

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням
заземлюючих пристроїв»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і мережі»

(шифр і назва програми підготовки, спеціальності)

Солодкий Д.Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Собчук Н.В.

(прізвище та ініціали)

«14» грудня 2022 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф.

Собчук Н.В.

(прізвище та ініціали)

«16» грудня 2022 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«18» грудня 2022 р.

Вінниця ВНТУ - 2022 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



14 вересня 2022 року

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

Солодкому Дмитру Руслановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням заземлюючих пристроїв»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 14.09.2022 року № 203

2. Строк подання студентом роботи 9 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Параметри ліній та трансформаторів існуючої мережі 110/35 кВ, ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження.

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 5800 годин на рік. Середня вартість 1

кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 405 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,68 грн. Інформація про наявні електричні

мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина 2. Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі. 3. Техніко-економічна частина 4. Пристрої заземлення електричної мережі. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти розвитку схеми електричної мережі 2. Оптимальна схема ЕМ із










забезпеченням споживачів першою категорією надійності 3. Техніко-економічна частина. 4. Схема електричних з'єднань спроектованої мережі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О.С. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС	 16.09.2022	 19.12.2022
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 16.09.2022	 14.12.22

7. Дата видачі завдання 14 вересня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.22	06.09.22	
2	Електротехнічна частина	07.09.22	12.09.22	
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	13.09.22	05.10.22	
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	06.10.22	20.10.22	
5	Пристрої заземлення в електричній мережі	21.10.22	30.10.22	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.22	10.11.22	
7	Техніко-економічна частина	11.11.22	16.11.22	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.22	25.11.22	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.11.22	30.11.22	

Студент

(Підпис)

Солодкий Д.Р.

Керівник роботи

(Підпис)

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Солодкий Дмитро Русланович «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням заземлюючих пристроїв». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2022. 91 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 15; табл. 33.

В магістерській кваліфікаційній роботі запропоновано проект оптимального розвитку електричної мережі також наведені оцінки економічних показників. Проведений аналіз результатів розрахунку режимів роботи спроектованої мережі, яка існує. В усіх режимах забезпечені всі показники електричної енергії. Обрана оптимальна схема розвитку також розраховані показники надійності і економічності. В роботі проаналізована ефективність пристроїв заземлення.

Ключові слова: електрична мережа, заземлення, пристрої, силові трансформатори.

В розділі охорони праці запропоновані заходи і засоби для безпечної роботи персоналу підстанції.

Ключові слова: електрична система, динамічне програмування, оптимізація, заземлення, пристрій.

ANOTATION

UDC 621.316.3

Solodkyi Dmytro Ruslanovych "Development of electrical hedge from the past to the grounding of the station". Master of quality robots for special skills 141 - Electroenergetics, electrical engineering and electrical engineering. Vinnytsia: VNTU. 2022. 91 pages.

In ukr. mov. Bibliogr .: 18 titles; fig .: 15; tab. 33.

In the master's qualification robots, a project for the optimal development of electrical fences has been promoted, as well as the assessment of economic indicators. Carrying out an analysis of the results in the design of the modes in the robotic design of the hedge, as is the case. In the best modes, all indicators of electrical energy are secured. An optimal development scheme has been selected as well as indicators of reliability and economy. In the robot, the efficiency of the attachment to the lightning machine has been analyzed.

Key words: electric grid, lightning protection, grounding, power transformers.

In the distribution of protection, please come in and send for the safety of the robot and the staff of the production station.

Key words: electrical system, dynamic program, optimization, grounding.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ.....	7
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	8
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	10
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	12
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	12
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	15
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	21
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі .	21
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	24
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	26
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	28
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	30
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	31
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	32
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	32
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	37
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	37
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	39
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	39
7.4. Регулювання напруги у мережі.....	40
8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	44

9 ЗАЗЕМЛЕННЯ ОПОР НА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРУГОЮ 110кВ	67
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	76
10.1 Задачі розділу.....	76
10.2 Загальні відомості.....	76
10.3 Послідовність розрахунку.....	77
10.4 Розрахунок штучного заземлювального пристрою для ПС-110/35/10кВ....	82
ВИСНОВКИ.....	85
НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ.....	86
ЛІТЕРАТУРА	87
ДОДАТКИ.....	88

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ПЛ – повітряна лінія;

ЛЕП – лінія електропередач;

ПС – підстанція;

КЗ – коротке замикання;

РУ – розподільча установка (розподільчий пристрій);

ОПН – обмежувач перенапруг;

КРУ – комплектний розподільчий пристрій;

ДБН – Державні будівельні норми;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ДСТУ – Державний стандарт України;

ГОСТ – державний стандарт;

ВСТУП

Актуальність теми. Головною метою проектування електричних мереж сьогодні є використання нових досягнень, здобутих у сферах науки і техніки, а також техніко-економічного обґрунтування рішень, які мають безпосереднє відношення до утворення енергетичних сполучень, розвитку електричних станцій, електричних систем та засобів їх експлуатації, керування, із забезпеченням оптимальної надійності постачання споживачів тепловою та електричною енергією в необхідних кількостях, а також з найменшими затратами на будівництво та транспортування.

Під час проектування електричних мереж потрібно врахувати найкращу конфігурацію мережі, обрати номінальну напругу на всіх ділянках мережі, перетини проводів електричних ліній, що створюють мережу необхідної конфігурації. Під час розроблення проекту необхідно встановити потужності трансформаторів на підстанціях, а також побудова схеми електричних з'єднань для цих підстанцій, встановлюється потужність джерел реактивної потужності, на базі розрахунків проводиться економічний розподіл цих джерел і встановлюються потрібні пристрої для регулювання напруги.

Ця задача є в околі нелінійного динамічного програмування. За допомогою систем автоматизованого проектування, можливо досягнути найкращу форму організації процесу проектування.

Під час проектування розвитку електричних мереж необхідно враховувати загальні положення із забезпечення безпечних умов праці при побудові, монтажі пристроїв грозозахисту а також проведенні ремонтних робіт під час експлуатації об'єктів.

Також практика доводить, що саме правильне використання захисного заземлення є ефективним заходом захисту у мережах як низьких, так і високих напруг.

Безвідмовна робота устаткування і безпека людей - це одні з основних пріоритетів роботи в енергетичній сфері і важливі складові

конкурентоспроможності кожного з підприємств. Заземлення, що було виконане згідно з діючими стандартами – є невід’ємною частиною заходів щодо захисту робочого персоналу і матеріальної частини промислових об’єктів від удару блискавки чи короткого замикання, обриву проводу. Заземлення, що не відповідає нормі – є великим ризиком як для виробничих, так і технологічних процесів.

Зв’язок даної роботи з темами, планами, науковими програмами. Магістерська кваліфікаційна робота була виконана з врахуванням наукових досліджень кафедри електричних станцій та систем ВНТУ згідно держбюджетних тем.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є розвинення електричної мережі 110/35/10 кВ.

Щоб досягнути поставлену мету в МКР, були досліджені наступні задачі:

- проведені розрахунки для визначення прогнозу навантаження існуючих споживачів на майбутній період (5 років);
- перевірено необхідність виконання заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні);
- визначенні перерізи проводів.

Об’єктом дослідження МКР є: мережі електричні.

Предметом дослідження є: розвиток електричної мережі згідно технічного завдання та дослідження використання пристроїв заземлення.

Методи дослідження. Методи поконтурної оптимізації та динамічного програмування були використані для розв’язку поставлених задач.

Практичне значення отриманих результатів. Результати магістерської кваліфікаційної роботи використовуються у ВНТУ на кафедрі «Електричні станції та системи».

Особистий внесок здобувача. Отримані дані, що були отримані в результаті вирішення задач, які входять до складу основного змісту МКР, були здобуті автором роботи під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ

Вираз для визначення залежності максимальної потужності до часу з найменш можливою похибкою дозволяє знайти такий метод, як: «Метод найменших квадратів». Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

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

Для визначення числових коефіцієнтів a' і b' здійснюється мінімізація виразу, записаного згідно з методом найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції остаточний варіант системи лінійних рівнянь, що складена для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' буде мати такий вигляд:

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

Після підстановки вхідних даних з табл. 1 завдання в систему (1.3) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20155 \cdot b' = 924, \\ 20155 \cdot a' + 40622485 \cdot b' = 1862457. \end{cases}$$

звідки $a' = -3205,69$, $b' = 1,6363$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,6363T - 3205,69$$

Виористовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (рис 1.1).

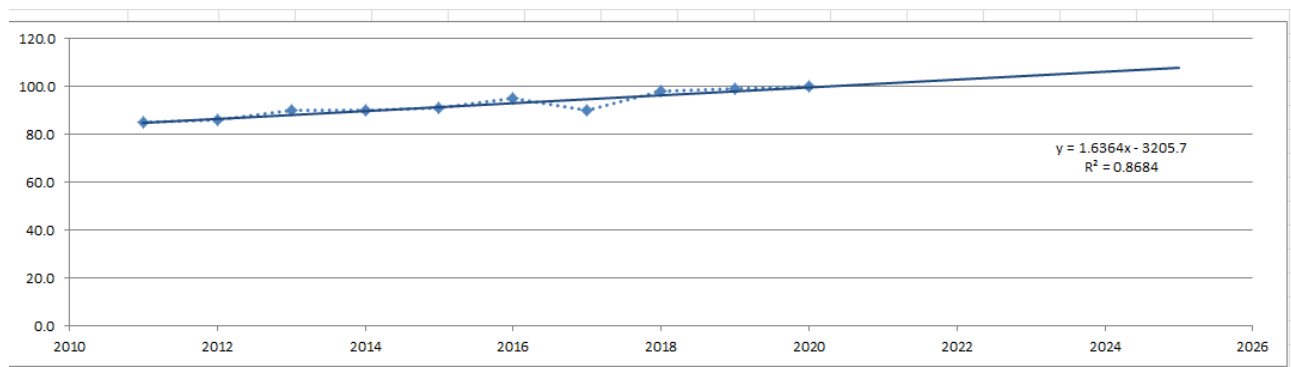


Рисунок 1.1 – Графіки регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T та таблично-заданої $P_{\max}(T)$

Проаналізувавши поданий графік (рис. 1.1), варто зробити висновок, що сумарне навантаження, з урахуванням прогнозу на 2025-й рік, збільшиться до 107,8 %, що на 7,8 % більше ніж проектованої потужності електромереж. Отож, обов'язково потрібно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них.

Втрати в електроенергії в електричній мережні відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 1.7МВт;
- в трансформаторах – 1.0 МВт з них холостого ходу 0.7 МВт та навантажувальні 0.3 МВт.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	104-3	5-104	102-104	200-9
Марка проводу	АС-95	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	330	450	450	450
Розрах. струм, А	16	29	43	131

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	7	13	5
Напруга вузла,кВ	111,8	110,49	113,8

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування

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

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

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для транспортування електроенергії новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол №3 – Брацлав з рівнем напруги 114,07 кВ; вузол № 200 – ЛДРЕС з рівнем напруги 115,5 кВ.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

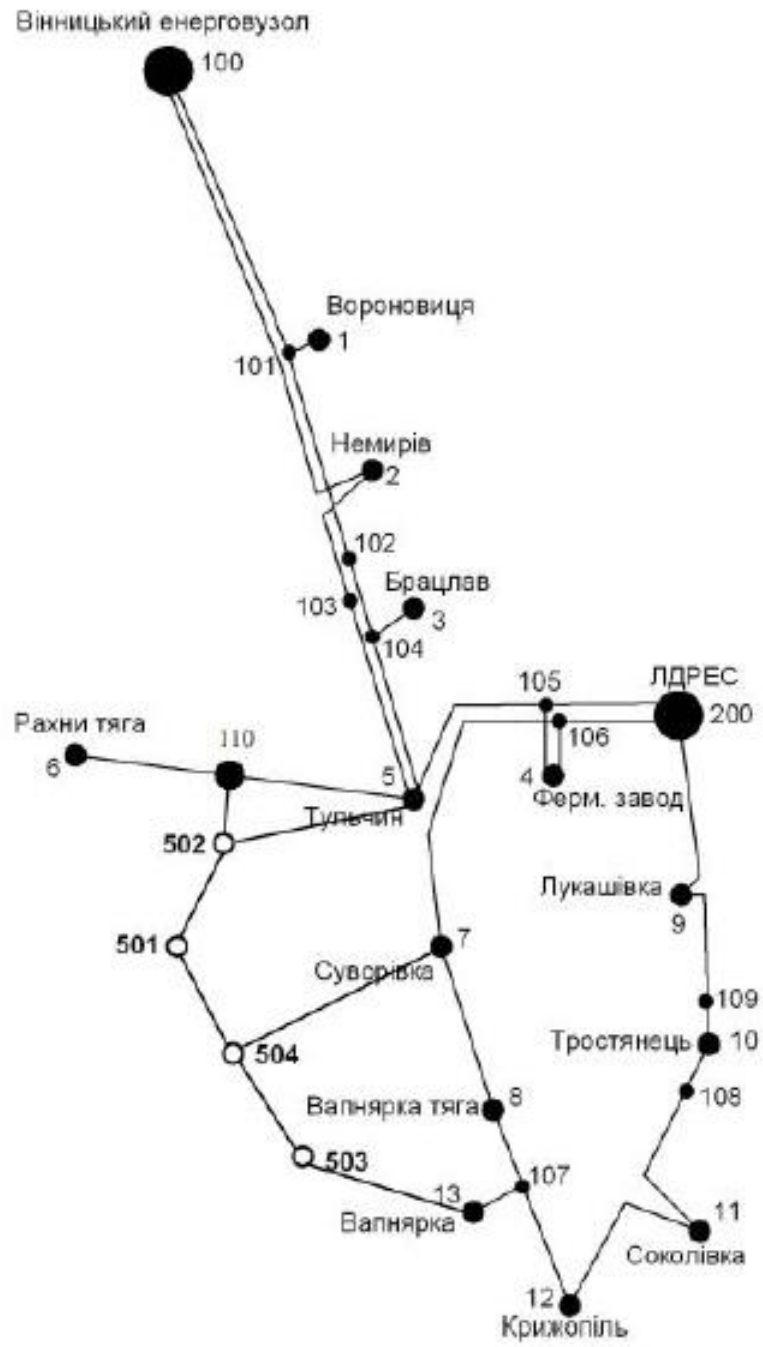


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

В загальному випадку залежності $V_i = f(P_i)$ нелінійні. Тому функція мети, що відтворює процес розвитку електричної мережі, може бути подана у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

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

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на спорудження 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ЛЕП; E - коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α - коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

Згідно ПУЕ [1] на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n - номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ - час максимальних втрат (4342 год/рік для $T_{нб} = 5800$ год/рік); C_0 - вартість 1

кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, 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
5	502	2,3	13,8	110	1573,680	0,131	6949,4	1,345	7083,9
110	502	0,8	4,8	110	1573,680	0,131	2417,2	0,468	2464,0
7	504	2,7	16,2	110	1573,680	0,131	8158,0	1,579	8315,9
13	503	2,1	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,228	6467,9
502	501	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	0,760	4003,9
501	504	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,819	4311,9
504	503	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	0,819	4311,9

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли.

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.2). Результати показали високу адекватність перетворення.

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1P), тис. грн
5-502	2,3	7,3	7020,1	7006,7	7034,9	968,3	7020,1	6318,1	7722,1
110-502	0,8	7,3	2441,8	2437,1	2446,9	336,8	2441,8	2197,6	2685,9
7-504	2,7	7,3	8241,0	8225,2	8258,4	1136,7	8241,0	7416,9	9065,1
13-503	2,1	7,3	6409,6	6397,4	6423,2	884,1	6409,6	5768,7	7050,6
502-501	1,3	7,3	3967,9	3960,3	3976,3	547,3	3967,9	3571,1	4364,7
501-504	1,4	7,3	4273,1	4264,9	4282,1	589,4	4273,1	3845,8	4700,4
504-503	1,4	7,3	4273,1	4264,9	4282,1	589,4	4273,1	3845,8	4700,4

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв та параметрів які потрібно оптимізувати з математичної точки зору задача оптимізації формулюється таким чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (2.3)$$

при обмеженнях:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	5-502	7-501	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0				
501	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12.40	12.40	
502	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	-10.78	
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5.93	5.93	
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	8.09	8.09	
Коефіцієнти цільової функції	1229.594	528.794	632.557	1536.992	1844.390	1844.390	1741.924	9528.582	2049.323	480.530							0.000	
Потужності ЛЕП																		
Постійні складові витрат	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		0.000	
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		0.000	
Дисконтровані витрати, тис. грн																	0.000	

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	5-502	7-501	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00
502	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	0.00
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5.93	0.00
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	8.09	0.00
Коефіцієнти цільової функції	1229.594	528.794	632.557	1536.992	1844.390	1844.390	1741.924	9528.582	2049.323	480.530							34970.309
Потужності ЛЕП	0.000	1.617	8.086	5.930	10.782	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	9366.544	8157.958	6345.078	3927.906	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		27797.486
Змінні складові витрат	0.000	4.743	103.270	43.195	88.396	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		239.604
Дисконтровані витрати, тис. грн																	28037.090

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	5-502	7-501	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00
502	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	0.00
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5.93	0.00
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	8.09	0.00
Коефіцієнти цільової функції	1783.326	5794.537	102.631	1536.992	172.509	1007.967	1085.503	1085.503	1085.503	1085.503							13813.323
Потужності ЛЕП	0.000	0.000	15.634	0.000	10.782	0.000	0.900	1.617	5.930	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
Постійні складові витрат	0.000	0.000	8157.558	0.000	3927.906	0.000	0.900	4230.052	4230.052	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		20545.968
Змінні складові витрат	0.000	0.000	386.002	0.000	88.396	0.000	0.900	2.142	28.797	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		505.336
Дисконтровані витрати, тис. грн																	21051.304

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

Після повторного перебору вартісних коефіцієнтів виконуємо розрахунок третьої ітерації (рис. 2.4).

	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	Номери вузлів	5-502	108-502	7-504	13-503	502-501	501-502	501-504	504-501	504-503	503-504	0-0	0-0	0-0			0-0
501	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	12.40	0.00
502	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.78	0.00
503	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	5.93	0.00
504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	8.09	0.00
Коефіцієнти цільової функції	1783.326	620.287	546.515	1628.524	372.509	1007.967	1085.503	2616.888	718.192	1085.543							17540.865
Потужності ЛЕП	0.000	1.617	14.016	0.000	12.359	0.000	0.000	0.000	5.930	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
Постійні складові витрат	0.000	2417.173	8157.558	0.000	3927.906	0.000	0.000	0.000	4230.052	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		18733.088
Змінні складові витрат	0.000	1.224	310.270	0.000	116.904	0.000	0.000	0.000	28.797	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		457.194
Дисконтовані витрати, тис. грн																	15190.283

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (третья ітерація)

У таблиці на рис. 2.4 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.5.

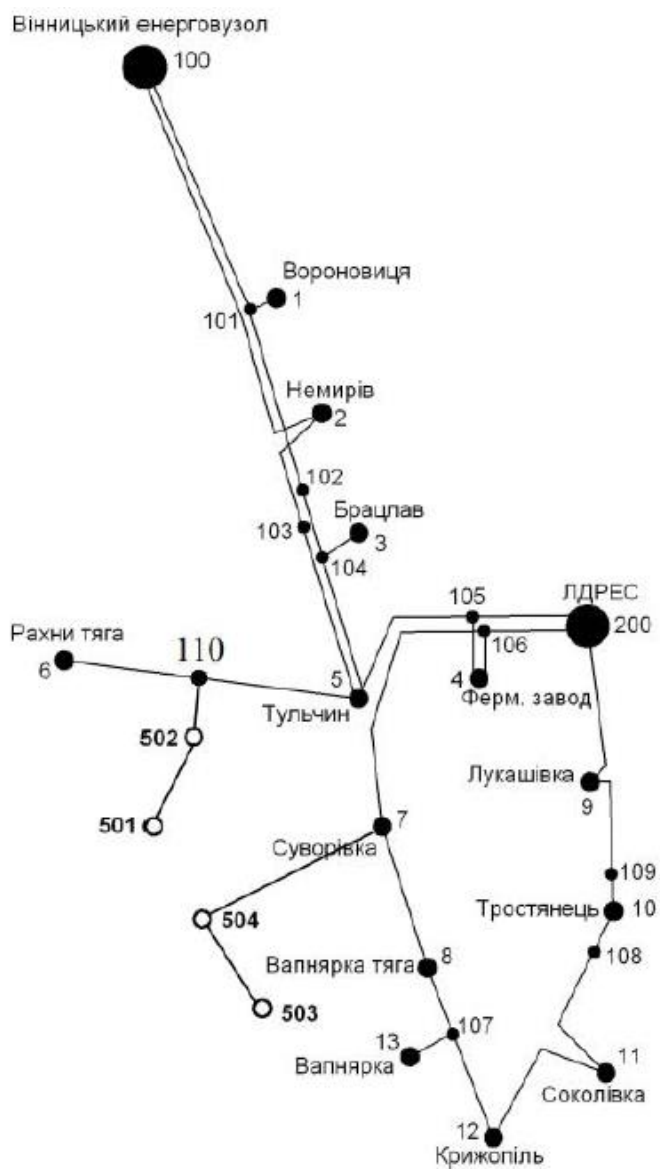


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема не забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 501-504 та між вузлами 503 і 504 побудувати дволанцюгову лінію, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

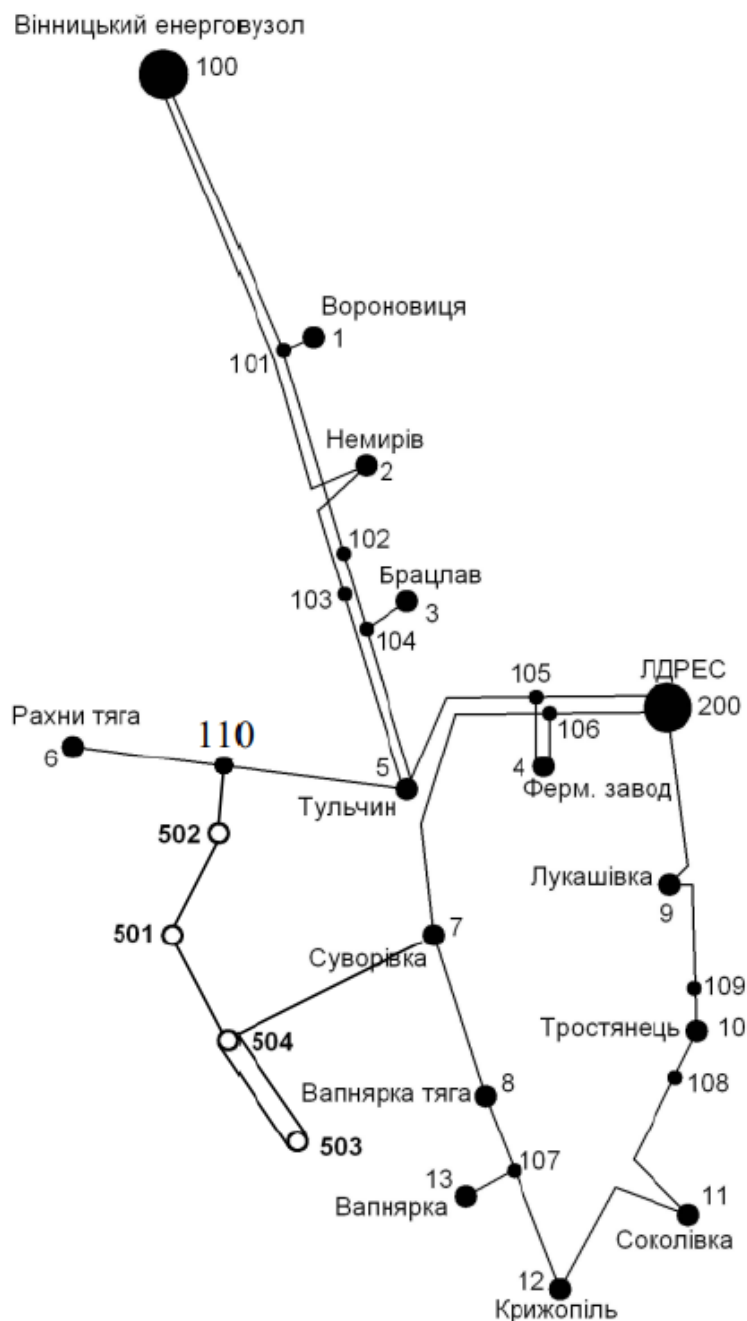


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 504-501 довжиною 7,8 км та дволанцюгової лінії 503 і 504 довжиною 8,4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 601, 602, 603, 604). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (3.2)$$

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

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

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), при чому функція витрат V_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

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

Коефіцієнти a_i та v_i беруться з Excel. Враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, що будується протягом року: $L_{\max} \leq 30$ км а також обмеження балансу потужностей.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 110-501, 502-501; 501-504. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{110-501} + \Delta L_{501-502} + \Delta L_{501-504} = 4,8 + 7,8 + 8,4 = 21 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (3.4) розраховуються V_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

Другий крок. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. І так само для кожного варіанту другого року враховується обмеження по введеній довжині лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 7-504, 504-503. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
1	1	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	37346,48	31122,07	31122,07
		502-501	7,8	18,7		14 013,58			
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
	2	502-501	7,8	18,7	24,6	14 013,58	58518,92	48765,76	48765,76
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
		504-503	8,4	5,9		29 667,96			
	3	7-504	16,2	7,8	24,60	28 647,71	58315,67	48596,39	48596,39
		504-503	8,4	5,9		29 667,96			
	4	501-504	8,4	6,3	24,60	14 837,38	43485,09	36237,57	36237,57
		7-504	16,2	7,8		28 647,71			
	5	110-502	4,8	8,70	21,00	16 991,05	45638,76	38032,30	38032,30
		7-504	16,2	7,8		28 647,71			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
2	11	7-504	16,2	7,8	24,6	28 647,71	58315,09	40496,59	71618,66
		504-503	8,4	5,9		29 667,38			
	21	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	37143,24	25793,91	74559,68
		7-504	16,2	7,8		28 647,71			
	31	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	37346,48	25935,06	74531,45
		502-501	7,8	18,7		14 013,58			
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
	41	110-502	4,8	8,70	21	8 495,52	52176,48	36233,67	72471,24
		502-501	7,8	18,7		14 013,58			
		504-503	8,4	5,9		29 667,38			
	51	502-501	7,8	18,7	32,4	14 013,58	86146,38	59823,88	97856,17
		501-504	8,4	6,3		14 837,38			
		7-504	16,2	7,8		57 295,42			

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з табл. 3.2 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 41. Після уточнення

потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 41 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.2.

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

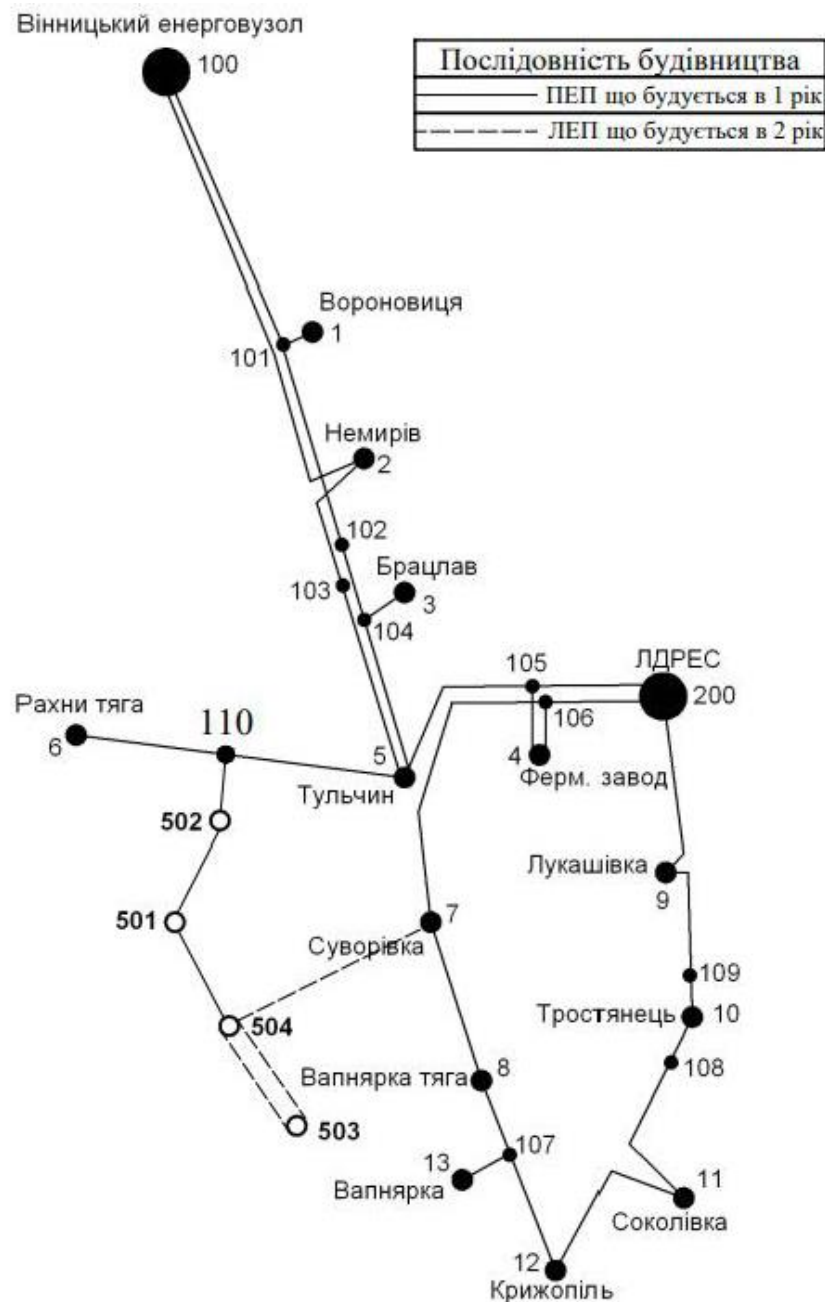


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (3.5)$$

$$I_{розр110-502} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10,85}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 59,8 \text{ (А)};$$

$$I_{розр502-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{19,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 54,8 \text{ (А)};$$

$$I_{розр501-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 34,6 \text{ (А)};$$

$$I_{розр7-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,68}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53,34 \text{ (А)};$$

$$I_{розр503-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 36,7 \text{ (А)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5800$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин.

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 5 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 110-502;

2й – розрив лінії 502-501;

3й – розрив лінії 501-504;

4й – розрив лінії 7-504;

5й – розрив лінії 503-504;

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
110-502	53	49	33	105	54	105	390	59,81739	АС-120/19
502-501	97	0	69	148	99	148		54,8485	АС-120/19
501-504	30	71	0	78	31	78		34,61134	АС-120/19
7-504	49	149	77	0	49	149		53,34722	АС-120/19
503-504	0,33	34	33	34	33	34		36,7248	АС-120/19

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

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в після аварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (4.1)$$

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{13,06}{1,4 \cdot (2-1) \cdot 0,88} = 9,95 \text{ МВА.}$$

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

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

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		ц _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
502	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
503	ТМН-6300/110	6,3	±9х1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 4.2

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{14.1}{(2-1) \cdot 10} = 1,4 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{10,9}{(2-1) \cdot 10} = 1,08 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{6,32}{(2-1) \cdot 6,3} = 1,08 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{8,9}{(2-1) \cdot 10} = 0,89 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-4 – Місток з вимикачами в колах лінії і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1). Таке виконання схеми дасть можливість забезпечити транзит потужності через вузол навіть як що трансформатор виведений з ладу.

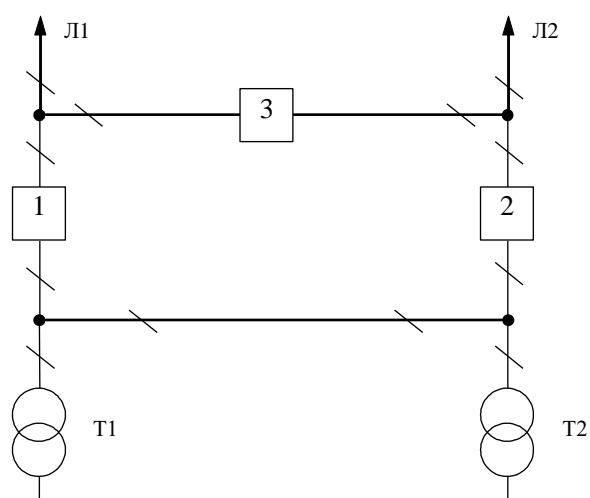


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502

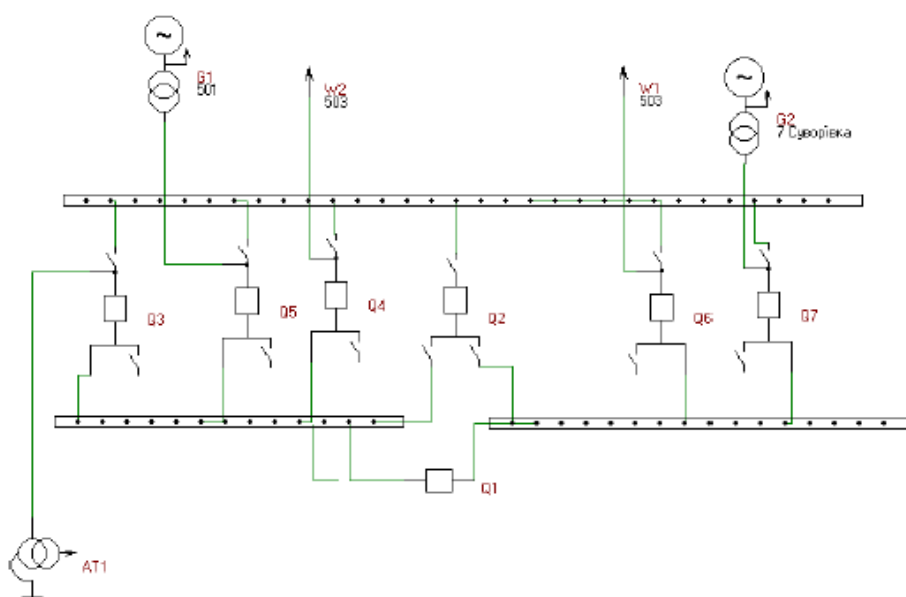


Рисунок 5.2 – Схема розподільчого пристрою вузлів 504

В вузол 504 теж підходить 2 трансформатора, але оскільки кількість ліній що підходять до вузла рівна 4 це робить її най збитковішою у разі виходу з ладу РП цього вузла, тому схема РП 110-6 Одна робоча, секціонована система шин з обхідною (рис. 5.2).

В вузол 503 підходить 2 трансформатора, але оскільки це кінцева підстанція схема для неї не має необхідності забезпечувати транзит, тому схема РП 110-3 Місток з вимикачами в колах лінії і ремонтної перемичкою з боку лінії (рис. 5.3).

5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Суворівка». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Суварівка» (вузол 7) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Розширений місток».

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 110 що є місцем врізки в лінію 5-6 «Тульчин – Рахни тяга» проводу АС-120 (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити відгалужувальну опору. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП.. Тому аналіз надійності даної підстанції можна не виконувати

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані

частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми нової підстанції «Брацлав» (вузол 504).

Показники надійності визначаються формалізованим методом В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, λ_i (1/рік), час поновлення вимикачів ТВ (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів ТП (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача ТР (год.) [3, табл. 6.2].

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 7 \cdot 0,0007 = 0,995$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,045 \cdot 1,1 \cdot 10^{-4} = 4,9 \cdot 10^{-3} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де $T_{П1} = 29$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2/2 \cdot 29) = 12,4 \text{ год.}$$

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

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою схема розширений місток (вузол 3)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов	Вимикач, що знаходиться в плановому ремонті							
			Коефіцієнт режиму K_r та ремонтуємі вимикачі							
			$K_0=0,995$	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7
Q1	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	W1,W2,G1,AT1, G2-T ₀		W1,W2,G1,A T1,G2-T ₀	W1,W2,G1,AT1,G 2-T ₀	W1,W2,G1,AT1, G2-T ₀	W1,W2,G1,AT1 G2-T ₀	W1,W2,G1,AT 1,G2-T ₀	W1,W2,G1,AT1 G2-T ₀
			D(G2,W1)-T _B		D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B	D(G2,W1)-T _B
Q2	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225		D(G2,W1)-T ₀		G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀
				D(G2,W1)-T _B		AT1-T _B	W2-T _B	G2-T _B	W1-T _B	G2-T _B
Q3	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,G1,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀		W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀
			AT1-T _B	AT1, D(G2,W2) D(G1,W1)-T _B	AT1-T _B		AT1-T _B	AT1-T _B	AT1-T _B	AT1-T _B
Q4	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	W2,G1,AT1 D(G2,W2)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀		W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀	W2,G1,AT1 D(G2,W1)-T ₀
			W2-T _B	W2 D(G2,W1) D(AT1,W2)-T _B	W2-T _B	W2-T _B		W2-T _B	W2-T _B	W2-T _B
Q5	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀		G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀	G1,W2,AT1 D(G2,W1)-T ₀
			W2-T _B	W1 D(W1,G2) D(AT1,W2)-T _B	G1-T _B	G1-T _B	G1-T _B		G1-T _B	G1-T _B
Q6	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0279	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀		W1,G1,G2 D(AT1,W2)-T ₀
			W1-T _B	W1,G2-T _B	W1-T _B	W1-T _B	W1-T _B	W1-T _B		W1-T _B
Q7	$4,9 \cdot 10^{-3}$	0,0225	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	W1,G2-T ₀	
			G2-T _B	G2,W1-T _B	G2-T _B	G2-T _B	G2-T _B	G2-T _B	G2-T _B	

За результатами за результатами аналізу можна зробити висновок що сема 110-6 є надійною про що свідчить можливість забезпечити енергоспоживання приєднані лінії..

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

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

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($30 = 405$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{HD} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

$$W_{PIK} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{HD} = K_{Всум.} \cdot W_{PIK} \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії для розширеного містка

W _{рік} , МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	Мзб, грн.
90 654	1,9	770,28

З розрахунків можна сказати, що схема розширених місток дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

Джерела централізованого електропостачання в довільний момент часу повинні віддавати в мережі стільки електроенергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі з урахуванням втрат на передачу. Виходячи з цього баланс активних потужностей за незмінної частоти $f=f_{ном}$ для вузлів 501, 502, 503, 504 запишеться так:

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

$$P_{\Gamma 110-13} = 0,9 \cdot (12,4 + 5,93 + 8,09) - 0,5 \cdot 10,78 + 0,05 \cdot (12,4 + 5,93 + 8,09) - 0,05 \cdot 10,78 = 19,16 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{ні}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{ні}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{ні}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma 3-504} = 19,16 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 19,16 \cdot 0,34 = 6,51 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ЛЕПЗ-504}} = 114,91^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,316 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 13,9 = 13,27 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 13,27 = 1,327 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПи}} = 13,27 + 1,327 - 1,7 - 6,51 - 0,6 \cdot 1,54 = 5,54 \text{ (МВАр)}.$$

Зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5850 КВАр в вузлі 501.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку В.

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

Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності

та якості електропостачання частини споживачів, що залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\%U_{ном}$.

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках В та Г.

7.4. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН.

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 7.1).

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	110,12	104,2	116,5
502	110,5	104,6	116,8
503	109,97	104,07	116,3
504	110,05	104,15	116,4

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,04	9,44	10,68
502	10,58	10,02	11,19
503	10,13	9,54	10,76
504	10,24	9,66	10,87

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (7.1)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_T + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_T}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

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

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

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (7.4)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{Т501} = \frac{((12,4) \cdot (7,75/2)) + ((6,69) \cdot (139/2))}{110,02} = 4,66 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т501б} = \frac{110,02 + 4,66}{10,5} = 10,04$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т601д} = 10,141$, що відповідає 11-й відпайці.

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

$$U_{НН601д} = \frac{110,02 - 4,66}{10,04} = 10,4 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Т6}	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 виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	4.66	10.04	10.40	11	10.141	0.10
502	0.59	10.47	10.51	9	10.455	0.10
503	3.76	10.11	10.47	11	10.141	0.09
504	2.76	10.22	10.42	10	10.298	0.09

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

8 ТЕХНІКО-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 проекту розвитку електричної мережі в цілому.

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

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,68$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням

електромережевого об'єкта, МВт×год; V – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

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 (4342 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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 електропередач: Суворівка (вузол 7) – 504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- будівництво лінії електропередач 504– 501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 501;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Суворівка (вузол 7);

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 110-502 та 502-501,504-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503;
- організація відгалуджування у вузлі (вузол 110).

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл.

8.1–8.6.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	4 од.	373,308	25000,524	229,936	159,800	2,482	31256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1255,0
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	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			71 054,247						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Суворівка (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Вузли ВРУ 110 кВ:								
1.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора з вимикача	1 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
1.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	3 од.	373,308	25000,524	229,936	159,800	2,482	31256,048	410,0
1.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
1.4	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	3 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1255,0
2	Вузли обладнання 10 кВ:								
2.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
2.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	1 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
2.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	2 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
2.1.3	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7

Продовження табл. 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Суворівка (вузол 7)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1.4	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	5 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
2.1.5	Камери з іншим обладнанням 10кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9
Загальна кошторисна вартість			47 526,47						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.1	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
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	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			751,318	16996,13	716,44	477,06	9,574	18950,143	1064,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.5	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.6	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.7	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.8	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 147 525,5 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4–8.6.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.1	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
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	260,0

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	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	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502):

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			646,47	4874,011	146,03	151,62	17	5845,329	112,5
4.2	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	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Продовження табл. 8.5 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 8.6 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Тульчин-Рахни тяга" (вузол 110):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	472,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			259,817	342,264	49,9	32,16	2	686,23	100
Загальна кошторисна вартість			686,23						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 97 016,097 тис. грн.

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (8,4 + 16,20) = 28\,470,41 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (4,8 + 7,8 + 8,4) = 24\,304,001 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 126\,385,5 + 28\,470,408 = 175\,995,908 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 97\,016,097 + 24\,304,007 = 121\,320,104 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (8.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$V_{\text{Л1}} = (28\,47,408 \cdot 0,3)/100 = 85,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = ((24\,304,007 \cdot 0,3)/100 = 72,91 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (175\,995,9 \cdot 3)/100 = 4425,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (97\,016,1 \cdot 3)/100 = 2910,5 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Д), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП501-504,7-504 П/ст:504,501,110	813	104	9043
2	ЛЕП:110-502,502- 501,504-503 П/ст:502,503,110	-246	54	-3913

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 85,4 + 4425,7 + 9043 \cdot 1,68 = 19\,703,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 72,9 + 2910,5 + (-3913) \cdot 1,68 = -3590,45 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(504+503)} = (8,09 + 5,93) \cdot 5800 = 81316 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(501+502)} = 12,4 \cdot 5800 + 10,7 \cdot 1200 = 84760 \text{ МВт·год}.$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$П_1 = 1,68 \cdot 0,12 \cdot 81316 - 19703,22 = -3309,91 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 1,68 \cdot 0,12 \cdot 84760 - (-3590,45) = 20680 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (8.1):

$$E'_a = \frac{-3309,91/(1 + 0,2) + 20,680/(1 + 0,2)^2}{175995,9/(1 + 0,2) + 121320,104/(1 + 0,2)^2} = 0,058$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,058 = 17,1 \text{ років}.$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	26,42
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	10
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5800
Сумарна електроенергія, відпущена абонентами	млн.кВт*год	166,07
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	млн.кВт*год	12,00
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	млн.грн.	297,316
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	17,1
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,926
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,9
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	млн. кВт*год	5,13
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год	29,926

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів, але попри це термін окупності складає 17,1 років, що не є ефективно.

9 ЗАЗЕМЛЕННЯ ОПОР НА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРУГОЮ 110кВ

Також, як і в інших елементах електричної системи, на повітряних лініях електропередачі можуть виникати пошкодження з порушенням робочої ізоляції. Обрив проводу, перекриття або пробій ізоляторів тощо причини можуть викликати протікання струму через пошкоджену опору, а в деяких випадках і через сусідні з нею. Цей процес супроводжується появою потенціалу на опорі, а отже, і напруг дотику та крокових напруг.

Для захисту людей, які перебувають поблизу з пошкодженою опорою, опори приєднуються до спеціальних заземлювальних пристроїв для зменшення опору розтіканню струму в землі. На дерев'яних опорах потенціал практично не може з'явитися, тому для них навіть за наявності металевих траверс захисне заземлення не виконується. Захисне заземлення на опорах ПЛ напругою вище 330 кВ також не виконують через наявність швидкодіючих захистів і суттєве ускладнення заземлювального пристрою для забезпечення безпечних величин напруги дотику і кроку.

Крім того, заземлення опор виконується за наявності засобів блискавкозахисту. Головним засобом блискавкозахисту на ПЛ є підвіска грозозахисного троса. Заземлювальний пристрій призначається для відведення в землю імпульсних струмів, що виникають унаслідок прямого удару блискавки в опори або грозозахисні троси, а також для зниження напруги на ізоляції лінії під час цього. Так само до заземлювального пристрою підключаються захисні іскрові проміжки, трубчасті та вентильні розрядники, обмежувачі перенапруг, довгою-іскрові та мультикамерні розрядники тощо (рис. 9.1.).

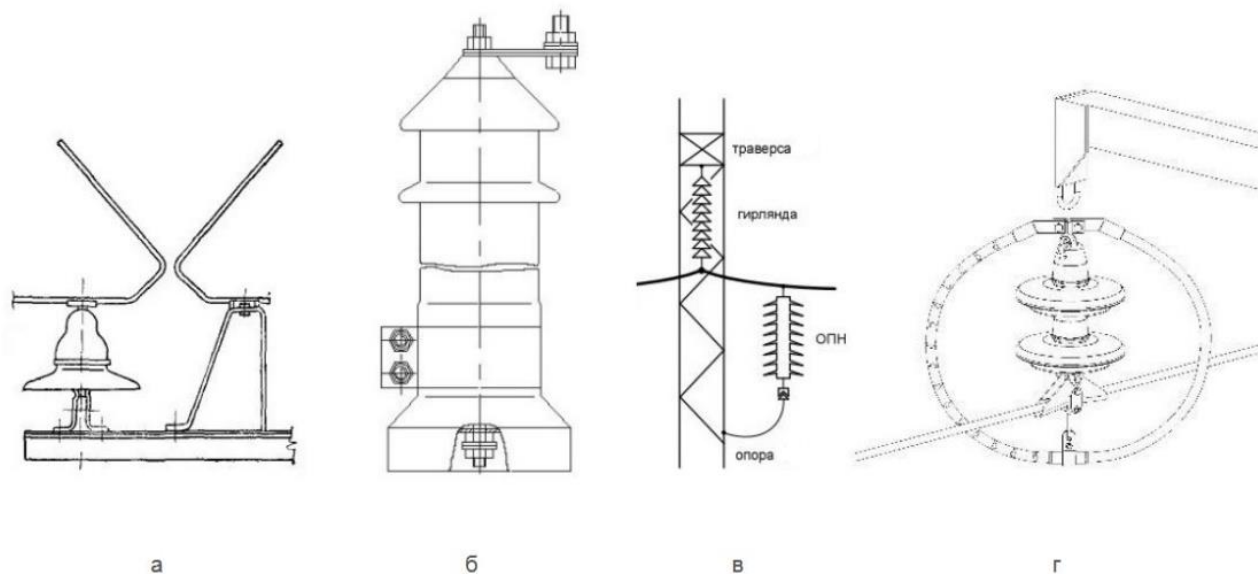


Рисунок 9.1 – Засоби грозозахисту повітряних ліній електропередачі:
 а) іскровий проміжок; б) вентиляльний розрядник; в) ОПН; г) довго-іскровий розрядник.

Також, заземлюються металеві та залізобетонні опори ПЛ 110-500 кВ без засобів блискавкозахисту, якщо це необхідно за умовами забезпечення роботи релейного захисту та автоматики.

Як заземлювальні спуски на ПЛ використовують конструкції металевих опор або поздовжню арматуру залізобетонних опор. По дерев'яних і з/б опорах за відсутності спеціальних випусків арматури заземлювальні спуски прокладають круглою сталлю діаметром не менш як 10 мм або багатожильним проводом перерізом не менш як 35 мм^2 . Кількість спусків має бути не менше двох. Один кінець заземлювального спуску приєднують до заземлювача, а другий до заземлювального елемента. На металевих опорах заземлюванні елементи приєднують до опори, а стовбур опори внизу з'єднують із заземлювачем (рис. 9.2).

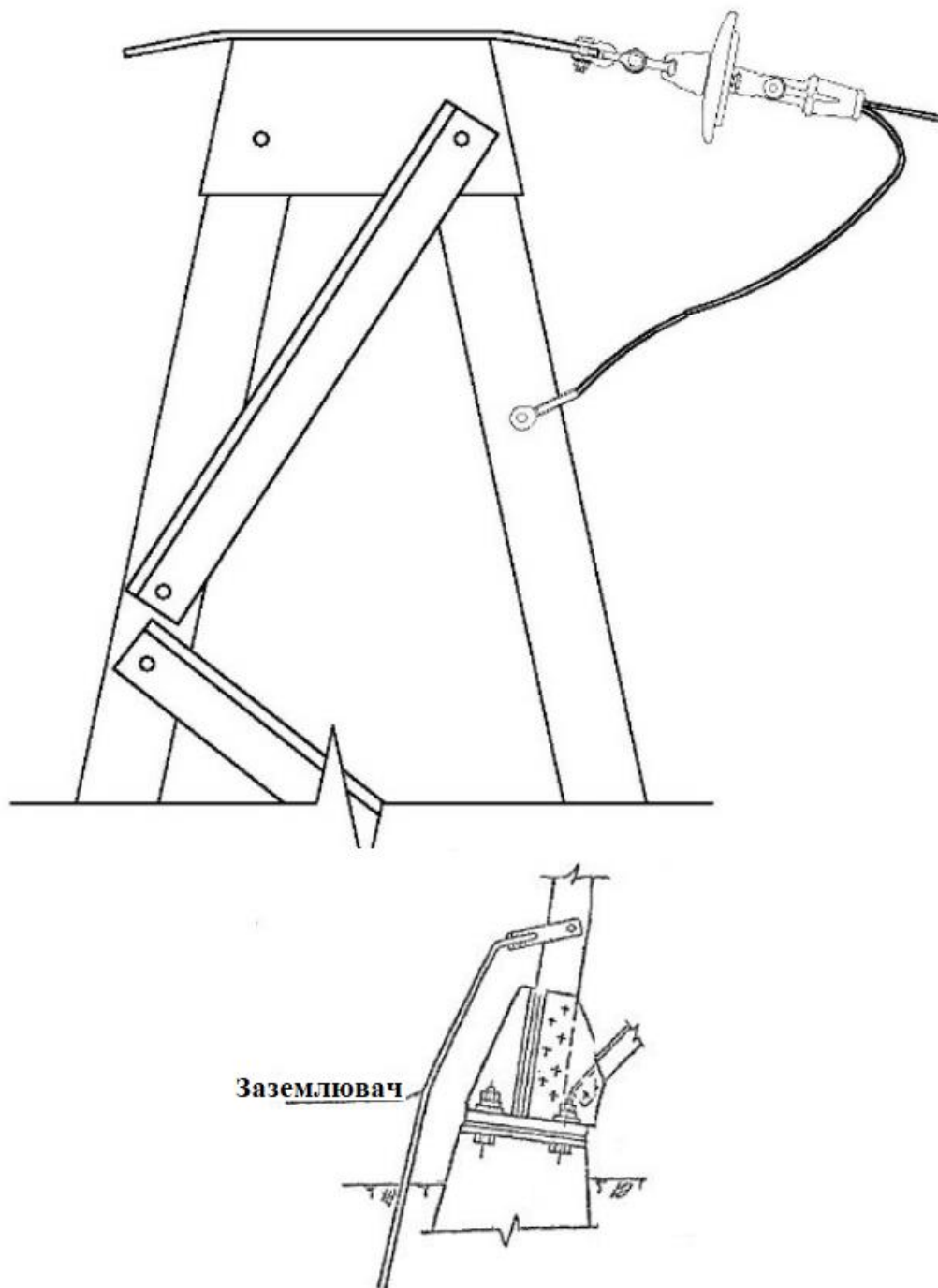


Рисунок 9.2 - Підключення заземлюваних елементів до заземлювача на металевих опорах

Правила влаштування електроустановок регламентують найбільший опір заземлювального пристрою опор залежно від питомого опору ґрунту, висоти опор, кількості кіл ПЛ, кількості грозових відключень, висоти розташування ПЛ над рівнем моря, типу місцевості (населена/ненаселена), якою проходить ПЛ. Значення

опору повинні забезпечуватися в літній час, тобто без урахування промерзання ґрунту.

Для опор ПЛ 110 кВ у ґрунтах з питомим опором до 1000 Ом·м як природні заземлювачі можуть бути використані залізобетонні фундаменти опор (збірні, монолітні, палі, набивні). При цьому фундаменти не повинні мати гідроізоляції полімерними матеріалами і необхідно забезпечити металевий зв'язок між анкерними болтами та арматурою фундаменту.

Штучні заземлювачі опор являють собою металеві провідники, які перебувають у безпосередньому зіткненні із землею. Конструктивні рішення, що приймаються під час проектування заземлювального пристрою, залежать від типу фундаменту опори. Розташування та лінійні розміри штучних заземлювачів мають бути узгоджені з величиною питомого опору ґрунту і розташуванням стійок опори.

Для створення численних шляхів струму блискавки або пошкодження, що стікає з опори в землю, і забезпечення достатнього повного використання провідності розтікання одиничних заземлювачів рекомендується виконувати заземлювальний пристрій у вигляді груп заземлювачів, розташованих біля кожної стійки опори (рис. 9.3).

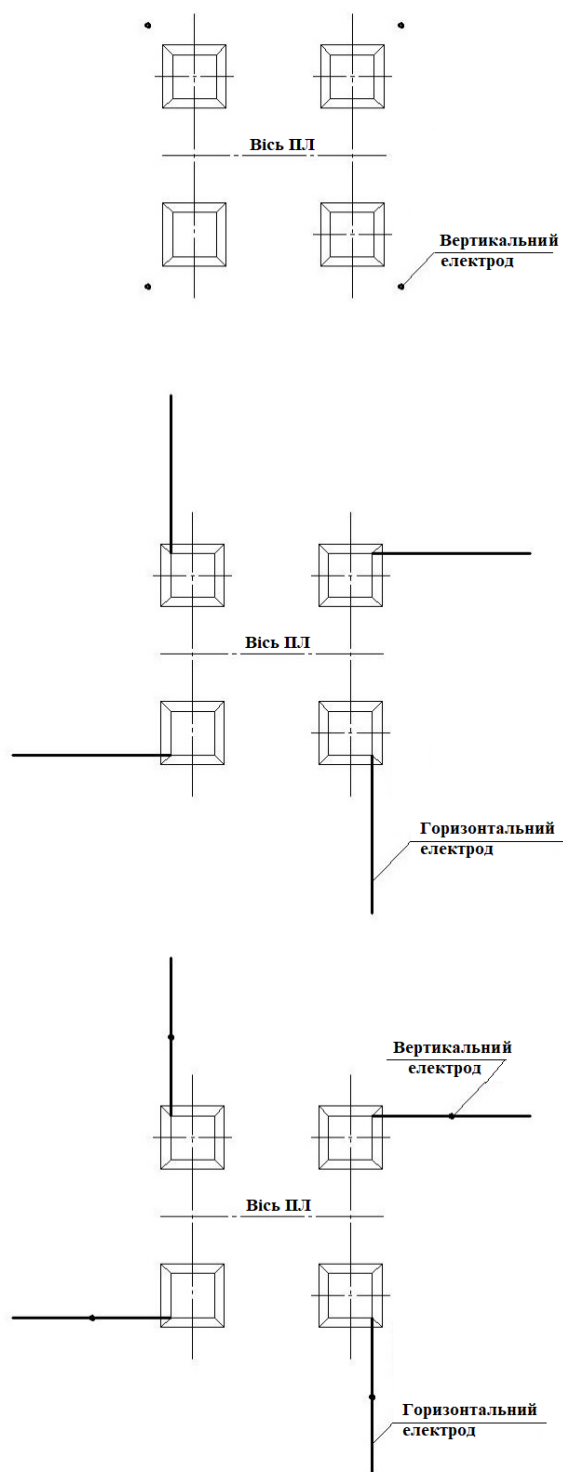


Рисунок 9.3 - Різні конфігурації заземлювального пристрою

Залежно від питомого опору ґрунту і типів фундаменту доцільно застосування тих чи інших конструктивних виконань заземлювальних пристроїв.

У випадках, коли провідність нижніх шарів ґрунту значно нижча за верхні, а також у разі використання пальових фундаментів рекомендується встановлення вертикальних електродів. Вони добре відводять імпульсні струми грозових розрядів. Глибинні заземлювачі займають невелику площу і за рахунок великої глибини забезпечують малу величину опору розтіканню струму. Під час проєктування глибинних заземлювачів важливо правильно вибрати розрахункове значення питомого опору ґрунту з урахуванням його неоднорідності, а також визначити оптимальну довжину одиничного електрода.

Коли провідність поверхневих шарів ґрунту досить висока, можна застосовувати горизонтальні протяжні заземлювачі. Також це рішення застосовується в кам'янистих і скельних ґрунтах, коли неможливо заглибити вертикальні заземлювачі. На ділянках з дуже високим питомим опором ґрунту може бути ефективним застосування безперервних горизонтальних електродів, що з'єднують кілька опор (так звані противаги).

Для опор ліній заввишки понад 35-40 м, що здебільшого стосується ліній 110-220 кВ, на ділянках, захищених тросами, опір розтікання струму заземлювальних пристроїв опор має бути у 2 рази меншим порівняно зі значеннями, наведеними вище. Ця рекомендація зумовлена тим, що високі опори баштового типу із серії уніфікованих мають за конструкцією недостатню грозотривкість, і надійна робота ліній електропередачі, виконаних на таких опорах, залежить від величини опору розтікання струму: що менші значення опору розтікання струму, то менше грозових вимкнень ліній.

Для забезпечення на лініях електропередачі необхідних ПУЕ величин опору розтікання струму блискавки сучасна практика рекомендує наступне:

1. При ґрунтах з питомим опором використовувати природні заземлювачі опор - залізобетонні фундаменти, підніжники, анкерні плити в поєднанні в разі потреби з нескладними штучними заземлювачами.

Оскільки стікання імпульсних струмів і струмів промислової частоти із залізобетонних конструкцій слідує відомим для звичайних заземлювачів

закономірностям, що дає змогу застосовувати для розрахунку опору розтікання їхнього струму загальноприйняті формули.

Загальний опір розтікання струму грибоподібного залізобетонного підніжника розраховується за такою формулою:

$$R = \frac{\frac{p}{2\pi l} \ln \frac{2l}{A} \cdot \frac{p}{8h}}{\frac{p}{2\pi l} \ln \frac{2l}{A} + \frac{p}{8h}} \cdot \frac{1}{\mu},$$

де $\mu=0,9$ - коефіцієнт використання; h - радіус підніжника грибка, см; l - довжина стрижня підніжника, см; A - середня геометрична відстань від першого стрижня до всіх інших:

$$A = \sqrt[n]{aA_2A_3A_4}, \text{ см}$$

де a - радіус стрижня, м; n - кількість стрижнів; p - питомий опір ґрунту, Ом – см.

2. У разі ґрунтів з питомим опором $p > 3 \times 10^{-4}$ Ом-см рекомендується застосовувати систему променевих заземлювачів раціональної довжини, що забезпечують необхідну ПУЕ величину опору розтікання струму 30 Ом. На територіях промислових підприємств застосування променевих заземлювачів не завжди здійсненне.

У цих випадках заземлювальні пристрої опор рекомендується виконувати у вигляді контурів, що складаються з вертикальних електродів, пов'язаних сталеву смугою.

3. У ґрунтах із питомим опором понад $p = 7 \cdot 10^{-4}$ Ом-см доцільне застосування безперервних горизонтальних заземлювачів - противаг, які прокладають уздовж траси і з'єднують опори заземлювача. Така система забезпечує достатній рівень грозотривкості ліній електропередачі, і нормальну роботу релейного захисту при однополюсних замиканнях на землю.

На кабельних лініях відповідно до вимог ПУЕ мають бути заземлені кінцеві муфти шляхом приєднання їхніх корпусів до заземлювального пристрою РУ підстанцій. Під час переходу кабельної лінії в повітряну кабельні кінцеві муфти, що встановлюються на опорі, повинні приєднуватися до заземлювального контуру опори.

У тих випадках, коли кінцева опора не має контуру заземлення, допускається заземлювати кабельну муфту на металеву оболонку кабелю, якщо кабельна муфта на іншому кінці кабелю приєднана до заземлювального пристрою РУ або опір розтікання струму кабельної оболонки не перевищує 10 Ом.

Кабельні з'єднувальні та стопорні муфти, розташовані в колодязях і камерах блокової каналізації, тунелях і колекторах, мають бути заземлені. Для цієї мети в блоках або каналах від одного РУ до іншого прокладається заземлювальна смуга, приєднана з двох кінців до заземлювальних пристроїв РУ.

У випадках, коли кабельні колодязі передбачено на трасах кабельних ліній із траншейним прокладанням (під час перетинів залізничних колій, автомагістралей, водних перешкод тощо), у них також слід передбачати заземлювальний контур з опором розтікання струму до 10 Ом.

Величина імпульсних опорів заземлювальних пристроїв (ЗП) підстанцій та опор ліній електропередач є важливим фактором, що впливає на надійність захисту електроустановок. Під локальним імпульсним опором заземлення розуміється розраховувана величина, що дорівнює відношенню миттєвих значень імпульсної напруги на заземлювачі та імпульсного струму через нього.

Імпульсний опір визначається за час, що не перевищує перших одиниць мікросекунд, коли розтікання відбувається лише з ближньої зони заземлювального пристрою апарата і не охоплює всі заземлюючі пристрої електроустановки.

Імпульсний опір заземлювача — величина комплексна, тому в схему заміщення ЗП входять також реактивні елементи. Оскільки під час імпульсних дій не існує такої загальноприйнятої характеристики заземлювальних пристроїв, як поняття стаціонарного опору R за низькочастотних впливів, то для визначення

імпульсних характеристик заземлювальних пристроїв необхідно мати криві струму і напруги на ЗП, які потім можуть оброблятися за допомогою різних алгоритмів.

Грозові відключення повітряних ліній (ПЛ) складають 10...30 відсотків від загальної кількості відключень. Їхня кількість суттєво залежить від опору заземлення опор повітряних ліній. Дослідження впливу зміни імпульсного опору заземлення опор ПЛ напругою 110 кВ і вище сприяє можливості підвищення надійності електропостачання споживачів та ефективності експлуатації електричних мереж.

Зі збільшенням імпульсного опору заземлення в 2 рази ймовірність появи небезпечних для ізоляції ПЛ атмосферних перенапруг для класу напруг 110—220 кВ зростає в 1,5...1,65 рази, а для класу напруг 330—750 кВ зростає істотніше.

Діючими Правилами улаштування електроустановок нормуються найбільші допустимі значення опору заземлення опор повітряних ліній електропередач залежно від питомого опору ґрунту вздовж траси ПЛ. Такий підхід спрощує проектування, але не відповідає на питання достатності прийнятого технічного рішення.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1. Задачі розділу

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), для захисту людини від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції може бути застосований один з таких захисних засобів: мала напруга, вирівнювання потенціалів, подвійна ізоляція, роздільне живлення, захисне ви-микання, захисне заземлення (занулення). Із захисних засобів, перелік яких дається, кожний може бути використаний окремо (бути самостійним захисним засобом) або поєднуватись з іншими в деяку комбінацію.

Найбільш поширеними технічними засобами захисту є захисне заземлення та занулення, які мають чітку сферу застосування, тоді як сфера застосування інших захисних засобів або обмежена, або має рекомендаційний характер, або ж дуже вузьку сферу обов'язкового застосування. Захисному заземленню або зануленню підлягають металеві частини електроустановок, які доступні дотику людини і не мають інших засобів захисту, які забезпечують електробезпеку.

10.2. Загальні відомості

Заземлення – виконання електричного з'єднання певних частин електроустановки або обладнання з заземлювальним пристроєм.

Захисне заземлення – заземлення, яке виконується з метою забезпечення електробезпеки.

Мета розрахунку захисного заземлення – визначення кількості електродів заземлювача і заземлювальних провідників, їхніх розмірів і схеми розміщення в землі, при яких опір заземлювального пристрою розтіканню струму або напруга дотику при замиканні фази на заземлені частини електроустановок не перевищують допустимих значень.

Розрахунок, як правило, виконується за умов однорідності ґрунту. Заземлювальний пристрій складається із заземлювача і з'єднувальної смуги. Розрізняють заземлювачі штучні, які призначені тільки для цілей заземлення, і природні (металеві конструкції і комунікації іншого призначення, які знаходяться у землі).

Як штучні заземлювачі використовують сталеві труби діаметром 35–50 мм і кутову сталь (40×40...60×60 мм з товщиною стінок не менше 3,5 мм і довжиною 2,5–3 м); пруткову сталь діаметром не менше 10 мм; сталеві шини перерізом 100 мм². Вертикальні заземлювачі з'єднують у контур смугою зі сталі перерізу не менше 6 мм за допомогою зварювання.

Розрахунок заземлення робиться з урахуванням заданих допустимих значень опору R_d заземлювального пристрою, допустимої напруги дотику та кроку.

Загальні вимоги щодо значень R_d захисного заземлення електроустановок викладені у міждержавному стандарті ГОСТ 12.1.030-81 «Захисне заземлення. Занулення» та ПУЕ.

10.3. Послідовність розрахунку

1. Визначається розрахунковий струм замикання на землю I_z , А і допустимий опір розтікання струму в заземлювальному пристрої R_d , Ом згідно з ПУЕ залежно від напруги, режиму нейтралі, потужності електроустановок.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту залежно від коефіцієнта сезонності для відповідної кліматичної зони:

$$r_{\text{розрах.}} = r_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (10.1)$$

де $r_{\text{табл.}}$ – приблизне табличне значення питомого опору ґрунту, яке рекомендується для розрахунку, табл. 10.1;

K_c – коефіцієнт сезонності, табл. 10.2.

3. Визначається H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 10.1):

$H = H_0 + l/2$, де l – довжина заземлювача, м.; H_0 – глибина закладення заземлювача, м.

4. Визначається опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі, Ом:

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H+1}{4H-1} \right), \quad (10.2)$$

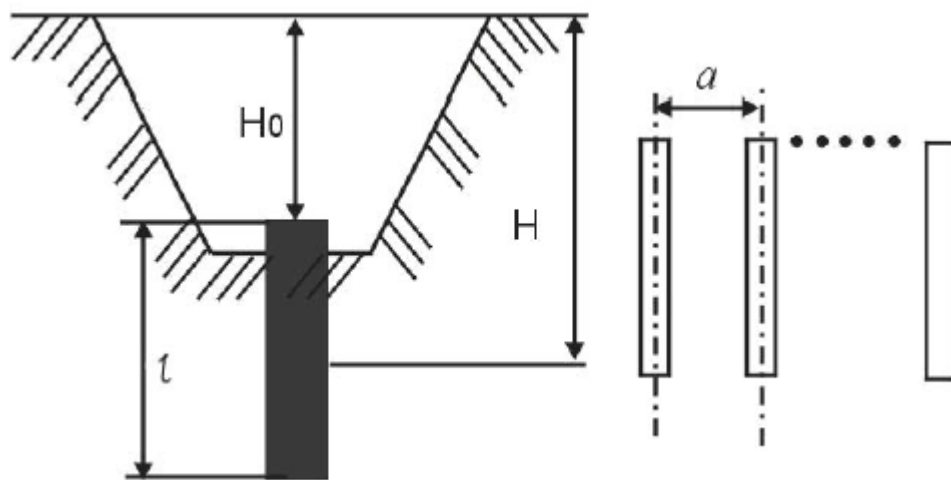


Рисунок 10.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

5. Визначається орієнтована кількість $n_{\text{ор.}}$ вертикальних заземлювачів за формулою:

$$n_{\text{ор.}} = \frac{R_B}{R_D \cdot \eta_B}, \quad (10.3)$$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів,

при $\eta_B = 1$, $n_{\text{ор.}} = \frac{R_B}{R_D}$.

Таблиця 10.1 – Приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом*м.

Ґрунт, вода	Можливі межі коливань, ρ	При вологості 10-20% до маси ґрунту	Рекомендоване значення для приблизних розрахунків
Глина	8–70	40	40
Суглинок	40–150	100	100
Чернозем	9–530	200	200
Торф	10–30	20	20
Садова земля	30–60	40	40
Супісок	150–400	300	300
Пісок	400–700	700	700
Кам'янистий	500–800	–	–
Скелястий	10^4 – 10^7	–	–
Вода:			
морська	0,2–1,0	–	1,0
річкова	10–100	–	80
водоймищ	40–50	–	50
струмкова	10–60	–	60
ґрунтова	20–70	–	50

6. Знаючи орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів n_{op} , їх розташування (у ряд чи по контуру) і відношення відстані між заземлювачами до їх довжини a/l , визначають за табл. 10.3 або 10.4 коефіцієнт використання η_v вертикальних заземлювачів.

Таблиця 10.2 – Коефіцієнт сезонності $K_{с.в.}$ для однорідної землі при вимірюванні її опору

Кліматична зона	Вологість землі при вимірюванні		
	підвищена	Нормальна	Мала
К с.в. для електрода довжиною $L_B = 3$ м			
I	1,9	1,7	1,5
II	1,7	1,5	1,3
III	1,5	1,3	1,2
IV	1,3	1,1	1,0
К с.в. для електрода довжиною $L_B = 5$ м			
I	1,5	1,4	1,3
II	1,4	1,3	1,2
III	1,3	1,2	1,1
IV	1,2	1,1	1,0

7. Визначається необхідна кількість n_B вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта використання з формули:

$$n_B = \frac{R_B}{R_D \cdot \eta_B} = \frac{n_{OP}}{\eta_B}. \quad (10.4)$$

Таблиця 10.3 – Значення коефіцієнта використання вертикальних заземлювачів n_B , розташованих у ряду

Відношення відстані між електродами до їх довжини a/l	Кількість заземлювачів n									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,86	0,81	0,77	0,74	0,72	0,70	0,67	0,65	0,62	0,60
2	0,95	0,92	0,89	0,86	0,84	0,82	0,79	0,77	0,75	0,73
3	0,97	0,94	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,83	0,82	0,81

Таблиця 10.4 – Значення коефіцієнта використання вертикальних заземлювачів n_B , розташованих по контуру

Відношення відстані між електродами до їх довжини a/l	Кількість заземлювачів n								
	4	8	12	16	20	40	60	100	
1	0,66	0,56	0,50	0,47	0,44	0,41	0,39	0,36	
2	0,76	0,68	0,65	0,63	0,61	0,58	0,55	0,52	
3	0,84	0,77	0,73	0,70	0,68	0,66	0,64	0,62	

8. Визначається $R_{\text{розр.в.}}$ – розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при n_B без врахування з'єднувальної смужки.

Приймаємо, що всі вертикальні заземлювачі з'єднані паралельно.

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}. \quad (10.5)$$

9. Визначається довжина з'єднувальної смужки L_c за формулою:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n_B - 1). \quad (10.6)$$

10. Визначається опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній смужці), R_{Γ} :

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{L_c} \ln \frac{2Lc^2}{H_0 \cdot Bc}, \quad (10.7)$$

де Bc – ширина смужки.

11. Визначаємо η_{Γ} – коефіцієнт використання горизонтального заземлювача при розташуванні вертикальних заземлювачів відповідно до вихід-них даних (в ряд, або по контуру) з табл. 10.5 або 10.6.

Таблиця 10.5 – Значення коефіцієнта використання горизонтального стрічкового електрода h_{Γ} , що з'єднує вертикальні заземлювачі, розташовані у ряд

a/l	Кількість заземлювачів n									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,84	0,76	0,71	0,67	0,64	0,62	0,60	0,58	0,56	0,55
2	0,90	0,85	0,81	0,79	0,77	0,75	0,74	0,73	0,72	0,71
3	0,93	0,90	0,87	0,85	0,83	0,82	0,81	0,80	0,79	0,78

Таблиця 10.6 – Значення коефіцієнта використання горизонтального стрічкового електрода h_{Γ} , що з'єднує вертикальні заземлювачі, розташовані по контуру

a/l	Кількість заземлювачів n									
	4	6	8	10	12	16	20	40	60	100
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,32	0,30	0,27	0,22	0,20	0,19
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,38	0,35	0,32	0,29	0,27	0,23
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,54	0,50	0,45	0,39	0,36	0,33

12. Визначаємо $R_{\text{розр.}\Gamma}$ – розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі (з'єднувальній смужці) з урахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = R_{\Gamma} / \eta_{\Gamma}. \quad (10.8)$$

13. Визначається $R_{\text{РОЗР}}$ – розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних та горизонтальних заземлювачах, якій має бути не більше $R_{\text{Д}}$:

$$R_{\text{РОЗР}} = \frac{R_{\text{РОЗР.В}} \cdot R_{\text{РОЗР.Г}}}{R_{\text{РОЗР.В}} + R_{\text{РОЗР.Г}}} \leq R_{\text{Д}}. \quad (10.9)$$

14. Обирається матеріал та переріз з'єднувальних проводів і магістральної шини.

10.4. Розрахунок штучного заземлювального пристрою для ПС-110/35/10кВ

Для забезпечення електробезпеки ПС-110/35/10кВ передбачається влаштування загального заземлюючого пристрою.

Заземлюючий пристрій виконується з вертикальних заземлюючих електродів – круг сталевий довжиною $L=3\text{м}$, діаметром $d=18\text{мм}$ та горизонтального заземлювача – штаби сталевий перерізом $40 \times 4\text{мм}$ прокладеної на глибині $0,5\text{м}$.

Розрахунок заземлюючого пристрою.

Ґрунти в місці розташування заземлюючого пристрою:

- верхні шари: суглинок, питомий опір $\rho=150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

поправочний коефіцієнт 2;

з врахуванням поправочного коефіцієнту $\rho_{\text{ВШ}}=150 \cdot 2=300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

- глибинні шари: суглинок, питомий опір $\rho=150 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

поправочний коефіцієнт 1,4;

з врахуванням поправочного коефіцієнту $\rho_{\text{ГШ}}=150 \cdot 1,4=210 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Нормоване значення опору заземлюючого пристрою ПС-110/35/10кВ становить $R_{\text{н}}=4 \text{ Ом}$.

Опір горизонтального заземлювача:

Визначаємо опір розтікання горизонтального заземлювача:

$$R_{\Gamma 1} = \frac{\rho_{\text{ВШ}}}{2\pi L_{\Gamma}} \cdot \ln \frac{L_{\Gamma}^2}{b_{\Gamma} \cdot h},$$

де: $\rho_{\text{ВШ}} = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – питомий опір верхніх шарів ґрунту;

$b_{\Gamma} = 0,04 \text{ м}$ - ширина смуги горизонтального заземлювача;

$h = 0,5 \text{ м}$ – глибина закладання горизонтального заземлювача;

$L_{\Gamma} = 292 \text{ м}$ – загальна довжина горизонтального заземлювача;

$$R_{\Gamma 1} = \frac{\rho_{\text{ВШ}}}{2\pi L_{\Gamma}} \times \ln \frac{L_{\Gamma}^2}{b_{\Gamma} \cdot h} = \frac{300}{2 \cdot 3,14 \cdot 292} \cdot \ln \frac{292^2}{0,04 \cdot 0,5} = 2,44 \text{ Ом}.$$

Опір горизонтального заземлювача з врахуванням впливу вертикальних стержнів:

$$R_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma 1}}{K_{\text{ВГ}}},$$

де: $R_{\Gamma 1} = 2,44 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – опір розтікання горизонтального заземлювача;

$K_{\text{ВГ}} = 0,25$ – коефіцієнт використання горизонтального заземлювача з'єданого в замкнутий контур;

$$R_{\Gamma} = \frac{R_{\Gamma 1}}{K_{\text{ВГ}}} = \frac{2,44}{0,25} = 9,76 \text{ Ом}.$$

Опір вертикального заземлювача:

Визначаємо опір одиничного вертикального заземлювача:

$$t = h + L_{\text{В}}/2,$$

$$R_{\text{В1}} = \frac{\rho_{\text{ГШ}}}{2 \cdot \pi \cdot L_{\text{В}}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_{\text{В}}}{d_{\text{В}}} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + L_{\text{В}}}{4 \cdot t - L_{\text{В}}} \right),$$

де: t – глибина закладання вертикального стержня;

$\rho_{\text{ГШ}} = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – питомий опір глибинних шарів ґрунту;

$L_{\text{В}} = 3 \text{ м}$ – довжина одного вертикального заземлювача;

$d_{\text{В}} = 0,018 \text{ м}$ – діаметр вертикального заземлювача;

$$t = h + L_{\text{В}}/2 = 0,5 + 3/2 = 2 \text{ м};$$

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\Gamma\text{Ш}}}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_B}{d_B} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot t + L_B}{4 \cdot t - L_B} \right) = \frac{210}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,018} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 68,95 \text{ Ом.}$$

Визначаємо загальний опір вертикальних стержнів:

$$R_B = \left(\frac{R_{B1}}{N \cdot K_{BB}} \right),$$

де: $R_{B1} = 68,95 \text{ Ом}$ – опір одного вертикального заземлювача;

$N = 24$ – кількість вертикальних електродів;

$K_{BB} = 0,48$ - коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів розташованих по контуру;

$$R_B = \left(\frac{R_{B1}}{N \cdot K_{BB}} \right) = \left(\frac{68,95}{24 \cdot 0,48} \right) = 5,98 \text{ Ом.}$$

Визначаємо сумарний опір заземлювального пристрою:

$$R_{3\Pi} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_B}{R_{\Gamma} + R_B}$$

де: $R_{\Gamma} = 9,76 \text{ Ом}$ – опір горизонтального заземлювача;

$R_B = 5,98 \text{ Ом}$ – опір вертикального заземлювача.

$$R_{3\Pi} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_B}{R_{\Gamma} + R_B} = \frac{9,76 \cdot 5,98}{9,76 + 5,98} = 3,71 \text{ Ом}$$

Порівнюємо отримане розрахункове значення опору $R_{3\Pi}$ з необхідним нормованим R_H :

$$R_{3\Pi} = 3,71 \text{ Ом} \leq R_H = 4 \text{ Ом};$$

ВИСНОВКИ

В даній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми необхідно було підключити декілька нових споживачів (вузли 501, 503 та 504) та СЕС (вузол 502). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана із використанням симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Отримана мережа пройшла перевірку на такі параметри режиму як: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Для нових ПС (501,502,503,504) було вибрано схему РП типу: «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,6 МВт при сумарній активній потужності генерації 121,7 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 301 401,62тис. грн.

Розрахунок рентабельності в даній роботі показав його достатню ефективність оскільки $E(0.073)$, та оптимальний термін окупності 17,1 років.

Також було проведено дослідження виконання та розрахунку заземлюючих пристроїв для ЛЕП-110кВ. Зокрема проведено розрахунок заземлюючого пристрою для ПС-110/35/10кВ, значення якого відповідає вимогам ПУЕ.

НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У роботі є посилання на такі нормативні документи:

1. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;
2. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
5. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
6. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
7. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
8. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
9. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричних розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
10. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах.

ЛІТЕРАТУРА

1. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
2. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
3. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
4. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
5. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
6. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Миненерго Украины, 1997.
8. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделивання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
9. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах. – Є.А. Бондаренко, В.М. Кутін, П.Д. Лежнюк.
10. https://zandz.com/ru/biblioteka/zazemlenie_opor_na_liniyah_elektroperedach/
11. https://polygonal.com.ua/stalevI_bagatogrannI_opori_PL_110_kV.php
12. <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/elektricheskie-seti-energoemkih-predpriyatiy-29.html>

ДОДАТОК А

88

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням
заземлюючих пристроїв

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МЕР)

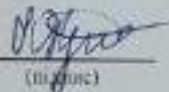
Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та
електромеханіки
(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNISCHECK

Оригінальність 90,6% Схожість 9,4%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. 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.

Особа, відповідальна за перевірку 
(підпис)

Гулько І.О.
(прізвище, ініціали)

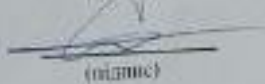
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unischeck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Солодкий Д.Р.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Собчук Н.В.
(прізвище, ініціали)

Ім'я користувача:
Гулько І.О. ЕСС

ID перевірки:
1013289951

Дата перевірки:
13.12.2022 14:40:54 EET

Тип перевірки:
Doc vs Internet

Дата звіту:
13.12.2022 14:42:40 EET

ID користувача:
61410

Назва документа: МКР_141_ECM_СолодкийДР

Кількість сторінок: 67 Кількість слів: 8717 Кількість символів: 59660 Розмір файлу: 1.43 MB ID файлу: 1013048493

9.43% Схожість

Найбільша схожість: 2.01% з Інтернет-джерелом (<http://consultant.parus.ua/?doc=0B8KT0BB5C>)

9.43% Джерела з Інтернету

288

Сторінка 69

Пошук збігів з Бібліотекою не проводився

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

132

ДОДАТОК Б

90

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮЗавідувач кафедри **ЕСС****д.т.н., професор Комар В.О.**(підпис ст. 103, 104, 105 та 106)
(підпис)**" 14 " вересня 2022 р.****ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

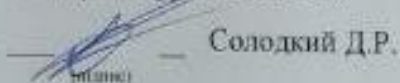
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з дослідженням заземлюючих
пристроїв»

08-13.МКР.009.00.007.ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент


(підпис) Собчук Н.В.

Магістрант групи ЕСМ-21м


(підпис) Солодкий Д.Р.

Вінниця 2022 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;
- б) наказ про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1. Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подано в табл. 2.

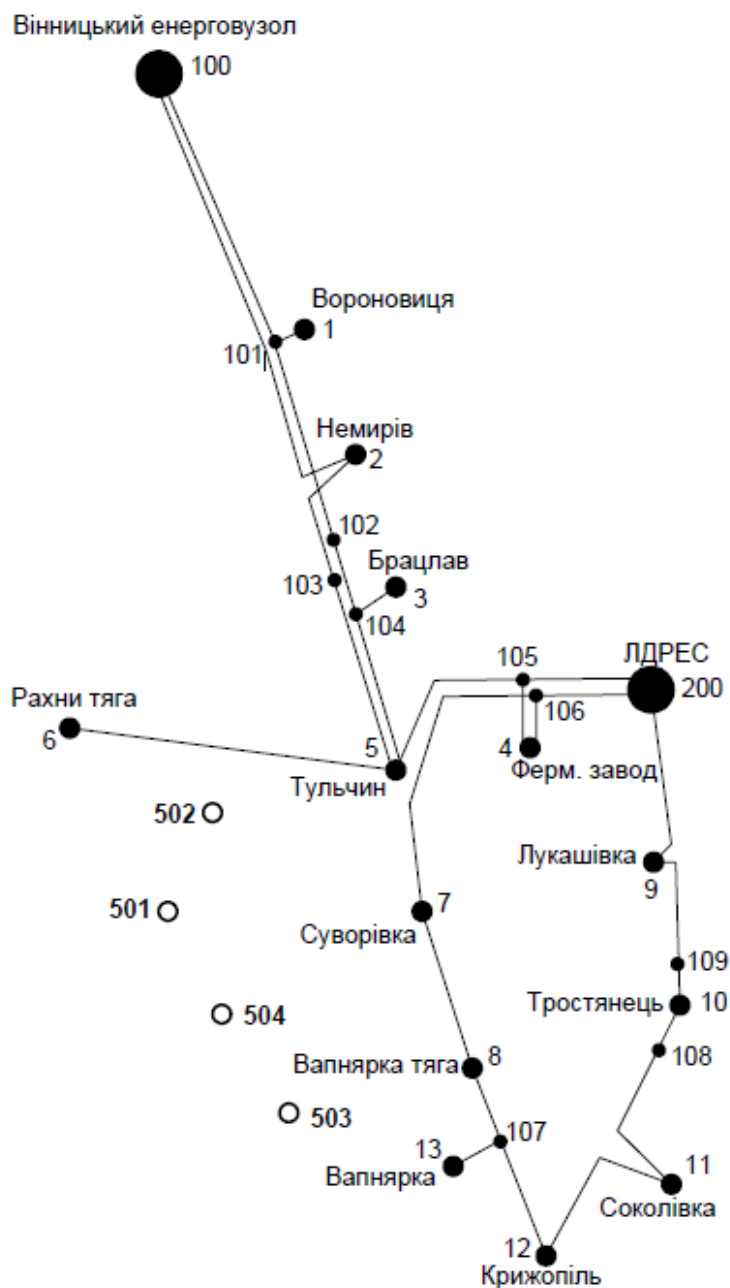


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 5800 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 405 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,68 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	СЕС (502)	Нова 3 (503)	Нова 4 (504)
Навантаження, МВт	11,5	10	5,5	7,5
cos φ	0,88	0,99	0,87	0,9
Категорія споживачів	I	II	I	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж.,%	85	86	92	90	86	95	90	98	99	100

Таблиця 3 - Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	101	Вінницький енерговузол – 101	14,08	АС-185
101	1	101 – Вороновиця	7,55	АС-95
101	102	101 – 102	23,82	АС-185
102	104	102 – 104	14,2	АС-150
104	3	104 – Брацлав	5,1	АС-95
104	5	104 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	103	Немирів – 103	4	АС-185
103	5	103 – Тульчин	28,6	АС-150
5	6	Тульчин – Рахни тяга	37,53	АС-120
105	5	105 – Тульчин	24,8	АС-150
105	4	105 – Ферментний завод	0,8	АС-95
106	4	106 – Ферментний завод	0,8	АС-95
200	105	Ладизинська ТЕС – 105	2,3	АС-150
200	106	Ладизинська ТЕС – 106	2,3	АС-150
106	7	106 – Суворівка	37,46	АС-150
7	8	Суворівка – Вапнярка тяга	15,7	АС-150
200	9	Ладизинська ТЕС – Лукашівка	8,36	АС-150
9	109	Лукашівка – 109	29,77	АС-150
109	10	109 – Тростянець	0,5	АС-120
10	108	Тростянець – 108	0,5	АС-120
108	11	108 – Соколівка	27,91	АС-150
12	11	Крижопіль – Соколівка	15,8	АС-150
107	12	107 – Крижопіль	18,4	АС-150
107	13	107 – Вапнярка	0,015	АС-150
8	107	Вапнярка тяга – 107	7,4	АС-150

Таблиця 4 - Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_H , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладижинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,91	6,2 + j2,82	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,87	11,4 + j6,46	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тульчин	0,88	5,6 + j3,02	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,86	16,4 + j9,73	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівка	0,89	3,2 + j1,64	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,87	14,2 + j8,05	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Лукашівка	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
10	Тростянець	0,86	5,0 + j2,97	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Соколівка	0,88	3,4 + j1,84	ТМН-6300/110/10	1
12	Крижопіль	0,9	10,6 + j5,13	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
13	Вапнярка	0,87	3,3 + j1,87	ТМН-6300/110/10	1

4. Вимоги до виконання МКР

- метод динамічного програмування;
- метод поконтурної оптимізації

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання			Формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина			Аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі			розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування			розділ 3
5	Пристрої заземлення в електричній мережі			розділ 4
6	Розробка заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту			розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки та презентації			пояснювальна записка, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відзив наукового керівника, відзив опонента, протоколи складання державних екзаменів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 133.108 МВт / 1168.814 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 130.140 МВт / 1140.026 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.143 МВт / 21.246 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 4.848 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.272 МВт / 2.693 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.825 МВт / 7.541 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.968 МВт / 28.787 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-19.334	-8.932	115.500	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	115.000	-0.21
101	101	0.000	0.000	115.085	-0.19
102	102	0.000	0.000	114.536	-0.41
104	104	0.000	0.000	114.137	-0.53
5	Тульчин	0.000	0.000	113.846	-0.59
3	Брацлав	0.000	0.000	114.072	-0.54
2	Немирів	0.000	0.000	114.267	-0.51
103	103	0.000	0.000	114.226	-0.52
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.702	-1.26
105	105	0.000	0.000	115.288	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	115.252	-0.08
106	106	0.000	0.000	115.265	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-76.972	-41.395	115.500	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	111.867	-1.14
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.621	-1.53
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.803	-0.23
109	109	0.000	0.000	112.627	-0.92
10	Тростянець	0.000	0.000	112.584	-0.93
108	108	0.000	0.000	112.554	-0.94
11	Соколівка	0.000	0.000	111.073	-1.42
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.438	-1.62
107	107	0.000	0.000	110.496	-1.58
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.496	-1.58
1001010		2.370	1.220	10.732	-2.45
2001010		3.340	1.520	10.794	-1.82
201		0.000	0.000	112.932	-1.84
202		0.000	0.000	112.932	-1.84
2002035		0.000	0.000	37.808	-1.84
2002010		3.340	1.520	10.794	-1.82
3001010		2.700	1.300	10.618	-3.15

4001010		6.145	3.485	10.259	-1.54
4002010		6.145	3.485	10.259	-1.53
501		0.000	0.000	112.300	-1.89
5001035		0.000	0.000	37.575	-1.88
5001010		3.020	1.630	10.696	-2.16
502		0.000	0.000	111.957	-2.19
5002035		0.000	0.000	37.575	-1.88
5002010		3.020	1.630	10.696	-2.16
601		0.000	0.000	108.865	-2.70
6001010		8.840	5.245	10.305	-3.60
602		0.000	0.000	108.865	-2.70
6002010		8.840	5.245	10.305	-3.60
7001010		3.450	1.770	10.288	-4.64
801		0.000	0.000	109.111	-2.77
8001027		0.000	0.000	26.091	-2.77
8001010		7.655	4.340	10.347	-3.56
802		0.000	0.000	109.111	-2.77
8002027		0.000	0.000	26.091	-2.77
8002010		7.655	4.340	10.347	-3.56
9001010		3.230	1.560	10.628	-3.32
1001		0.000	0.000	110.252	-2.66
10001035		0.000	0.000	36.911	-2.66
10001010		2.695	1.600	10.415	-3.69
1002		0.000	0.000	110.252	-2.66
10002035		0.000	0.000	36.911	-2.66
10002010		2.695	1.600	10.415	-3.69
11001010		3.670	1.980	10.159	-5.21
1201		0.000	0.000	108.056	-3.78
12001035		0.000	0.000	36.178	-3.78
12001010		5.715	2.765	10.200	-5.13
1202		0.000	0.000	108.066	-3.78
12002035		0.000	0.000	36.178	-3.78
12002010		5.715	2.765	10.201	-5.13
13001010		3.560	2.020	10.096	-5.29
2001035		0.000	0.000	37.808	-1.84
6001027		0.000	0.000	26.032	-2.70
6002027		0.000	0.000	26.032	-2.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	9.754	4.201	9.733	4.154	0.021	0.047	0.053	0.416
101	102	7.343	3.725	7.323	3.679	0.021	0.046	0.041	0.551
102	104	7.323	4.374	7.306	4.344	0.016	0.030	0.043	0.401
104	5	4.585	3.501	4.577	3.487	0.008	0.014	0.029	0.292
5	103	-2.769	-2.419	-2.776	-2.431	0.006	0.011	-0.019	-0.381
103	2	-2.776	-1.846	-2.776	-1.848	0.001	0.001	-0.017	-0.041
2	100	-9.519	-4.596	-9.580	-4.732	0.061	0.135	-0.053	-1.238
2	201	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.389
201	2001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.389
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.07

2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
6	601	8.849	5.753	8.842	5.437	0.007	0.315	0.055	1.931
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.849	5.753	8.842	5.437	0.007	0.315	0.055	1.931
602	6002010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.195	0.055	1.220
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.195	0.055	1.220
5	105	-16.900	-7.925	-17.040	-8.181	0.140	0.255	-0.094	-1.448
105	200	-25.945	-13.455	-25.976	-13.511	0.031	0.057	-0.146	-0.212
105	4	8.904	5.781	8.902	5.778	0.002	0.003	0.053	0.036
4	106	-3.465	-2.067	-3.466	-2.067	0.000	0.000	-0.020	-0.014
106	200	-27.837	-15.373	-27.874	-15.441	0.037	0.067	-0.159	-0.235
106	7	24.372	14.044	23.903	13.187	0.467	0.854	0.141	3.421
7	8	20.426	11.977	20.278	11.707	0.147	0.269	0.122	1.263
8	107	4.877	2.191	4.873	2.184	0.004	0.007	0.028	0.127
107	12	1.284	0.202	1.283	0.201	0.001	0.001	0.007	0.060
12	11	-10.221	-5.951	-10.259	-6.021	0.038	0.069	-0.062	-0.645
11	108	-13.960	-7.665	-14.081	-7.885	0.120	0.220	-0.083	-1.500
108	10	-14.081	-7.393	-14.083	-7.397	0.003	0.004	-0.081	-0.030
10	109	-19.527	-11.180	-19.533	-11.187	0.005	0.008	-0.115	-0.043
109	9	-19.533	-10.661	-19.777	-11.108	0.243	0.445	-0.114	-2.190
9	200	-23.031	-12.277	-23.122	-12.443	0.090	0.165	-0.131	-0.698
10	1001	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.437
1001	10001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1002	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.437
1002	10002010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
12	1201	3.230	1.789	3.224	1.630	0.006	0.158	0.019	2.573
1201	12001035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.159	0.037	0.159	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.226	4.647	8.216	4.241	0.011	0.405	0.049	2.563
1202	12002010	8.056	4.204	8.046	3.961	0.010	0.242	0.048	1.611
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.148	0.000
1201	12001010	3.384	1.667	3.377	1.566	0.006	0.100	0.020	1.604
8	802	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
802	8002010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8	801	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.196	5.788	6.182	5.488	0.014	0.300	0.042	2.932
4001010	4002010	0.041	2.005	0.041	2.005	0.000	0.000	-0.113	-0.000
4	4002010	6.108	1.645	6.100	1.478	0.008	0.167	0.032	0.932
5	501	2.075	1.183	2.073	1.120	0.002	0.062	0.012	1.601
501	5001035	1.318	0.524	1.317	0.524	0.001	0.000	0.007	0.061
5001035	5002035	1.317	0.524	1.317	0.524	0.000	0.000	0.022	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.524	0.000	0.009	-0.007	-0.303

5	502	3.977	2.300	3.973	2.152	0.004	0.148	0.023	1.965
502	5002010	5.290	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.030	0.126
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.134	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.006	0.005	0.492
1	1001010	2.377	1.344	2.369	1.219	0.008	0.124	0.014	2.896
107	13	3.590	2.413	3.590	2.413	0.000	0.000	0.023	0.000
13	13001010	3.580	2.350	3.558	2.019	0.022	0.330	0.022	5.352
9	9001010	3.243	1.789	3.228	1.559	0.015	0.229	0.019	3.874
7	7001010	3.467	2.055	3.448	1.769	0.019	0.285	0.021	4.636
11	11001010	3.690	2.318	3.668	1.979	0.022	0.338	0.023	5.263
5	6	18.146	11.907	17.778	11.374	0.367	0.532	0.110	3.165
101	1	2.389	1.282	2.388	1.280	0.001	0.002	0.014	0.085
104	3	2.721	1.441	2.720	1.440	0.001	0.001	0.016	0.066
3	3001010	2.709	1.460	2.698	1.299	0.011	0.160	0.016	3.218

ДОДАТОК Г

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.: 121.946 МВт / 1070.800 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.847 МВт / 18.312 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.847 МВт / 18.312 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.599 МВт / 5.250 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.360 МВт / 3.571 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.960 МВт / 8.821 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.806 МВт / 27.134 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.929	-7.113	115.500	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	115.084	-0.20
101	101	0.000	0.000	115.169	-0.18
102	102	0.000	0.000	114.756	-0.38
104	104	0.000	0.000	114.443	-0.49
5	Тульчин	0.000	0.000	114.023	-0.57
3	Брацлав	0.000	0.000	114.470	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	114.364	-0.50
103	103	0.000	0.000	114.332	-0.51
6	Рахни тяга	0.000	0.000	110.884	-1.23
105	105	0.000	0.000	115.298	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	115.259	-0.08
106	106	0.000	0.000	115.271	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-91.959	-50.782	115.500	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	111.871	-1.14
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.625	-1.53
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.803	-0.23
109	109	0.000	0.000	112.628	-0.92
10	Тростянець	0.000	0.000	112.586	-0.93
108	108	0.000	0.000	112.556	-0.94
11	Соколівка	0.000	0.000	111.076	-1.42
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.441	-1.62
107	107	0.000	0.000	110.500	-1.58
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.499	-1.58
1001010		2.370	1.220	10.741	-2.43
2001010		3.340	1.520	10.803	-1.81
201		0.000	0.000	113.030	-1.83
202		0.000	0.000	113.030	-1.83
2002035		0.000	0.000	37.841	-1.83
2002010		3.340	1.520	10.803	-1.81
3001010		2.700	1.300	10.658	-3.10

4001010		6.145	3.485	10.260	-1.53
4002010		6.145	3.485	10.260	-1.53
501		0.000	0.000	112.479	-1.86
5001035		0.000	0.000	37.635	-1.85
5001010		3.020	1.630	10.713	-2.13
502		0.000	0.000	112.136	-2.17
5002035		0.000	0.000	37.635	-1.85
5002010		3.020	1.630	10.713	-2.13
601		0.000	0.000	109.050	-2.67
6001010		8.840	5.245	10.323	-3.57
602		0.000	0.000	109.050	-2.67
6002010		8.840	5.245	10.323	-3.57
7001010		3.450	1.770	10.288	-4.64
801		0.000	0.000	109.115	-2.77
8001027		0.000	0.000	26.091	-2.77
8001010		7.655	4.340	10.348	-3.55
802		0.000	0.000	109.115	-2.77
8002027		0.000	0.000	26.091	-2.77
8002010		7.655	4.340	10.348	-3.55
9001010		3.230	1.560	10.628	-3.32
1001		0.000	0.000	110.253	-2.66
0001035		0.000	0.000	36.911	-2.66
0001010		2.695	1.600	10.415	-3.69
1002		0.000	0.000	110.253	-2.66
0002035		0.000	0.000	36.911	-2.66
0002010		2.695	1.600	10.415	-3.69
1001010		3.670	1.980	10.159	-5.21
1201		0.000	0.000	108.059	-3.78
2001035		0.000	0.000	36.179	-3.78
2001010		5.715	2.765	10.201	-5.13
1202		0.000	0.000	108.069	-3.78
2002035		0.000	0.000	36.179	-3.78
2002010		5.715	2.765	10.201	-5.13
3001010		3.560	2.020	10.096	-5.29
2001035		0.000	0.000	37.841	-1.83
6001027		0.000	0.000	26.076	-2.67
6002027		0.000	0.000	26.076	-2.67

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.761	2.905	8.745	2.870	0.016	0.036	0.046	0.331
101	102	6.356	2.443	6.342	2.411	0.014	0.031	0.034	0.415
102	104	6.342	3.109	6.331	3.089	0.011	0.021	0.035	0.314
104	5	6.162	5.329	6.146	5.301	0.015	0.028	0.041	0.422
5	103	-2.365	-1.916	-2.369	-1.924	0.004	0.008	-0.015	-0.311
103	2	-2.369	-1.339	-2.370	-1.340	0.000	0.001	-0.014	-0.032
2	100	-9.113	-4.087	-9.167	-4.208	0.054	0.120	-0.050	-1.140
2	201	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.387
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.344	1.615	3.341	1.519	0.003	0.096	0.019	1.387
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
2002010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.019	0.079
6	601	8.849	5.751	8.842	5.437	0.007	0.313	0.055	1.926
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.849	5.751	8.842	5.437	0.007	0.313	0.055	1.926
602	6002010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.194	0.055	1.217
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.842	5.437	8.834	5.242	0.007	0.194	0.055	1.217
5	105	-15.734	-6.602	-15.851	-6.816	0.116	0.213	-0.086	-1.281
105	200	-25.208	-12.553	-25.237	-12.606	0.029	0.053	-0.141	-0.202
105	4	9.357	6.245	9.355	6.242	0.003	0.003	0.056	0.039
4	106	-3.013	-1.603	-3.013	-1.603	0.000	0.000	-0.017	-0.011
106	200	-27.392	-14.916	-27.427	-14.981	0.035	0.064	-0.156	-0.229
106	7	24.379	14.050	23.910	13.193	0.467	0.854	0.141	3.422
7	8	20.432	11.983	20.284	11.713	0.147	0.269	0.122	1.263
8	107	4.883	2.197	4.880	2.190	0.004	0.007	0.028	0.128
107	12	1.290	0.209	1.289	0.208	0.001	0.001	0.007	0.061
12	11	-10.215	-5.945	-10.253	-6.014	0.038	0.069	-0.062	-0.644
11	108	-13.954	-7.658	-14.074	-7.879	0.120	0.219	-0.083	-1.499
108	10	-14.074	-7.386	-14.077	-7.390	0.003	0.004	-0.081	-0.030
10	109	-19.521	-11.173	-19.526	-11.181	0.005	0.008	-0.115	-0.043
109	9	-19.526	-10.655	-19.770	-11.101	0.243	0.444	-0.114	-2.189
9	200	-23.024	-12.270	-23.115	-12.436	0.090	0.165	-0.131	-0.697
10	1001	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.436
1001	10001035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.702	1.785	2.698	1.667	0.004	0.117	0.017	2.436
1002	10002010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.667	2.693	1.599	0.004	0.068	0.017	1.469
12	1201	3.230	1.789	3.224	1.630	0.006	0.158	0.019	2.573
1201	12001035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.159	-0.037	-0.159	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.159	0.037	0.159	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.226	4.647	8.216	4.241	0.011	0.405	0.049	2.563
1202	12002010	8.056	4.204	8.046	3.961	0.010	0.242	0.048	1.611
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.148	0.000
1201	12001010	3.384	1.667	3.377	1.566	0.006	0.100	0.020	1.603
8	802	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
802	8002010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.479	7.650	4.337	0.005	0.142	0.047	1.011
8	801	7.661	4.709	7.656	4.479	0.005	0.229	0.047	1.599
801	8001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001027	8002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4001010	6.196	5.789	6.182	5.488	0.014	0.300	0.042	2.932
4001010	4002010	0.041	2.005	0.041	2.005	0.000	0.000	-0.113	-0.000
4	4002010	6.108	1.645	6.100	1.478	0.008	0.167	0.032	0.932
5	501	2.075	1.183	2.073	1.120	0.002	0.062	0.012	1.597
501	5001035	1.318	0.524	1.317	0.524	0.001	0.000	0.007	0.061
5001035	5002035	1.317	0.524	1.317	0.524	0.000	0.000	0.022	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.524	0.000	0.009	-0.007	-0.302
5	502	3.977	2.300	3.973	2.152	0.004	0.147	0.023	1.961

502	5002010	5.290	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.030	0.126
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.134	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.006	0.005	0.491
104	3	0.169	-1.639	0.169	-1.640	0.000	0.000	0.008	-0.026
3	5031	-6.350	-4.157	-6.355	-4.170	0.004	0.013	-0.038	-0.162
5031	5021	-14.49	-2.134	-14.513	-2.199	0.023	0.065	-0.074	-0.257
5021	5011	-2.593	-2.722	-2.595	-2.727	0.002	0.005	-0.019	-0.141
5011	200	-16.14	-10.665	-16.180	-10.75	0.033	0.094	-0.097	-0.475
5011	5011001	6.756	4.045	6.736	3.638	0.021	0.405	0.039	3.327
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.756	4.045	6.736	3.638	0.021	0.405	0.039	3.327
5021	5021001	-5.975	0.377	-5.996	0.000	0.021	0.376	-0.030	0.031
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.975	0.377	-5.996	0.000	0.021	0.376	-0.030	0.031
5031	5031001	4.053	-0.941	4.042	-1.124	0.010	0.182	0.021	-0.831
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.053	-0.941	4.042	-1.124	0.010	0.182	0.021	-0.831
5041	5041001	1.888	0.644	1.884	0.577	0.004	0.067	0.010	1.516
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.644	1.884	0.577	0.004	0.067	0.010	1.516
1	1001010	2.377	1.343	2.369	1.219	0.008	0.124	0.014	2.892
3	3001010	2.709	1.459	2.698	1.299	0.011	0.159	0.015	3.202
107	13	3.590	2.413	3.590	2.413	0.000	0.000	0.023	0.000
13	13001010	3.580	2.350	3.558	2.019	0.022	0.330	0.022	5.352
9	9001010	3.243	1.789	3.228	1.559	0.015	0.229	0.019	3.874
7	7001010	3.467	2.055	3.448	1.769	0.019	0.285	0.021	4.636
3	5041	3.799	1.325	3.798	1.323	0.001	0.002	0.020	0.047
11	11001010	3.690	2.318	3.668	1.979	0.022	0.338	0.023	5.263
5	6	18.145	11.901	17.778	11.370	0.366	0.530	0.110	3.159
101	1	2.389	1.282	2.388	1.280	0.001	0.002	0.014	0.085

ДОДАТОК Д

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.: 122.160 МВт / 1072.985 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.078 МВт / 20.604 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.078 МВт / 20.604 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.541 МВт / 4.736 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.401 МВт / 3.979 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.942 МВт / 8.715 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.020 МВт / 29.319 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВт	Qнав, МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.953	-7.544	110.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	109.550	-0.21
101	101	0.000	0.000	109.640	-0.20
102	102	0.000	0.000	109.193	-0.42
104	104	0.000	0.000	108.860	-0.54
5	Тульчин	0.000	0.000	108.416	-0.63
3	Брацлав	0.000	0.000	108.889	-0.56
2	Немирів	0.000	0.000	108.781	-0.54
103	103	0.000	0.000	108.746	-0.56
6	Рахни тяга	0.000	0.000	105.084	-1.35
105	105	0.000	0.000	109.784	-0.08
4	Ферментний завод	0.000	0.000	109.743	-0.08
106	106	0.000	0.000	109.755	-0.08
200	Ладизинська ТЕС	-92.150	-52.601	110.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	106.117	-1.25
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.788	-1.68
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.253	-0.25
109	109	0.000	0.000	106.922	-1.01
10	Тростянець	0.000	0.000	106.876	-1.02
108	108	0.000	0.000	106.844	-1.03
11	Соколівка	0.000	0.000	105.261	-1.55
12	Крижопіль	0.000	0.000	104.586	-1.77
107	107	0.000	0.000	104.652	-1.73
13	Вапнярка	0.000	0.000	104.652	-1.73
1001010		2.370	1.220	10.196	-2.69
2001010		3.340	1.520	10.262	-1.99
201		0.000	0.000	107.373	-2.02
202		0.000	0.000	107.373	-2.02
2002035		0.000	0.000	35.947	-2.02
2002010		3.340	1.520	10.262	-1.99
3001010		2.700	1.300	10.107	-3.43
4001010		6.145	3.485	9.752	-1.69
4002010		6.145	3.485	9.752	-1.69

501	0.000	0.000	106.785	-2.06
5001035	0.000	0.000	35.728	-2.04
5001010	3.020	1.630	10.166	-2.36
502	0.000	0.000	106.423	-2.39
5002035	0.000	0.000	35.728	-2.04
5002010	3.020	1.630	10.166	-2.36
601	0.000	0.000	103.133	-2.95
6001010	8.840	5.245	9.750	-3.96
602	0.000	0.000	103.133	-2.95
6002010	8.840	5.245	9.750	-3.96
7001010	3.450	1.770	9.711	-5.16
801	0.000	0.000	103.182	-3.07
8001027	0.000	0.000	24.673	-3.07
8001010	7.655	4.340	9.775	-3.94
802	0.000	0.000	103.182	-3.07
8002027	0.000	0.000	24.673	-3.07
8002010	7.655	4.340	9.775	-3.94
9001010	3.230	1.560	10.076	-3.68
1001	0.000	0.000	104.395	-2.94
10001035	0.000	0.000	34.950	-2.94
10001010	2.695	1.600	9.847	-4.09
1002	0.000	0.000	104.395	-2.94
10002035	0.000	0.000	34.950	-2.94
10002010	2.695	1.600	9.847	-4.09
11001010	3.670	1.980	9.572	-5.80
1201	0.000	0.000	102.036	-4.19
12001035	0.000	0.000	34.163	-4.19
12001010	5.715	2.765	9.616	-5.70
1202	0.000	0.000	102.047	-4.19
12002035	0.000	0.000	34.163	-4.19
12002010	5.715	2.765	9.616	-5.70
13001010	3.560	2.020	9.505	-5.89
2001035	0.000	0.000	35.947	-2.02
6001027	0.000	0.000	24.661	-2.95
6002027	0.000	0.000	24.661	-2.95
5011	0.000	0.000	109.491	-0.19
5021	0.000	0.000	109.333	-0.23
5031	0.000	0.000	109.061	-0.49
5041	0.000	0.000	108.840	-0.59
5011001	6.740	3.640	9.999	-3.00
5011002	6.740	3.640	9.999	-3.00
5021001	-6.000	0.000	10.022	3.77
5021002	-6.000	0.000	10.022	3.77
5031001	4.045	-1.125	10.076	-3.21
5031002	4.045	-1.125	10.076	-3.21
5041001	1.885	0.577	9.419	-2.58
5041002	1.885	0.577	9.419	-2.58

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.775	3.156	8.757	3.116	0.018	0.040	0.049	0.361
101	102	6.368	2.589	6.352	2.553	0.016	0.035	0.036	0.449
102	104	6.352	3.185	6.339	3.162	0.013	0.023	0.038	0.334
104	5	6.165	5.379	6.147	5.348	0.017	0.031	0.043	0.446

5	103	-2.372	-1.959	-2.377	-1.968	0.005	0.009	-0.016	-0.331
103	2	-2.377	-1.438	-2.377	-1.439	0.000	0.001	-0.015	-0.035
2	100	-9.117	-4.253	-9.178	-4.388	0.061	0.135	-0.053	-1.224
2	201	3.344	1.625	3.341	1.519	0.003	0.106	0.020	1.469
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.344	1.625	3.341	1.519	0.003	0.106	0.020	1.469
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
6	601	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
602	6002010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
5	105	-15.763	-6.889	-15.89	-7.129	0.131	0.239	-0.091	-1.375
105	200	-25.266	-12.98	-25.298	-13.044	0.032	0.059	-0.149	-0.216
105	4	9.371	6.316	9.368	6.313	0.003	0.003	0.059	0.041
4	106	-2.995	-1.536	-2.995	-1.537	0.000	0.000	-0.018	-0.012
106	200	-27.450	-15.40	-27.490	-15.478	0.040	0.072	-0.165	-0.245
106	7	24.455	14.537	23.926	13.570	0.527	0.963	0.149	3.663
7	8	20.448	12.241	20.281	11.936	0.166	0.303	0.129	1.348
8	107	4.886	2.341	4.881	2.333	0.004	0.008	0.030	0.139
107	12	1.290	0.271	1.289	0.270	0.001	0.001	0.007	0.068
12	11	-10.215	-6.026	-10.257	-6.104	0.043	0.078	-0.065	-0.686
11	108	-13.960	-7.860	-14.095	-8.108	0.135	0.247	-0.088	-1.605
108	10	-14.095	-7.664	-14.098	-7.668	0.003	0.004	-0.087	-0.032
10	109	-19.540	-11.47	-19.547	-11.483	0.006	0.009	-0.122	-0.046
109	9	-19.547	-11.00	-19.822	-11.513	0.274	0.502	-0.121	-2.346
9	200	-23.077	-12.76	-23.179	-12.953	0.102	0.186	-0.139	-0.748
10	1001	2.703	1.807	2.698	1.676	0.005	0.131	0.018	2.601
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.703	1.807	2.698	1.676	0.005	0.131	0.018	2.601
1002	10002010	2.698	1.676	2.693	1.599	0.005	0.076	0.018	1.568
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.698	1.676	2.693	1.599	0.005	0.076	0.018	1.568
12	1201	3.232	1.821	3.225	1.642	0.007	0.178	0.020	2.772
1201	12001035	-0.160	-0.037	-0.160	-0.037	0.000	0.000	-0.001	-0.008
12001035	12002035	-0.160	-0.037	-0.160	-0.037	0.000	0.000	-0.003	-0.000
1202	12002035	0.160	0.037	0.160	0.037	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.229	4.729	8.217	4.272	0.012	0.456	0.052	2.762
1202	12002010	8.057	4.234	8.046	3.961	0.012	0.273	0.051	1.735
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.157	0.000
1201	12001010	3.384	1.679	3.377	1.566	0.007	0.113	0.021	1.727
8	802	7.662	4.754	7.656	4.497	0.006	0.256	0.050	1.709
802	8002010	7.656	4.497	7.650	4.337	0.006	0.159	0.050	1.080
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.020	0.083
6	601	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.851	5.813	8.843	5.460	0.008	0.351	0.058	2.059
602	6002010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.843	5.460	8.834	5.242	0.008	0.217	0.058	1.300
5	105	-15.763	-6.889	-15.894	-7.129	0.131	0.239	-0.091	-1.375
105	200	-25.266	-12.98	-25.298	-13.044	0.032	0.059	-0.149	-0.216
105	4	9.371	6.316	9.368	6.313	0.003	0.003	0.059	0.041
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.656	4.497	7.650	4.337	0.006	0.159	0.050	1.080
8	801	7.662	4.754	7.656	4.497	0.006	0.256	0.050	1.709
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.188	5.613	6.173	5.291	0.015	0.321	0.044	2.990
4001010	4002010	0.032	1.808	0.032	1.808	0.000	0.000	-0.107	-0.000
4	4002010	6.118	1.863	6.109	1.674	0.009	0.188	0.034	1.090
5	501	2.076	1.191	2.073	1.122	0.003	0.069	0.013	1.694
501	5001035	1.319	0.525	1.318	0.525	0.001	0.000	0.008	0.064
5001035	5002035	1.318	0.525	1.318	0.525	0.000	0.000	0.023	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.318	-0.525	0.000	0.009	-0.008	-0.321
5	502	3.978	2.316	3.974	2.152	0.005	0.163	0.024	2.079
502	5002010	5.291	2.667	5.282	2.667	0.008	0.000	0.032	0.132
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.141	0.000
501	5001010	0.754	0.597	0.754	0.591	0.000	0.007	0.005	0.520
104	3	0.175	-1.673	0.174	-1.673	0.000	0.000	0.009	-0.028
3	5031	-6.344	-4.245	-6.349	-4.259	0.005	0.014	-0.040	-0.173
5031	5021	-14.484	-2.276	-14.509	-2.348	0.025	0.072	-0.077	-0.275
5021	5011	-2.590	-2.971	-2.592	-2.977	0.002	0.006	-0.021	-0.158
5011	200	-16.145	-11.020	-16.183	-11.126	0.037	0.105	-0.103	-0.510
5011	5011001	6.759	4.090	6.736	3.638	0.023	0.450	0.042	3.533
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.759	4.090	6.736	3.638	0.023	0.450	0.042	3.533
5021	5021001	-5.973	0.417	-5.996	-0.000	0.023	0.415	-0.032	0.080
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.973	0.417	-5.996	-0.000	0.023	0.415	-0.032	0.080
5031	5031001	4.054	-0.922	4.042	-1.124	0.011	0.201	0.022	-0.845
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.054	-0.922	4.042	-1.124	0.011	0.201	0.022	-0.845
5041	5041001	1.889	0.651	1.884	0.577	0.005	0.074	0.011	1.612
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.889	0.651	1.884	0.577	0.005	0.074	0.011	1.612
1	1001010	2.378	1.357	2.369	1.219	0.009	0.137	0.014	3.068
3	3001010	2.710	1.476	2.698	1.299	0.012	0.176	0.016	3.407
107	13	3.592	2.449	3.592	2.449	0.000	0.000	0.024	0.000
13	13001010	3.583	2.392	3.558	2.019	0.025	0.372	0.024	5.760
9	9001010	3.245	1.814	3.228	1.559	0.017	0.254	0.020	4.126
7	7001010	3.469	2.090	3.448	1.769	0.021	0.320	0.022	4.974
3	5041	3.798	1.337	3.797	1.334	0.001	0.003	0.021	0.050

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирів	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40

4002010	6.145	3.485	10.767	-1.39
501	0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010	3.020	1.630	11.258	-1.94
502	0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010	3.020	1.630	11.258	-1.94
601	0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010	8.840	5.245	10.890	-3.24
602	0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010	8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.915	-3.23
802	0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027	0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027	0.000	0.000	27.479	-2.42
5011	0.000	0.000	120.557	-0.16
5021	0.000	0.000	120.431	-0.19
5031	0.000	0.000	120.193	-0.41
5041	0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001	6.740	3.640	11.240	-2.46
5011002	6.740	3.640	11.240	-2.46
5021001	-6.000	0.000	11.537	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.537	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.586	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.586	-2.66
5041001	1.885	0.577	11.348	-2.13
5041002	1.885	0.577	11.348	-2.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296

104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503

801	8001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

ДОДАТОК Ж

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.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирів	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40

4002010	6.145	3.485	10.767	-1.39
501	0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010	3.020	1.630	11.258	-1.94
502	0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035	0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010	3.020	1.630	11.258	-1.94
601	0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010	8.840	5.245	10.890	-3.24
602	0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010	8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.915	-3.23
802	0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027	0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027	0.000	0.000	27.479	-2.42
5011	0.000	0.000	120.557	-0.16
5021	0.000	0.000	120.431	-0.19
5031	0.000	0.000	120.193	-0.41
5041	0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001	6.740	3.640	11.075	-2.46
5011002	6.740	3.640	11.075	-2.46
5021001	-6.000	0.000	11.040	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.040	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5041001	1.885	0.577	10.412	-2.13
5041002	1.885	0.577	10.412	-2.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296

104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503

801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884	
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000	
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785	
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512	
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058	
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000	
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286	
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856	
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120	
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000	
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466	
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025	
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153	
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240	
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126	
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444	
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145	
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145	
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008	
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008	
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814	
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814	
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432	
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432	
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737	
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022	
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000	
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003	
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654	
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345	
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045	
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922	
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986	
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081	

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.569 МВт / 1099.982 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.988 МВт / 1075.079 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.718 МВт / 17.037 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.593 МВт / 5.191 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.270 МВт / 2.674 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.862 МВт / 7.865 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.581 МВт / 24.902 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-21.460	-9.274	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.478	-0.22
101	101	0.000	0.000	120.559	-0.20
102	102	0.000	0.000	119.956	-0.45
104	104	0.000	0.000	119.517	-0.59
5	Тульчин	0.000	0.000	119.330	-0.60
3	Брацлав	0.000	0.000	119.381	-0.62
2	Немирів	0.000	0.000	119.782	-0.50
103	103	0.000	0.000	119.738	-0.52
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.353	-1.21
105	105	0.000	0.000	120.794	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.761	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.776	-0.07
200	Ладизинська ТЕС	-92.109	-48.714	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.588	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.415	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.309	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.268	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.240	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.849	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.249	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.300	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.300	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.270	-2.26
2001010		3.340	1.520	11.328	-1.70
201		0.000	0.000	118.512	-1.71
202		0.000	0.000	118.512	-1.71
2002035		0.000	0.000	39.676	-1.71
2002010		3.340	1.520	11.328	-1.70
3001010		2.700	1.300	11.141	-3.00
4001010		6.145	3.485	10.766	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.766	-1.40
501		0.000	0.000	117.861	-1.78

5001035	0.000	0.000	39.438	-1.77
5001010	3.020	1.630	11.230	-2.03
502	0.000	0.000	117.534	-2.06
5002035	0.000	0.000	39.438	-1.77
5002010	3.020	1.630	11.230	-2.03
601	0.000	0.000	114.617	-2.51
6001010	8.840	5.245	10.861	-3.33
602	0.000	0.000	114.617	-2.51
6002010	8.840	5.245	10.861	-3.33
7001010	3.450	1.770	10.859	-4.20
801	0.000	0.000	114.989	-2.52
8001027	0.000	0.000	27.496	-2.52
8001010	7.655	4.340	10.914	-3.23
802	0.000	0.000	114.989	-2.52
8002027	0.000	0.000	27.496	-2.52
8002010	7.655	4.340	10.914	-3.23
9001010	3.230	1.560	11.177	-3.02
1001	0.000	0.000	116.066	-2.42
10001035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.066	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.011	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.777	-4.64
1202	0.000	0.000	114.020	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.676	-1.71
6001027	0.000	0.000	27.407	-2.51
6002027	0.000	0.000	27.407	-2.51
5011	0.000	0.000	120.644	-0.14
5021	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	0.000	0.000	119.336	-0.65
5011001	6.740	3.640	11.084	-2.44
5011002	6.740	3.640	11.084	-2.44
5021001	-6.000	0.000	0.000	0.000
5021002	-6.000	0.000	0.000	0.000
5031001	4.045	-1.125	0.000	0.000
5031002	4.045	-1.125	0.000	0.000
5041001	1.885	0.577	10.353	-2.31
5041002	1.885	0.577	10.353	-2.31

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	11.268	4.499	11.242	4.443	0.025	0.056	0.058	0.442
101	102	8.853	4.115	8.826	4.056	0.026	0.059	0.047	0.606
102	104	8.826	4.819	8.805	4.781	0.021	0.038	0.048	0.441
104	5	2.280	2.799	2.277	2.794	0.003	0.005	0.017	0.188
5	103	-3.374	-2.582	-3.382	-2.596	0.008	0.014	-0.021	-0.410

103	2	-3.382	-1.954	-3.383	-1.955	0.001	0.002	-0.019	-0.044
2	100	-10.130	-4.639	-10.192	-4.775	0.061	0.136	-0.054	-1.223
2	201	3.343	1.606	3.341	1.519	0.003	0.087	0.018	1.318
201	2001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.341	1.519	0.003	0.087	0.018	1.318
202	2002010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.341	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.702	8.841	5.418	0.007	0.283	0.052	1.820
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.702	8.841	5.418	0.007	0.283	0.052	1.820
602	6002010	8.841	5.418	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.150
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.418	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.150
5	105	-18.567	-8.112	-18.718	-8.387	0.150	0.274	-0.098	-1.470
105	200	-26.990	-13.410	-27.020	-13.465	0.030	0.055	-0.144	-0.206
105	4	8.272	5.580	8.270	5.578	0.002	0.002	0.048	0.033
4	106	-4.102	-2.271	-4.102	-2.272	0.000	0.000	-0.022	-0.015
106	200	-28.404	-15.066	-28.438	-15.129	0.034	0.062	-0.153	-0.224
106	7	24.302	13.604	23.883	12.839	0.417	0.762	0.133	3.208
7	8	20.407	11.748	20.274	11.506	0.132	0.241	0.115	1.188
8	107	4.867	2.054	4.864	2.048	0.003	0.006	0.026	0.117
107	12	1.275	0.142	1.275	0.141	0.000	0.001	0.006	0.053
12	11	-10.231	-5.886	-10.265	-5.949	0.034	0.062	-0.059	-0.609
11	108	-13.965	-7.485	-14.072	-7.682	0.107	0.196	-0.078	-1.408
108	10	-14.072	-7.139	-14.075	-7.142	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.521	-10.910	-19.526	-10.917	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.526	-10.337	-19.744	-10.736	0.217	0.397	-0.108	-2.051
9	200	-22.998	-11.821	-23.079	-11.970	0.081	0.148	-0.124	-0.653
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1002	10002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.057	0.012	1.519
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.287
5	502	3.976	2.287	3.972	2.152	0.004	0.134	0.022	1.865
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.468
5041	5041001	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.450
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.450
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
5011002	5011001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141
5	6	18.115	11.738	17.783	11.258	0.330	0.479	0.104	2.996
101	1	2.389	1.264	2.388	1.262	0.001	0.002	0.013	0.081
104	3	6.526	2.638	6.520	2.631	0.006	0.007	0.034	0.137
3	3001010	2.708	1.445	2.698	1.299	0.010	0.145	0.015	3.055
3	5041	3.800	1.317	3.799	1.315	0.001	0.002	0.019	0.045
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.744
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.004
200	5011	13.572	8.151	13.552	8.094	0.020	0.057	0.075	0.356
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.346
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786

2 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.799 МВт / 1069.265 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.673 МВт / 16.587 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.660 МВт / 5.779 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.326 МВт / 3.233 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.012 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.659 МВт / 25.599 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницьки енерговузол	-19.340	-8.305	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.541	-0.19
101	101	0.000	0.000	120.622	-0.18
102	102	0.000	0.000	120.119	-0.38
104	104	0.000	0.000	119.748	-0.49
5	Тульчин	0.000	0.000	119.463	-0.55
3	Брацлав	0.000	0.000	119.691	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	119.853	-0.47
103	103	0.000	0.000	119.816	-0.48
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.490	-1.15
105	105	0.000	0.000	120.802	-0.07
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.767	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.780	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-90.399	-48.040	121.000	0.00
7	Суворівка	0.000	0.000	117.591	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.418	-1.40
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.310	-0.85
10	Тростянець	0.000	0.000	118.269	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.241	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.851	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.251	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.302	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.302	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.276	-2.23
2001010		3.340	1.520	11.335	-1.66
201		0.000	0.000	118.585	-1.68
202		0.000	0.000	118.585	-1.68
2002035		0.000	0.000	39.700	-1.68
2002010		3.340	1.520	11.335	-1.66
3001010		2.700	1.300	11.171	-2.87
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.767	-1.40
501		0.000	0.000	117.996	-1.72
5001035		0.000	0.000	39.483	-1.71
5001010		3.020	1.630	11.243	-1.97
502		0.000	0.000	117.669	-2.00
5002035		0.000	0.000	39.483	-1.71
5002010		3.020	1.630	11.243	-1.97
601		0.000	0.000	114.756	-2.45
6001010		8.840	5.245	10.874	-3.27
602		0.000	0.000	114.756	-2.45
6002010		8.840	5.245	10.874	-3.27
7001010		3.450	1.770	10.859	-4.20
801		0.000	0.000	114.992	-2.52
8001027		0.000	0.000	27.497	-2.52
8001010		7.655	4.340	10.914	-3.23
802		0.000	0.000	114.992	-2.52
8002027		0.000	0.000	27.497	-2.52
8002010		7.655	4.340	10.914	-3.23
9001010		3.230	1.560	11.177	-3.02
1001		0.000	0.000	116.067	-2.42
10001035		0.000	0.000	38.857	-2.42

10001010	2.695	1.600	10.978	-3.34
1002	0.000	0.000	116.067	-2.42
10002035	0.000	0.000	38.857	-2.42
10002010	2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010	3.670	1.980	10.739	-4.71
1201	0.000	0.000	114.013	-3.43
12001035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12001010	5.715	2.765	10.778	-4.64
1202	0.000	0.000	114.023	-3.43
12002035	0.000	0.000	38.172	-3.43
12002010	5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010	3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035	0.000	0.000	39.700	-1.68
6001027	0.000	0.000	27.441	-2.45
6002027	0.000	0.000	27.441	-2.45
5011	0.000	0.000	120.644	-0.14
5021	0.000	0.000	119.873	-0.28
5031	0.000	0.000	119.755	-0.47
5041	0.000	0.000	119.646	-0.53
5011001	6.740	3.640	11.084	-2.44
5011002	6.740	3.640	11.084	-2.44
5021001	-6.000	0.000	10.989	3.04
5021002	-6.000	0.000	10.989	3.04
5031001	4.045	-1.125	11.048	-2.73
5031002	4.045	-1.125	11.048	-2.73
5041001	1.885	0.577	10.381	-2.18
5041002	1.885	0.577	10.381	-2.18

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	9.761	3.808	9.742	3.766	0.019	0.042	0.050	0.379
101	102	7.353	3.440	7.335	3.399	0.018	0.041	0.039	0.505
102	104	7.335	4.164	7.320	4.137	0.015	0.027	0.040	0.373
104	5	4.568	3.675	4.561	3.662	0.007	0.013	0.028	0.286
5	103	-2.770	-2.326	-2.776	-2.336	0.005	0.010	-0.017	-0.355
103	2	-2.776	-1.693	-2.776	-1.694	0.000	0.001	-0.016	-0.037
2	100	-9.524	-4.376	-9.579	-4.497	0.054	0.120	-0.050	-1.151
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.315
201	2001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.315
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.701	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.815
601	6001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
602	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.701	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.815
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.147
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.175	0.052	1.147
5	105	-16.887	-7.492	-17.012	-7.720	0.124	0.227	-0.089	-1.344

105	200	-25.906	-12.947	-25.934	-12.998	0.028	0.051	-0.138	-0.199
105	4	8.895	5.784	8.893	5.782	0.002	0.002	0.051	0.035
4	106	-3.479	-2.067	-3.479	-2.067	0.000	0.000	-0.019	-0.013
106	200	-27.790	-14.865	-27.823	-14.926	0.033	0.060	-0.150	-0.220
106	7	24.311	13.608	23.892	12.842	0.417	0.763	0.133	3.208
7	8	20.415	11.750	20.283	11.508	0.132	0.241	0.115	1.188
8	107	4.876	2.057	4.872	2.051	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.284	0.144	1.283	0.143	0.000	0.001	0.006	0.053
12	11	-10.223	-5.883	-10.257	-5.946	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.956	-7.483	-14.064	-7.679	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.064	-7.136	-14.066	-7.139	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.512	-10.907	-19.517	-10.914	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.517	-10.334	-19.735	-10.732	0.217	0.397	-0.108	-2.051
9	200	-22.989	-11.818	-23.070	-11.966	0.081	0.148	-0.124	-0.653
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.885
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.272	0.007	0.149	0.030	0.786
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.012	1.515
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.134	0.022	1.860
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.467
5021	5021001	-5.977	0.347	-5.996	-0.000	0.019	0.345	-0.029	-0.014
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.347	-5.996	-0.000	0.019	0.345	-0.029	-0.014
5031	5031001	4.052	-0.956	4.042	-1.124	0.009	0.167	0.020	-0.811
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.956	4.042	-1.124	0.009	0.167	0.020	-0.811
5041	5041001	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.439

5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.638	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.439	
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141	
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.366	0.038	3.141	
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.740	
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000	
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003	
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654	
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345	
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922	
3	5041	3.800	1.317	3.799	1.315	0.001	0.002	0.019	0.045	
5	6	18.114	11.734	17.783	11.255	0.330	0.477	0.104	2.991	
101	1	2.389	1.264	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081	
104	3	2.752	1.120	2.751	1.119	0.001	0.001	0.014	0.058	
200	5011	13.572	8.151	13.552	8.094	0.020	0.057	0.075	0.356	
3	3001010	2.708	1.444	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.036	
3	5031	-3.769	-1.351	-3.770	-1.354	0.001	0.003	-0.019	-0.065	
5031	5021	-11.907	0.725	-11.92	0.686	0.014	0.039	-0.057	-0.120	

Зрiк

ЗАГАЛЬНА IНФОРМАЦIЯ

Тривалiсть звiтного перiоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.780 МВт / 1069.075 млн.кВт*г

Вiдпущено потужн./ел.енерг.: 119.140 МВт / 1043.666 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

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

Сумарнi втрати в ЛЕП: 1.653 МВт / 16.393 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.661 МВт / 5.789 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.325 МВт / 3.226 млн.кВт*г

Сумарнi втрати в трансформаторах: 0.986 МВт / 9.016 млн.кВт*г

СУМАРНI ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.640 МВт / 25.409 млн.кВт*г (2.4%)

IНФОРМАЦIЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вiнницьки енерговузол	-17.911	-6.695	121.000	0.00
1	Вороновиц	0.000	0.000	120.615	-0.18
101	101	0.000	0.000	120.696	-0.17
102	102	0.000	0.000	120.312	-0.35
104	104	0.000	0.000	120.017	-0.45
5	Тулъчин	0.000	0.000	119.618	-0.53
3	Брацлав	0.000	0.000	120.042	-0.47
2	Немирiв	0.000	0.000	119.938	-0.46
103	103	0.000	0.000	119.909	-0.47
6	Рахни тяга	0.000	0.000	116.649	-1.13
105	105	0.000	0.000	120.810	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.774	-0.07
106	106	0.000	0.000	120.785	-0.07
200	Ладжинська ТЕС	-91.809	-49.104	121.000	0.00
7	Суворiвка	0.000	0.000	117.595	-1.05
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.421	-1.40
9	Лукашiвка	0.000	0.000	120.348	-0.21
109	109	0.000	0.000	118.311	-0.85

10	Тростянець	0.000	0.000	118.270	-0.86
108	108	0.000	0.000	118.243	-0.86
11	Соколівка	0.000	0.000	116.853	-1.30
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.254	-1.48
107	107	0.000	0.000	116.305	-1.45
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.305	-1.45
1001010		2.370	1.220	11.283	-2.21
2001010		3.340	1.520	11.343	-1.65
201		0.000	0.000	118.671	-1.66
202		0.000	0.000	118.671	-1.66
2002035		0.000	0.000	39.729	-1.66
2002010		3.340	1.520	11.343	-1.65
3001010		2.700	1.300	11.206	-2.81
4001010		6.145	3.485	10.767	-1.40
4002010		6.145	3.485	10.767	-1.39
501		0.000	0.000	118.153	-1.70
5001035		0.000	0.000	39.536	-1.69
5001010		3.020	1.630	11.258	-1.94
502		0.000	0.000	117.827	-1.97
5002035		0.000	0.000	39.536	-1.69
5002010		3.020	1.630	11.258	-1.94
601		0.000	0.000	114.918	-2.42
6001010		8.840	5.245	10.890	-3.24
602		0.000	0.000	114.918	-2.42
6002010		8.840	5.245	10.890	-3.24
7001010		3.450	1.770	10.859	-4.20
801		0.000	0.000	114.995	-2.52
8001027		0.000	0.000	27.498	-2.52
8001010		7.655	4.340	10.915	-3.23
802		0.000	0.000	114.995	-2.52
8002027		0.000	0.000	27.498	-2.52
8002010		7.655	4.340	10.915	-3.23
9001010		3.230	1.560	11.177	-3.02
1001		0.000	0.000	116.068	-2.42
10001035		0.000	0.000	38.858	-2.42
10001010		2.695	1.600	10.978	-3.34
1002		0.000	0.000	116.068	-2.42
10002035		0.000	0.000	38.858	-2.42
10002010		2.695	1.600	10.978	-3.34
11001010		3.670	1.980	10.739	-4.71
1201		0.000	0.000	114.016	-3.43
12001035		0.000	0.000	38.173	-3.43
12001010		5.715	2.765	10.778	-4.64
1202		0.000	0.000	114.025	-3.43
12002035		0.000	0.000	38.173	-3.43
12002010		5.715	2.765	10.778	-4.64
13001010		3.560	2.020	10.679	-4.78
2001035		0.000	0.000	39.729	-1.66
6001027		0.000	0.000	27.479	-2.42
6002027		0.000	0.000	27.479	-2.42
5011		0.000	0.000	120.557	-0.16
5021		0.000	0.000	120.431	-0.19
5031		0.000	0.000	120.193	-0.41
5041		0.000	0.000	119.997	-0.49
5011001		6.740	3.640	11.075	-2.46
5011002		6.740	3.640	11.075	-2.46

5021001	-6.000	0.000	11.040	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.040	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5041001	1.885	0.577	10.412	-2.13
5041002	1.885	0.577	10.412	-2.13

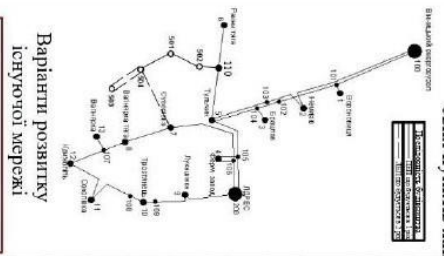
ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296
104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
5	103	-2.359	-1.881	-2.363	-1.888	0.004	0.007	-0.015	-0.292
103	2	-2.363	-1.244	-2.364	-1.244	0.000	0.001	-0.013	-0.029
2	100	-9.112	-3.926	-9.160	-4.034	0.049	0.108	-0.048	-1.066
2	201	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
201	2001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2001035	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
202	2002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2	202	3.343	1.606	3.340	1.519	0.003	0.087	0.018	1.314
202	2002010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
2002010	2001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	2001010	3.340	1.519	3.338	1.519	0.003	0.000	0.018	0.075
6	601	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
601	6001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6001027	6002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
602	6002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	602	8.848	5.700	8.841	5.417	0.007	0.282	0.052	1.811
602	6002010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
6002010	6001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
601	6001010	8.841	5.417	8.834	5.242	0.007	0.174	0.052	1.145
5	105	-15.710	-6.329	-15.815	-6.520	0.104	0.190	-0.082	-1.198
105	200	-25.162	-12.152	-25.188	-12.199	0.026	0.047	-0.133	-0.190
105	4	9.347	6.189	9.345	6.186	0.002	0.003	0.053	0.037
4	106	-3.027	-1.663	-3.028	-1.663	0.000	0.000	-0.016	-0.011
106	200	-27.345	-14.467	-27.376	-14.525	0.032	0.058	-0.148	-0.215
106	7	24.317	13.613	23.898	12.847	0.417	0.763	0.133	3.209
7	8	20.422	11.756	20.289	11.514	0.132	0.241	0.115	1.189
8	107	4.882	2.062	4.879	2.056	0.003	0.006	0.026	0.118
107	12	1.290	0.150	1.290	0.149	0.000	0.001	0.006	0.054
12	11	-10.216	-5.878	-10.251	-5.940	0.034	0.062	-0.058	-0.608
11	108	-13.950	-7.477	-14.057	-7.674	0.107	0.196	-0.078	-1.407
108	10	-14.057	-7.130	-14.060	-7.134	0.002	0.003	-0.077	-0.028
10	109	-19.506	-10.901	-19.511	-10.908	0.005	0.007	-0.109	-0.041
109	9	-19.511	-10.328	-19.729	-10.726	0.217	0.397	-0.108	-2.050
9	200	-22.982	-11.812	-23.063	-11.960	0.081	0.147	-0.124	-0.652
10	1001	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1001	10001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001035	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1002	10002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	1002	2.701	1.767	2.697	1.661	0.004	0.106	0.016	2.293
1002	10002010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
10002010	10001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

1001	10001010	2.697	1.661	2.693	1.599	0.004	0.061	0.016	1.383
12	1201	3.229	1.762	3.224	1.620	0.005	0.142	0.018	2.403
1201	12001035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.001	-0.007
12001035	12002035	-0.159	-0.036	-0.159	-0.036	0.000	0.000	-0.002	-0.000
1202	12002035	0.159	0.036	0.159	0.036	0.000	0.000	0.001	0.002
12	1202	8.224	4.579	8.214	4.215	0.010	0.363	0.047	2.394
1202	12002010	8.055	4.179	8.046	3.961	0.009	0.217	0.046	1.505
12002010	12001010	2.334	1.197	2.334	1.197	0.000	0.000	0.140	0.000
1201	12001010	3.383	1.656	3.377	1.566	0.006	0.090	0.019	1.498
8	802	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
802	8002010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8002010	8001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
801	8001010	7.655	4.465	7.650	4.337	0.005	0.127	0.044	0.951
8	801	7.660	4.671	7.655	4.465	0.005	0.205	0.044	1.503
801	8001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8001027	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
802	8002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4001010	6.205	5.977	6.192	5.694	0.013	0.282	0.041	2.884
4001010	4002010	0.051	2.211	0.051	2.211	0.000	0.000	-0.118	-0.000
4	4002010	6.097	1.421	6.090	1.271	0.007	0.149	0.030	0.785
5	501	2.074	1.176	2.072	1.119	0.002	0.056	0.011	1.512
501	5001035	1.318	0.523	1.317	0.523	0.001	0.000	0.007	0.058
5001035	5002035	1.317	0.523	1.317	0.523	0.000	0.000	0.021	0.000
502	5002035	-1.317	-0.515	-1.317	-0.523	0.000	0.008	-0.007	-0.286
5	502	3.976	2.286	3.972	2.152	0.004	0.133	0.022	1.856
502	5002010	5.289	2.667	5.282	2.667	0.007	0.000	0.029	0.120
5002010	5001010	2.264	1.038	2.264	1.038	0.000	0.000	0.128	0.000
501	5001010	0.754	0.596	0.754	0.591	0.000	0.005	0.005	0.466
104	3	0.163	-1.600	0.163	-1.601	0.000	0.000	0.008	-0.025
3	5031	-6.357	-4.067	-6.361	-4.078	0.004	0.011	-0.036	-0.153
5031	5021	-14.498	-1.995	-14.519	-2.055	0.021	0.059	-0.070	-0.240
5021	5011	-2.598	-2.486	-2.599	-2.490	0.001	0.004	-0.017	-0.126
5011	200	-16.151	-10.337	-16.181	-10.421	0.030	0.084	-0.092	-0.444
5011	5011001	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5011001	5011002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5011	5011002	6.754	4.006	6.736	3.638	0.019	0.367	0.038	3.145
5021	5021001	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5021001	5021002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5021	5021002	-5.977	0.343	-5.996	-0.000	0.019	0.342	-0.029	-0.008
5031	5031001	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5031001	5031002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5031	5031002	4.052	-0.958	4.042	-1.124	0.009	0.166	0.020	-0.814
5041	5041001	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
5041001	5041002	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5041	5041002	1.888	0.637	1.884	0.577	0.004	0.061	0.010	1.432
1	1001010	2.376	1.332	2.369	1.219	0.007	0.112	0.013	2.737
3	3001010	2.708	1.443	2.698	1.299	0.010	0.144	0.015	3.022
107	13	3.589	2.385	3.589	2.385	0.000	0.000	0.021	0.000
13	13001010	3.577	2.315	3.558	2.019	0.020	0.295	0.021	5.003
9	9001010	3.242	1.767	3.228	1.559	0.014	0.207	0.018	3.654
7	7001010	3.465	2.026	3.448	1.769	0.017	0.256	0.020	4.345
3	5041	3.800	1.316	3.800	1.314	0.001	0.002	0.019	0.045
11	11001010	3.688	2.283	3.668	1.979	0.020	0.303	0.021	4.922
5	6	18.113	11.730	17.783	11.252	0.329	0.476	0.104	2.986
101	1	2.389	1.263	2.388	1.262	0.001	0.001	0.013	0.081

Схема іонуючої мережі та розташування

ОВІХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ	
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт 26,42
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт 10
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових складових	Рок 5800
Сумарна електроенергія, вироблена новими абонентами	млн.кВт*год 166,07
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	млн.кВт*год 12,000
Сумарні капітальні витрати на розвиток електроної мережі	млн.грн 297,316
Термін окупності вкладеного капіталу у розвиток електроної мережі	Рік 2,4
Очікувані витрати активної потужності у електроноій мережі після здійснення розвитку	М 2,926
Очікувані витрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	% 2,9
Залив варті активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год 5,13
Очікувані витрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	млн. кВт*год 29,926

