14.750	8.360	10.622	-2.34
300022	0.000	0.000	111.162	-2.37
200022	0.000	0.000	26.581	-2.37
100022	0.000	0.000	10.623	-2.34
30003	0.000	0.000	112.630	-1.88
20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	107.093	-4.54
20007	0.000	0.000	35.853	-4.54
10007	5.440	3.090	9.975	-6.76
10008	3.630	2.150	10.092	-5.11
30009	0.000	0.000	108.386	-3.17
20009	0.000	0.000	36.286	-3.17
10009	5.780	3.280	10.230	-4.30
300099	0.000	0.000	108.388	-3.17
200099	0.000	0.000	36.286	-3.17
100099	0.000	0.000	10.230	-4.31
100010	3.180	1.970	10.187	-4.37
3000111	0.000	0.000	109.304	-3.82
2000111	0.000	0.000	36.593	-3.82
1000111	7.260	3.520	10.437	-3.78
100012	3.290	1.860	10.524	-3.39
100013	3.400	1.650	10.581	-3.43
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89
504	0.000	0.000	110.428	-1.42
502	0.000	0.000	111.476	-1.05
503	0.000	0.000	111.133	-1.07
501	0.000	0.000	110.782	-1.19
100504	18.000	8.720	10.163	-5.14
1005042	0.000	0.000	10.164	-5.14
100502	9.000	4.610	10.335	-3.94
1005022	0.000	0.000	10.335	-3.94
100503	-5.000	0.000	10.651	1.48
1005032	0.000	0.000	10.650	1.48
100501	15.000	8.500	10.221	-4.25
1005012	0.000	0.000	10.222	-4.25

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.857	2.893	1.719	0.005	0.137	0.018	2.600
30009	10009	2.893	1.719	2.888	1.640	0.005	0.079	0.018	1.568
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.187	-0.000
300099	100099	2.894	1.718	2.889	1.638	0.005	0.079	0.018	1.567
9	300099	2.899	1.855	2.894	1.718	0.005	0.137	0.018	2.598
203	7	24.912	16.232	24.862	16.159	0.050	0.073	0.152	0.313
7	204	19.368	12.239	19.337	12.195	0.030	0.043	0.118	0.240
204	8	19.337	12.510	19.227	12.265	0.110	0.244	0.119	1.107
8	9	-2.576	0.248	-2.579	0.245	0.003	0.004	-0.013	-0.098
9	205	-8.414	-3.213	-8.435	-3.243	0.020	0.030	-0.047	-0.372
205	10	2.661	3.775	2.661	3.774	0.000	0.000	0.024	0.014
10	503	-0.545	1.714	-0.546	1.712	0.001	0.001	-0.009	0.064
503	501	4.415	1.927	4.405	1.912	0.010	0.015	0.025	0.355
501	502	-10.680	-7.388	-10.729	-7.460	0.049	0.071	-0.068	-0.699
502	203	-19.786	-12.470	-19.905	-12.642	0.119	0.172	-0.121	-0.925
502	100502	4.513	2.609	4.496	2.305	0.017	0.303	0.027	3.662
100502	1005022	-4.498	-2.302	-4.498	-2.302	0.000	0.000	-0.282	-0.000
502	1005022	4.515	2.606	4.498	2.302	0.017	0.303	0.027	3.658
501	100501	7.521	4.817	7.493	4.252	0.028	0.562	0.046	4.191
100501	1005012	-7.498	-4.242	-7.498	-4.242	0.000	0.000	-0.486	-0.001
501	1005012	7.527	4.807	7.498	4.242	0.028	0.562	0.046	4.184

100501	1005012	-7.498	-4.242	-7.498	-4.242	0.000	0.000	-0.486	-0.001
501	1005012	7.527	4.807	7.498	4.242	0.028	0.562	0.046	4.184
503	100503	-2.491	0.110	-2.498	-0.001	0.007	0.111	-0.013	-0.203
100503	1005032	2.498	-0.001	2.498	-0.001	0.000	0.000	0.135	0.000
503	1005032	-2.491	0.112	-2.498	0.001	0.007	0.111	-0.013	-0.200
300	203	45.420	29.712	44.817	28.376	0.600	1.331	0.272	2.618
205	11	-11.096	-6.357	-11.195	-6.500	0.098	0.142	-0.066	-1.369
11	206	-18.507	-10.179	-18.531	-10.213	0.024	0.034	-0.108	-0.201
206	12	-18.531	-9.762	-18.701	-10.073	0.170	0.310	-0.107	-1.607
12	207	-22.017	-11.780	-22.050	-11.840	0.033	0.060	-0.126	-0.265
207	200	-25.477	-13.456	-25.531	-13.553	0.053	0.097	-0.145	-0.368
504	1005042	9.037	5.120	8.998	4.351	0.039	0.765	0.054	4.555
1005042	100504	8.998	4.351	8.997	4.351	0.000	0.000	0.567	0.001
504	100504	9.031	5.131	8.992	4.363	0.039	0.765	0.054	4.564
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	100012	3.305	2.119	3.288	1.859	0.017	0.259	0.020	4.532
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.123
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.015	7.270	3.518	0.015	0.495	0.043	3.499
3000111	2000111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.043	0.174
8	10008	3.651	2.501	3.628	2.149	0.023	0.351	0.023	5.624
8	504	18.142	10.269	18.104	10.213	0.038	0.056	0.108	0.328
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
10	100010	3.196	2.241	3.178	1.969	0.018	0.271	0.020	4.982
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	30007	5.475	3.897	5.456	3.385	0.019	0.509	0.035	5.312
30007	20007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30007	10007	5.456	3.385	5.437	3.088	0.019	0.296	0.035	3.195

ДОДАТОК 3
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА



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

Магістерська кваліфікаційна робота на тему: «Розвиток розподільних мереж 110 кВ на території Вінницького району з оптимізацією потоків реактивної потужності»

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

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС Кулик В. В.

Вінниця, ВНТУ – 2024 рік



Мета та задачі дослідження

Метою даної магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування розподільних мереж шляхом їх реконструкції з застосуванням засобів оптимізації реактивної потужності.

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

- *Аналіз сучасного стану та можливостей подальшого розвитку розподільних мереж 110 кВ;*
- *Здійснення оптимізації схеми та конструктивних параметрів розподільної мережі;*
- *Дослідження методів оптимізації потоків реактивної потужності в РЕМ та визначення оптимального графіку роботи джерел реактивної потужності в заданій мережі;*
- *Дослідження характерних режимів РЕМ та регулювання напруги.*

Об'єктом дослідження магістерської роботи є розподільні мережі 110 кВ Вінницького району.

Предметом дослідження є методи оптимізації розвитку розподільних електричних мереж.

Новизна одержаних результатів. За результатами досліджень показано ефективність комплексного підходу до оптимізації схем перспективного розвитку розподільних мереж, що передбачає визначення оптимальної схеми розвитку з урахуванням зростання навантаження у поєднанні з впровадженням енергоощадних заходів. Зокрема запропоновано алгоритм оптимізації встановлених потужностей та графіків роботи засобів компенсації реактивної потужності з мікропроцесорним керуванням.



Сучасний стан розподільних мереж 110 кВ та вимоги до їх проектування

Конструктивне виконання електричних мереж має забезпечувати:

- 1) надійність і безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;
- 2) відповідність нормам якості електроенергії;
- 3) зручність і безпеку експлуатації обладнання електричних мереж;
- 4) максимально можливу екологічність системи у виробництві та передачі електричної енергії;
- 5) економічність електроенергетичних систем;
- 6) можливість подальшого розвитку без необхідності суттєвих змін у структурі мережі.



Структурна схема енергосистеми

3



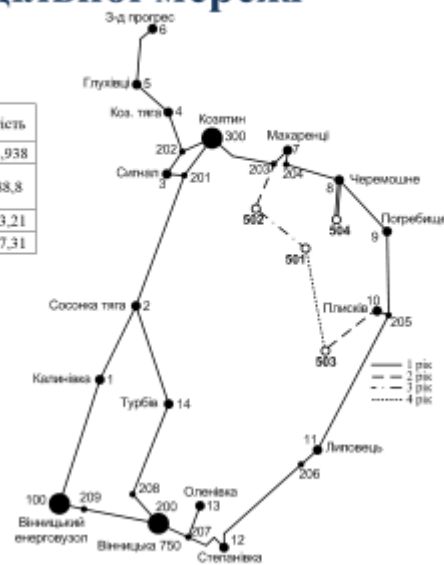
Оптимізація схеми та конструктивних параметрів розподільної мережі

Оптимальна послідовність будівництва електричної мережі

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Le _{сум}	В _і	В _{і,сум}	В _т	Вартість
1	6	8-504	8,05	18,02	8,05	4678,726	4678,726	3898,938	3898,938
2	62	203-502	10,01	9,02	24,01	5235,682	12369,4	8589,859	12488,8
		10-503	14	4,99		7133,716			
3	621	502-501	13,3	15,08	13,3	7420,737	7420,737	4294,408	16783,21
4	6211	501-503	22,05	4,39	22,05	11205,94	11205,94	5404,101	22187,31

Вибір потужності трансформаторів на нових підстанціях

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Граничні регулювання	Умов. обмоток, кВ		η	ΔP _к	ΔP _х	I _к	R	X	ΔQ _х
				ВН	НН							
501	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112



Оптимальна схема розвитку мережі

4



Вибір схем розподільних пристроїв на підстанціях

5

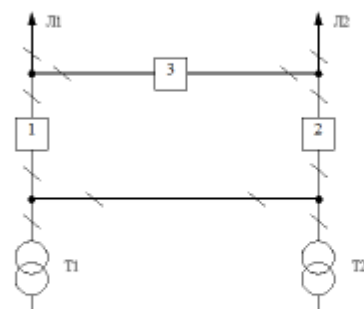


Схема РП для ПС 501, 502, 503, 504 та ПС Плисків

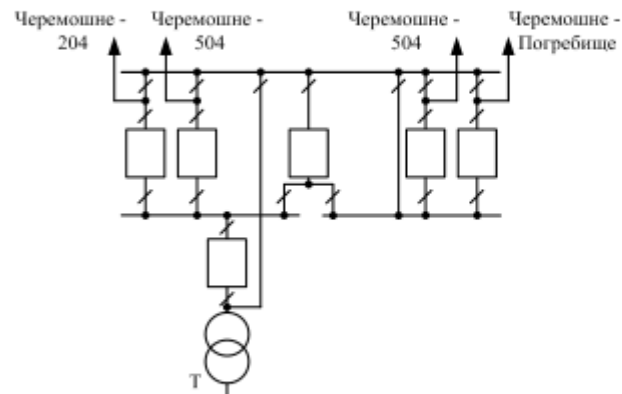


Схема РП для ПС Черемошне після реконструкції



Вплив реактивної потужності на функціонування розподільних мереж

6





Висновки

9

У магістерській кваліфікаційній роботі отримано шляхи підвищення ефективності роботи розподільних мереж на території Вінницького району з використанням методів оптимізації потоків реактивної потужності.

Техніко-економічні розрахунки підтверджують ефективність прийнятих рішень і економічну доцільність запропонованих схем розвитку, що обґрунтовує інвестиції в енергетичну інфраструктуру та забезпечує надійне і економічно вигідне електропостачання.



Дякую за увагу!