

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
 на тему:
«Розвиток електричних мереж з дослідженням методів та засобів
 регулювання напруги»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Р.В. Зайчук
 Зайчук Р.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Н.В. Собчук
 Собчук Н. В.
(прізвище та ініціали)

« 05 » 27 грудня 2023 р.

Опонент: к.т.н., доцент каф.

В.В. Кобзар
 Кобзар В. В.
(прізвище та ініціали)

« 11 » 27 грудня 2023 р.

Допущено до захисту

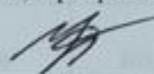
Завідувач кафедри ЕСС

В.О. Комар
 Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 04 » 27 грудня 2023 р.

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

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



18 вересня 2023 року







ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Зайчуку Роману Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

- Тема роботи «Розвиток електричних мереж з дослідженням методів та засобів регулювання напруги»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Собчук Н. В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
- Строк подання студентом роботи 01 грудня 2023 року
- 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.
- 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.
- 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

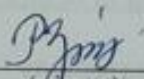
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В. д.пед.н., проф., професор каф. БЖД <i>Собчук Н. В.</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 14 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

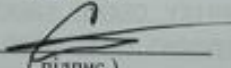
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	15.09.23	26.09.23	Вик
2	Електротехнічна частина	27.09.23	12.10.23	Вик
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	11.10.23	15.10.23	Вик
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	01.11.23	Вик
5	Пристрої грозозахисту в електричній мережі	02.11.23	16.11.23	Вик
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	17.11.23	18.11.23	Вик
7	Техніко-економічна частина	19.11.23	22.11.23	Вик
8	Оформлення пояснювальної записки	23.11.23	28.11.23	Вик
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	29.11.23	02.12.23	Вик

Студент


(підпис)

Р.В. Зайчук

Керівник роботи


(підпис)

Н. В. Собчук

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Зайчук Роман Володимирович «Розвиток електричних мереж з дослідженням методів та засобів регулювання напруги». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 91 с.

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

У магістерській кваліфікаційній роботі представлено проект оптимального розвитку електричної мережі, включаючи оцінки економічних показників. Проведений аналіз результатів розрахунків режимів роботи проєктованої та існуючої мережі. У всіх режимах забезпечена ефективність електропостачання. Обрана оптимальна конфігурація розвитку, а також розраховані показники надійності та економічності. Досліджено методи та засоби регулювання напруги.

У розділі з охорони праці висунуті пропозиції щодо заходів та засобів для забезпечення безпеки персоналу на підстанції.

Ключові слова: електрична система, динамічне програмування, оптимізація, регулювання напруги, пристрій.

ABSTRACT

UDC 621.316.3

Zaichuk Roman Volodymyrovych "Development of electrical networks with the study of methods and means of voltage regulation". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 91 p.

In Ukrainian languages Bibliography: 18 titles; Fig.: 15; table 33.

In the master's qualification work, we offer a project of optimal development of the electrical network, as well as estimates of economic indicators. The analysis of the results of the calculation of the operating modes of the designed existing network was carried out. In all modes, all indicators of electrical energy are provided. The optimal development scheme was selected, reliability and cost-effectiveness indicators were also calculated. Methods and means of voltage regulation are investigated in the work.

The section on labor protection offers measures and tools for the safe work of substation personnel.

Keywords: electrical system, dynamic programming, optimization, voltage regulation, device.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	7
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ.....	10
1.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	11
1.1.2 Формування максимального графа електричної мережі	13
1.2 Визначення оптимальної схеми електричної мережі	15
1.3 Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.....	24
1.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	30
2 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	33
2.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	34
2.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції.....	35
2.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	35
3 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	40
3.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	40
4. РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	42
4.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	42
4.2. Регулювання напруги у мережі	43
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	47
6 МЕТОДИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	60
6.1 Зустрічне регулювання напруги.....	63
6.2 Регулювання напруги на електричних станціях.....	65
6.3 Регулювання напруги на районній підстанції.....	67
6.4 Регулювання напруги зміною опору мережі.....	77
6.5 Регулювання напруги зміною потоків реактивної потужності.....	81
6.6 Порівняння методів регулювання напруги.....	86
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	80

7.1 Задачі розділу.....	80
7.2 Загальні відомості.....	80
7.3 Послідовність розрахунку.....	81
7.4 Розрахунок штучного заземлювального пристрою для ПС-110/35/10кВ.....	86
ВИСНОВКИ	89
НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ	90
ЛІТЕРАТУРА	91
ДОДАТКИ	92

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. Основною метою проектування електричних мереж в сучасності є використання новітніх наукових та технічних досягнень, а також обґрунтування техніко-економічних рішень, пов'язаних із формуванням енергетичних сполучень, розвитком електростанцій, електричних систем та їх експлуатаційних засобів, керуванням. Основні цілі включають забезпечення оптимальної надійності постачання тепловою та електричною енергією для споживачів у необхідних обсягах, при мінімальних витратах на будівництво та транспортування.

Під час проектування електричних мереж важливо враховувати оптимальну конфігурацію мережі, вибір номінальної напруги для всіх її частин, а також оптимізацію перетинів проводів електричних ліній для досягнення необхідної структури мережі. В ході розробки проекту слід встановлювати потужності трансформаторів на підстанціях, побудову схем електричних з'єднань для цих підстанцій, розраховувати потужності джерел реактивної потужності та розподіляти їх економічно, встановлювати необхідні пристрої для регулювання напруги на основі розрахунків.

Ця проблема входить у сферу нелінійного динамічного програмування. Використання систем автоматизованого проектування може допомогти досягти оптимальної організації процесу проектування. Під час розробки електричних мереж важливо враховувати загальні принципи забезпечення безпечних умов праці під час будівництва, монтажу пристроїв грозозахисту та під час проведення ремонтних робіт під час експлуатації об'єктів.

Для забезпечення ефективної та надійної експлуатації електроенергетичного обладнання і для утримання напруги в вузлах мережі в допустимих межах, важливо виконувати регулювання напруги в системоутворюючих і розподільних мережах електроенергетичних систем. Таким чином, здійснюється регулювання напруги як в системах

електропостачання для споживачів, так і в мережах електроенергетичних систем. Процес регулювання напруги в мережах пов'язаний з управлінням балансу реактивної потужності, особливо на шинах споживачів електроенергії. У тих районах, де існує дефіцит реактивної потужності, спостерігається зниження рівня напруги.

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. Головною метою цієї магістерської кваліфікаційної роботи є розширення функціональності електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ.

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

- були виконані обчислення для прогнозування навантаження існуючих споживачів на наступний період упродовж 5 років.;
- була оцінена необхідність заміни обладнання, зокрема трансформаторів, на більш потужні.;
- визначенні перетини проводів.

Об'єктом дослідження МКР є: мережі електричні.

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

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. Дані, отримані в ході вирішення завдань, що включаються до основного змісту магістерської кваліфікаційної роботи, були зібрані автором під керівництвом к.т.н., доцента кафедри ЕСС Собчук Н.В.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МЕРЕЖІ

Вираз для визначення залежності максимальної потужності від часу з мінімальною похибкою дозволяє застосовувати метод, відомий як "Метод найменших квадратів". Цей 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).

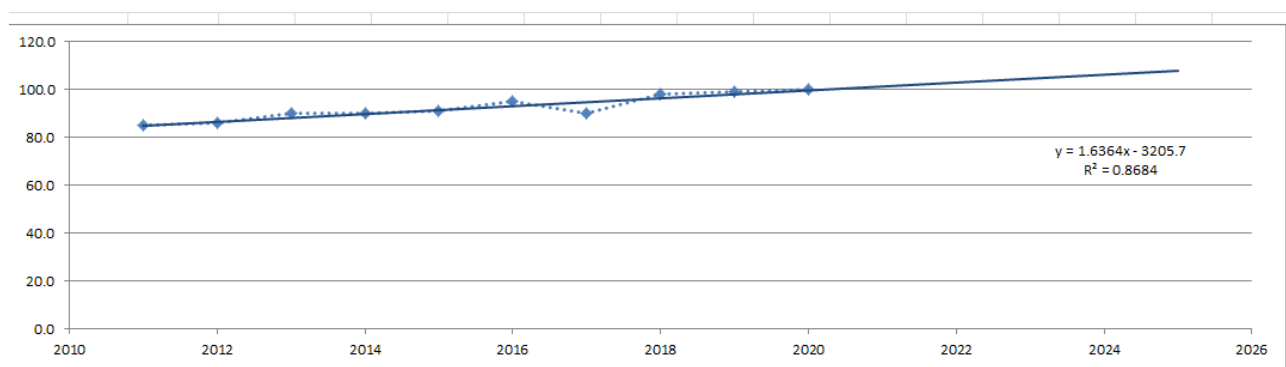


Рисунок 1.1 – Графіки регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T та таблично-заданої $P_{\max}(T)$

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.

1.1.1 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 Б) 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.

1.1.2 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 пропускну 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.

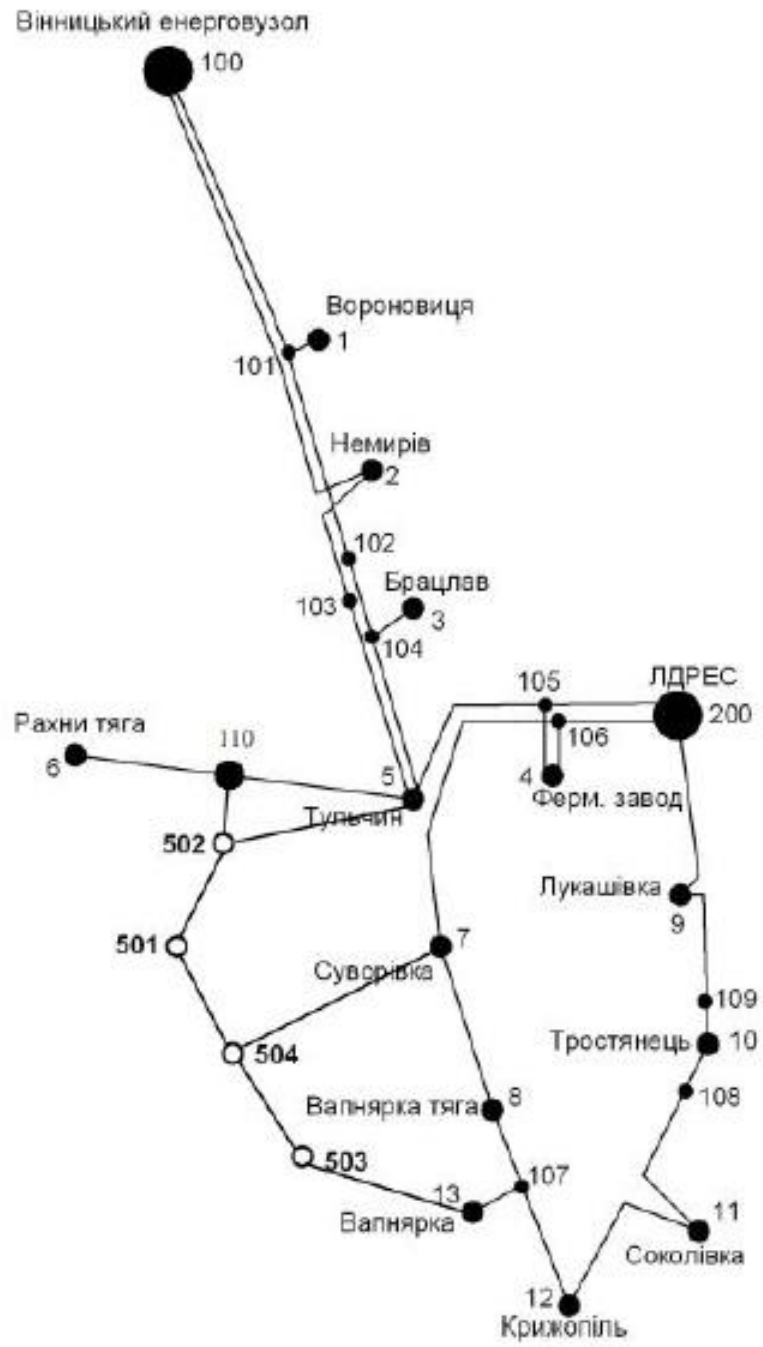


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

1.2 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.

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 нелійними 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:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.4)$$

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:

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (1.5)$$

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:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.6)$$

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. 1.3.

Таблиця 1.3 – 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 (1.4) та лінеаризованою (1.5) функціями (табл. 1.6). 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. 1.4.

Таблиця 1.4 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. P, 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

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

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1} \quad (1.7)$$

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 1.3 – 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. 1.4.

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 1.4 – 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. 1.5).

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

Після повторного перебору вартісних коефіцієнтів виконуємо розрахунок третьої ітерації (рис. 1.6).

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах				
		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	0	12.40	0.00	
	502	1	1	0	0	-1	1	0	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	0	5.93	0.00	
	504	0	0	1	0	0	0	1	-1	-1	1	0	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	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 1.6 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (третя ітерація)

У таблиці на рис. 1.7 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 1.8.

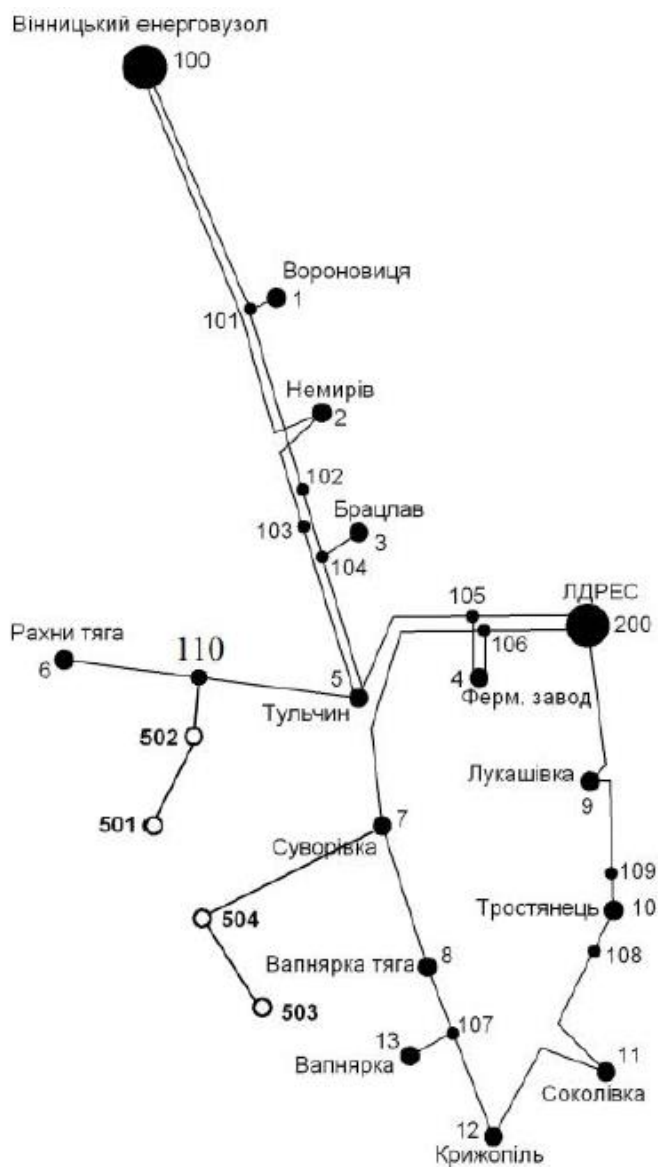


Рисунок 1.7 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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.

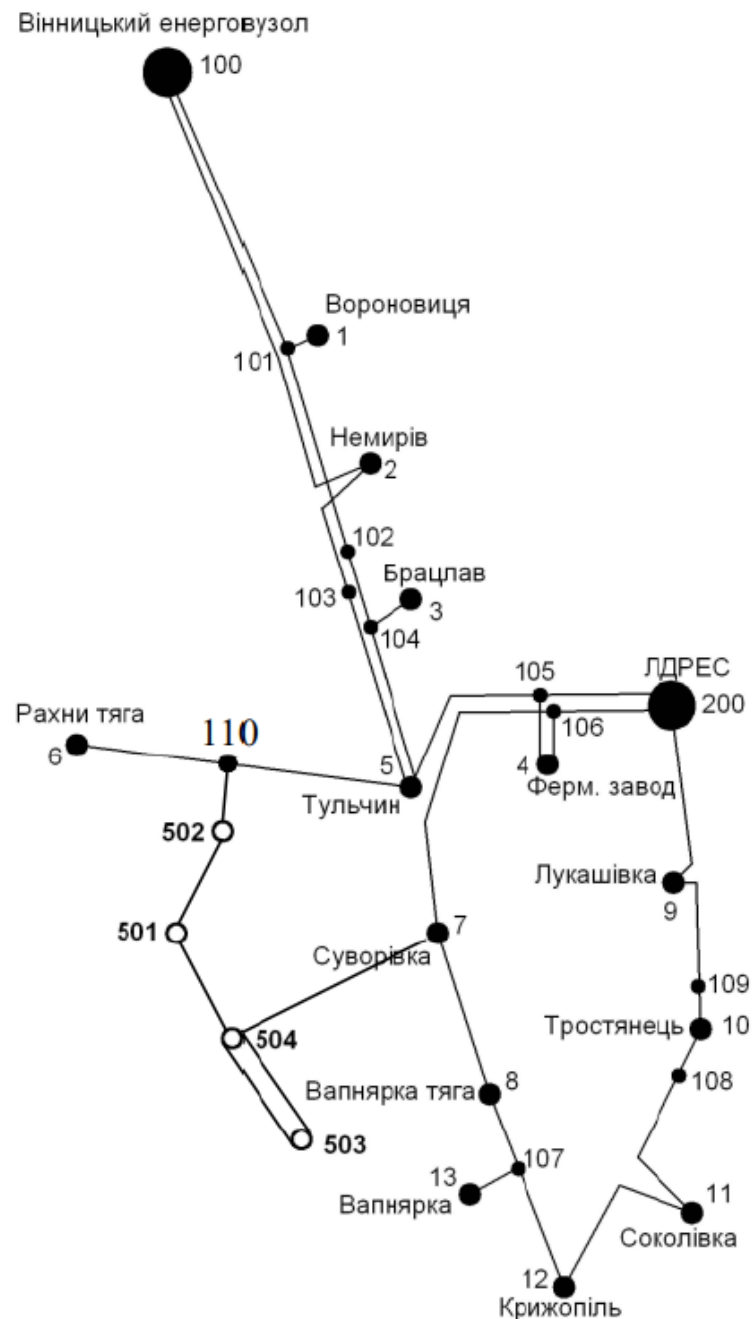


Рисунок 1.8 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

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.

1.3 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.

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:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (1.9)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (1.10)$$

Для розв'язування необхідних задач (1.9) 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:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (1.11)$$

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 B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (1.12)$$

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. 1.5.

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. 1.6.

Таблиця 1.5 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	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 1.6 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Вt	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			

Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з табл. 1.6 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. 1.6.

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

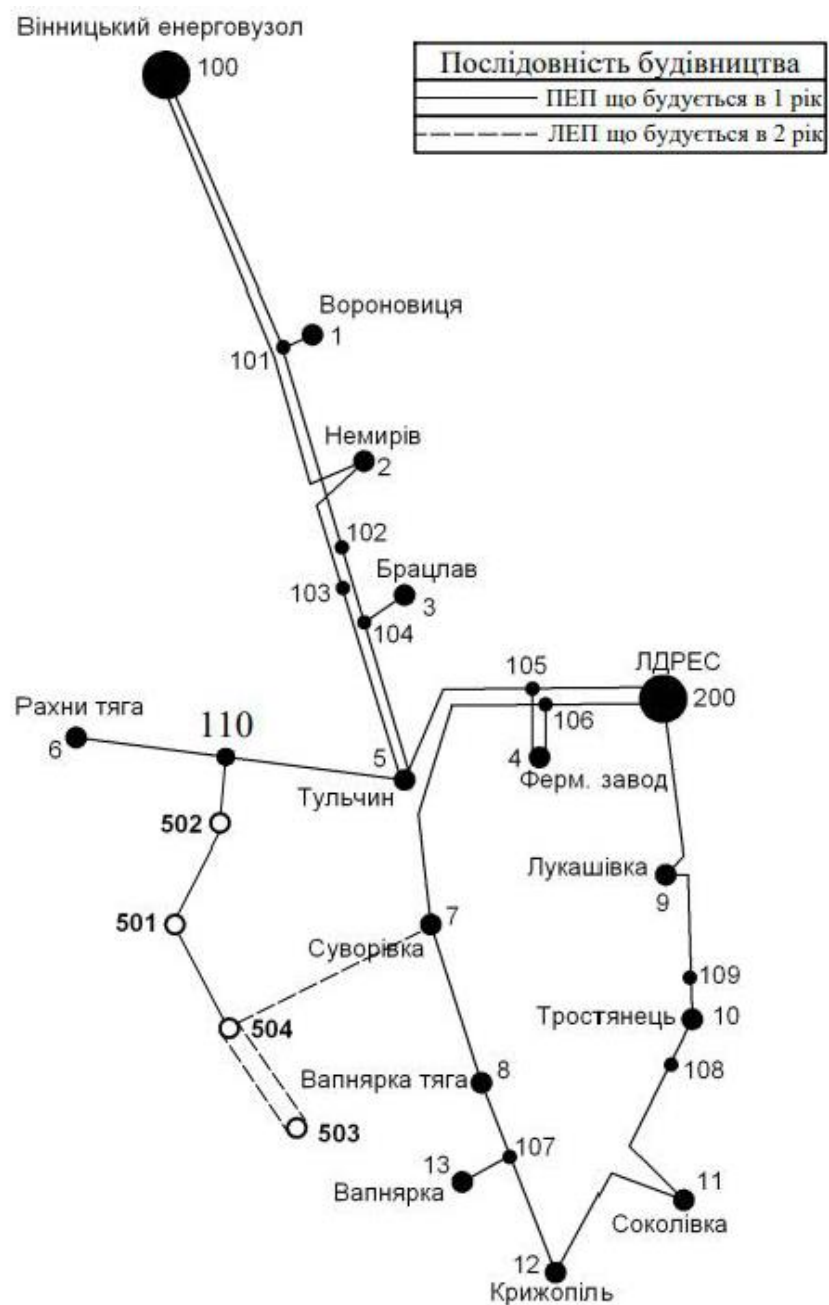


Рисунок 1.9 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (1.13) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (1.13)$$

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

$$I_{\text{розр}502-501} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{19,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 54,8 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{розр}501-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 34,6 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{розр}7-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,68}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 53,34 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{розр}503-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 36,7 \text{ (А)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5800$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ 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 1.7

Таблиця 1.7 – 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.

1.4 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:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (1.14)$$

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

Для 501 вузла згідно (1.14) 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 1.8 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _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 1.15

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_H} \leq 1,4 \quad (1.15)$$

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 $\leq 1,4$, 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. 1.8.

2 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».

2.1 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 2.1). Таке виконання схеми дасть можливість забезпечити транзит потужності через вузол навіть як що трансформатор виведений з ладу.

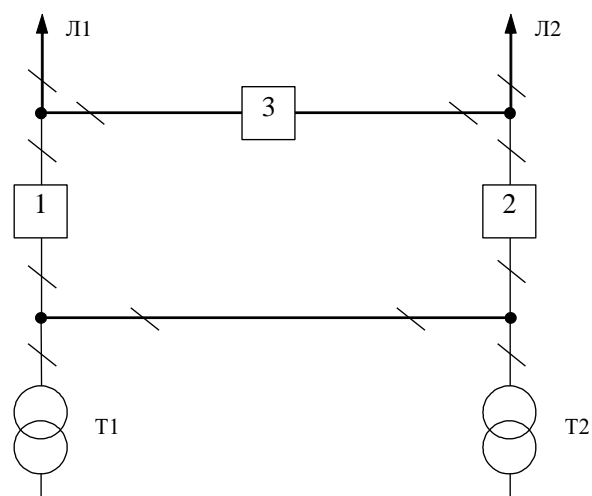


Рисунок 2.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502

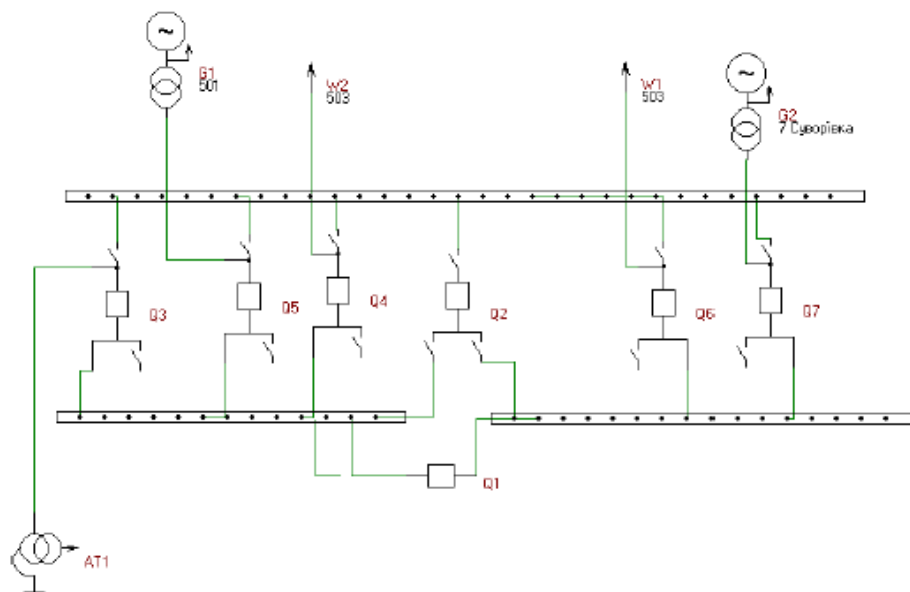


Рисунок 2.2 – Схема розподільчого пристрою вузлів 504

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. 2.2).

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. 2.3).

2.2 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

2.3 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:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.4)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.4) 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, отримуємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.1).

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. 2.2).

Таблиця 2.1 – 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 (2.5), потрібно знайти обсяг електроенергії за рік (2.6) та недовідпуск електроенергії (2.7).

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

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{нд} \cdot Z_0 \quad (2.5)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.6)$$

$$\Delta W_{нд} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (2.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії для розширеного містка

W _{рiк} , 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.

3 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

3.1 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:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{ні} + \Delta P_M; \quad (3.1)$$

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

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:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (3.2)$$

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

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:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (3.3)$$

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:

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

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

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

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

4 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.

4.1 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 балансуєчих 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.

4.4. 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. 4.1).

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	110,12	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 4.2 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10,04	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:

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

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_T + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_T}{U_{\text{ВН}}} \quad (4.2)$$

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).

$$K_{\text{Тб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (4.3)$$

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:

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

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (4.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (4.2) 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 (4.1).

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

Таблиця 4.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВДП	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. 4.4.

Таблиця 4.4 – 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.

5 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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (5.1)$$

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:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (5.2)$$

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:

$$V_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (5.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (5.4)$$

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:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (5.5)$$

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.

5.1–5.6.

Таблиця 5.1 – 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. 5.1 - 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. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	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. 5.1 - 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 5.2 – 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. 5.2 – 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 5.3 – 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. 5.3 - – 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. 5.3 - – 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. 5.3 - – 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. 5.4–5.6.

Таблиця 5.4 – 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. 5.4 – 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. 5.4 – 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 устанавлення 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. 5.4 - 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. 5.5 - 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 установаження 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. 5.5 - 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 5.6 – 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:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (5.6)$$

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:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (5.7)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн; $\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (5.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$V_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%) / 100; \quad (5.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%) / 100; \quad (5.10)$$

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. 5.8:

Таблиця 5.8 – 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	ЛЕП:501-504,7-504 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):

$$E'_a = \frac{-3309,91/(1 + 0,2) + 20680/(1 + 0,2)^2}{175995,9/(1 + 0,2) + 121320,104/(1 + 0,2)^2} = 0,058$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

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

Таблиця 5.9 - 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.

6 МЕТОДИ І ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Напруга мережі постійно змінюється разом зі зміною навантаження, режиму роботи джерела живлення, опору ланцюгів. Відхилення напруги не завжди знаходиться в інтервалах допустимих значень. Причинами цього є:

- втрати напруги, викликані струмами навантаження, що протікають по елементам мережі;
- неправильний вибір перетину струмоведучих елементів і потужності силових трансформаторів;
- неправильно побудовані схеми мереж.

Контроль за відхиленнями напруги проводиться трьома способами:

- 1) по рівню - ведеться шляхом порівняння реальних відхилень напруги з допустимими значеннями;
- 2) по місцю в електричній системі – ведеться в визначених точках мережі, наприклад на початку або в кінці лінії, на районній підстанції;
- 3) по тривалості існування відхилень напруги.

Регулюванням напруги називають процес зміни напруги в характерних точках електричної системи за допомогою спеціальних технічних засобів. Історично розвиток методів і способів регулювання напруги і реактивної потужності проводилось від нижчих ієрархічних рівнів керування енергосистемами до вищих. Спочатку використовувалось регулювання напруги в центрах живлення розподільчих мереж – на районних підстанціях, де зміною коефіцієнта трансформації підтримувалась напруга у споживачів при зміні режиму їх роботи. Регулювання напруги застосовувалось також безпосередньо у споживачів і на енергооб'єктах (електростанціях, підстанціях).

Ці способи регулювання напруги збереглися до нашого часу і використовуються на нижчих ієрархічних рівнях автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ). З точки зору вищих рівнів АСДУ – це локальні способи регулювання. Автоматична система диспетчерського управління

вищих рівнів проводить координацію роботи локальних систем регулювання і оптимізацію режиму енергосистеми в цілому.

Локальне регулювання напруги може бути централізоване, тобто проводиться в центрі живлення, та місцеве, тобто проводиться безпосередньо у споживачів.

Місьцеве регулювання напруги можна розділити на групове та індивідуальне. Групове регулювання здійснюється для групи споживачів, а індивідуальне – в основному в спеціальних цілях.

В залежності від характеру зміни навантаження в кожному з вказаних типів регулювання напруги можна виділити декілька підтипів. Так, наприклад, в централізованому регулюванні напруги можна виділити три підтипи:

- стабілізація напруги;
- двохступінчасте регулювання напруги;
- зустрічне регулювання напруги.

Стабілізація застосовується для споживачів з практично незмінним навантаженням, наприклад для трьохзмінних підприємств, де рівень напруги потрібно підтримувати сталим. Добовий графік навантаження таких споживачів показаний на рисунку 6.1.

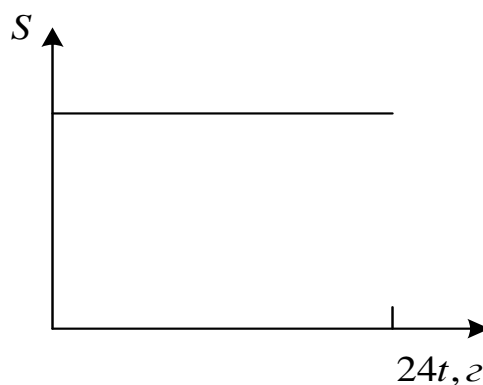


Рисунок 6.1 – Незмінний графік навантаження

Для споживачів з яскраво вираженою двохступінчастим графіком навантаження (рисунок 9.2), наприклад для однозмінних підприємств, застосовується

двохступінчасте регулювання напруги. При цьому підтримуються два рівня напруги за добу відповідно з графіком навантаження.[3]

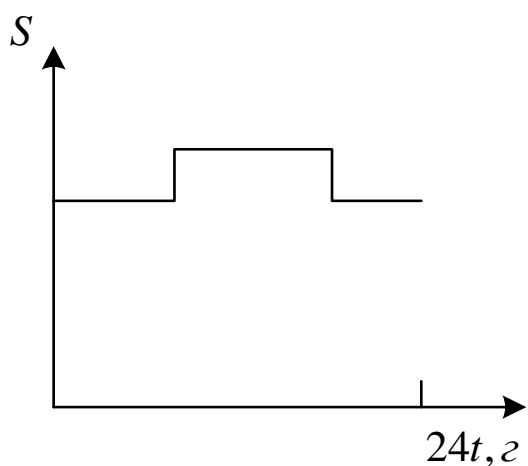


Рисунок 6.2 – Двохступінчастий графік навантаження

В випадку, якщо навантаження змінюється за добу (рисунок 6.3) використовується так зване зустрічне регулювання.

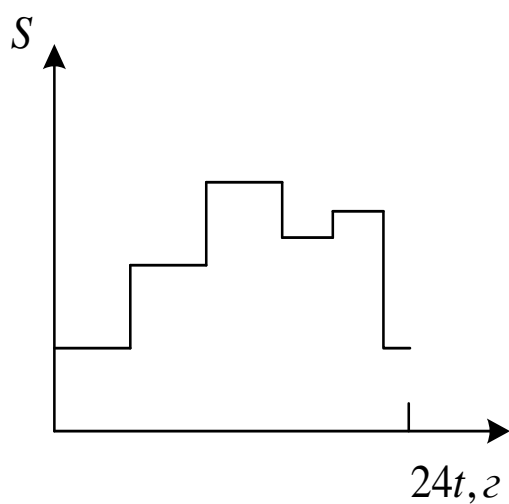


Рисунок 6.3 – Багатоступінчастий графік навантаження

Для кожного значення навантаження будуть мати свої значення і втрати напруги, відповідно, і сама напруга буде змінюватись зі зміною навантаження. Щоб

відхилення напруги не виходило за рамки допустимих значень, потрібно регулювати напругу, наприклад в залежності від струму навантаження.

Навантаження змінюється не тільки за період доби, а на протязі всього року, наприклад, найбільше навантаження за рік буває в період осінньо – зимового максимуму, найменше – в літній період. Зустрічне регулювання складається в зміні напруги в залежності не тільки від добових, а також і від сезонних змін навантаження на протязі року. Зустрічне регулювання передбачає підтримання підвищеної напруги на шинах електричних станцій і підстанцій в період найбільшого навантаження і його зниження до номінального в період найменшого навантаження.

6.1 Зустрічне регулювання напруги

Для більш докладного розгляду зустрічного регулювання напруги використовуємо схему заміщення, зображену на рисунку 2.4, де трансформатор представлений як два елемента – опір трансформатора і ідеальний трансформатор.

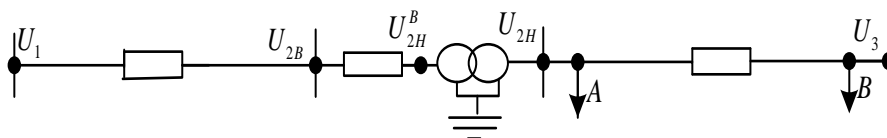


Рисунок 6.4 – Зустрічне регулювання, схема заміщення

На рисунку 3.1 прийняті наступні позначення:

U_1 - напруга на шинах центра живлення;

U_{2B} - напруга на шинах первинної напруги (ВН) районної підстанції;

U_{2H} - напруга на шинах вторинної напруги (НН) районної підстанції;

U_3 - напруга у споживачів.

Напруга на шинах ВН районної підстанції визначається за формулою:

$$U_{2H.нб} \geq (1.05 \div 1.1)U_{ном} \quad U_{2B} = U_1 - \Delta U_{12} \quad (6.1)$$

Напруга на шинах ВН і НН відрізняються величиною втрат напруги в трансформаторі ΔU_T , і, крім цього, в ідеальному трансформаторі напруга понижається відповідно з коефіцієнтом трансформації, що необхідно враховувати при виборі регулюючого відвітлення.

На рисунку 6.2 представлені графіки зміни напруги для двох режимів: найменших і найбільших навантажень.

При цьому на осі координат відкладені значення відхилення напруги в відсотках номінального.

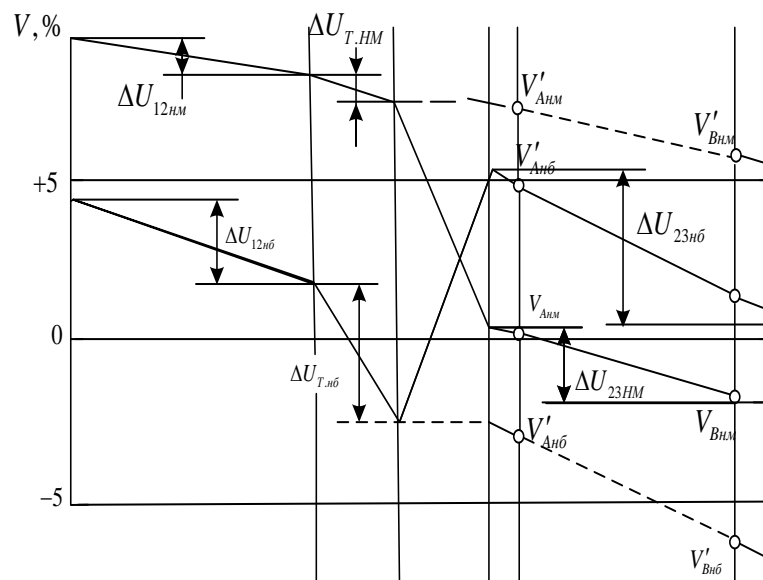


Рисунок 6.5 – Зустрічне регулювання напруги, епюри напруг

З рисунку 6.5 (штрихові лінії) видно, що якщо $n_T = 1$, то в режимі найменших навантажень напруги у споживачів будуть вищі, а в режимі найбільших навантажень – нижчі допустимого значення (тобто відхилення напруги більше допустимих). При цьому приймачі електроенергії, приєднанні до мережі НН (в точках А і В, з рисунку 6.1), будуть працювати при недопустимих умовах. Змінюючи коефіцієнт трансформації трансформатора районної підстанції n_T , змінюємо напругу на шинах вторинної напруги районної підстанції, тобто регулюємо напругу (суцільна лінія на рисунку 6.5).

В режимі найменших навантажень зменшують напругу на шинах вторинної напруги районної підстанції до величини, найбільш близької до $U_{ном}$. В цьому режимі вибирають таке найбільш стандартне значення n_T , щоб виконувалась наступна умова:

$$U_{2н.нм} \geq U_{ном}. \quad (6.2)$$

В режимі найбільших навантажень збільшують напругу $U_{2н}$ до величини, близької до $1.05 - 1.1 U_{ном}$. В цьому режимі вибирають такі найбільші стандартні значення n_T , щоб виконувалась наступна умова:

$$U_{2н.нб} \geq (1.05 \div 1.1)U_{ном}. \quad (6.3)$$

Таким чином, напруга на зажимах споживачів, як віддалених від центра живлення – в точці В, так і близьких до центра живлення – в точці А, вводиться в допустимих межах. При такому регулюванні в режимах найбільших і найменших навантажень напруга відповідно збільшується і зменшується. Тому таке регулювання називають зустрічним.[7]

6.2 Регулювання напруги на електростанціях

Змінювати напругу генераторів можна за рахунок регулювання струму збудження. Не змінюючи активну потужність генератора, можна змінювати напругу генератора тільки в межах $\pm 0.05U_{ном.г}$, тобто від $0.95U_{ном.г}$ до $1.05U_{ном.г}$.

При $U_{ном.г} = 6.3$ кВ номінальна напруга генератора $U_{ном.г} = 6.3$ кВ і діапазон регулювання $6 - 6.6$ кВ. При $U_{ном.г} = 10$ кВ напруга генератора $U_{ном.г} = 10.5$ кВ і діапазон регулювання $10-11$ кВ.

Відхилення напруги на виводах генератора більш ніж на $\pm 5\%$ номінального призводить до необхідності зниження його потужності. Цей діапазон регулювання напруги ($\pm 5\%$) недостатній.

На кожній ступені трансформації втрати напруги в відносних одиницях рівні:

$$\Delta U_T \approx 0.1 S_T, \quad (6.4)$$

де $S_T = S_T / S_{НОМ}$ - потужність трансформатора в відносних одиницях.

При трьох – чотирьох трансформаціях втрати напруги в мережі складають $0.3 - 0.4 S_T$. Якщо прийняти $P_{нб} = 1$, а $P_{нм} = 0.4$, тоді при всіх цих умовах втрати напруги у відсотках $U_{ном}$ в режимах найбільших і найменших навантажень складає відповідно:

$$\sum \Delta U_{нб} \% \approx 30 \div 40\% ; \quad (6.5)$$

$$\sum \Delta U_{нм} \% \approx 12 \div 16\% . \quad (6.6)$$

Звідси видно, що діапазон зміни напруги у споживача складає:

$$\sum \Delta U_{нб} \% - \sum \Delta U_{нм} \% \approx 18 \div 24\% . \quad (6.7)$$

Тому діапазон зміни напруги у генератора що складає 10% , очевидно недостатній.

Генератори електростанцій є тільки допоміжним засобом регулювання по двом причинам:

- 1) недостатній діапазон регулювання напруги генераторами;
- 2) важко узгодити вимоги по напрузі віддалених та більш близьких споживачів.

Як єдиний засіб регулювання генератори застосовуються тільки у випадку системи простого виду – виду станція – нерозподілене навантаження. В цьому випадку на шинах ізольовано працюючих електростанцій промислові підприємства здійснюють зустрічне регулювання напруги. Змінюючи струм збудження генераторів підвищують напругу в години максимуму навантажень і знижують в години мінімуму.

Підвищуючі трансформатори на електростанціях ТДЦ/110 з номінальною напругою обмотки ВН $U_{в.ном} = 110$ кВ і частина з ТДЦ/220 з $U_{в.ном} = 220$ кВ, як і генератори, трансформатори є допоміжним засобом регулювання напруги, тому що також мають межі регулювання $\pm 2 \times 2.5\% U_{в.ном}$ і з їх допомогою неможливо узгодити потреби по напрузі близьких і віддалених споживачів. Підвищуючі трансформатори ТЦ і ТДЦ з $U_{в.ном} = 150, 330 - 750$ кВ виготовляються без пристроїв регулювання напруги. Тому основним засобом регулювання напруги являються трансформатори і автотрансформатори районних підстанцій.

6.3 Регулювання напруги на районній підстанції

По конструктивному виготовленню розрізняють два типи понижуючих підстанцій:

- з переключанням регулюючих розгалужень без збудження, тобто з відключенням від мережі (скорочено “трансформатори з ПБВ”);
- з переключанням регулюючих розгалужень під навантаженням (скорочено “трансформатори з РПН”).

Зазвичай регулюючі вітки виконуються на стороні вищої напруги трансформатора, яка має менший робочий струм. При цьому полегшується робота перемикаючого пристрою.

Розглянемо просту схему, що зображена на рисунку 6.4.

При цьому напруга на шинах ВН підстанції буде відрізнятися від напруги генераторів електростанції U_1 на величину втрат в лінії ΔU_c , а напруга на шинах НН підстанції, приведена до ВН U_{2H}^B , буде відрізнятися ще і на величину втрат напруги в опорі трансформатора ΔU_T :

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_c ; \quad (6.8)$$

$$U_{2H}^B = U_{2B} - \Delta U_T . \quad (6.9)$$

Дійсна напруга на шинах НН підстанції визначається так:

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{n_T} = U_{2H}^B \frac{U_{H.НОМ}}{U_{РОЗ}} , \quad (6.10)$$

де $n_T = U_{РОЗ} / U_{H.НОМ}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора;

$U_{РОЗ}$ - напруга регулюючого розгалуження обмотки ВН;

$U_{H.НОМ}$ - номінальна напруга обмотки НН.

Змінюючи коефіцієнт трансформації, можна змінити напругу на стороні НН підстанції U_{2H} . Саме по цьому принципу працюють всі засоби регулювання на підстанціях.

По умові зустрічного керування:

$$V_{нб}^{баз} \% = 5\% ; \quad (6.11)$$

$$V_{нм}^{баз} \% = 0, \quad (6.12)$$

де $V_{нб}^{баз} \%$ - бажане відхилення напруги у відсотках номінального в режимі найбільших навантажень;

$V_{нм}^{баз} \%$ - теж саме для режиму найменших навантажень.

Відповідно:

$$U_{2н.нб}^{баз} = U_{ном} + V_{нб}^{баз} ; \quad (6.13)$$

$$U_{2н.нм}^{баз} = U_{ном} + V_{нм}^{баз} . \quad (6.14)$$

З електричних розрахунків мережі знаходяться $U_{2н.нб}^B$ - напруги на стороні НН в режимі найбільших навантажень, приведені до ВН. $U_{2н.нм}^B$ - напруга на стороні НН в режимі найменших навантажень, приведена до ВН. Позначеннями $U_{2н.нб}^B$ та $U_{2н.нм}^B$ визначаються бажані вітки регулюючої обмотки вищої напруги трансформатора в режимах найбільших і найменших навантажень:

$$U_{ВГ.нб} = U_{2н.нб}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{баж}^{2н.нб}}; \quad (6.15)$$

$$U_{ВГ.нм} = U_{2н.нм}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{баж}^{2н.нм}}. \quad (6.16)$$

Трансформатори без регулювання під навантаженням в наш час виготовляють з основним і чотирма додатковими розгалуженнями. Схема обмотки такого трансформатора показана на рисунку 2.6. Основне відгалуження має напругу, рівну номінальній напрузі первинної обмотки трансформатора $U_{роз} U_{В.НОМ}$. Для понижуючих трансформаторів $U_{В.НОМ}$ рівна номінальній напрузі мережі $U_{НОМ.С}$, до якої приєднується даний трансформатор. При основному відгалуженні коефіцієнт трансформації трансформатора називають номінальним. При використанні чотирьох додаткових розгалужень коефіцієнт трансформації відрізняється від номінального на +5, +2.5, -2.5 і -5%. Вторинна обмотка трансформатора є центром живлення мережі, підключеної до цієї обмотки. Тому номінальна напруга вторинної обмотки трансформаторів більша номінальної напруги мережі: на 5% - для трансформаторів невеликої потужності, на 10% - для інших трансформаторів. Припустимо, що до первинної при використанні основного розгалуження підведена напруга рівна $U_{НОМ.С}$, і на стороні НН при холостому ході напруга рівна $1.05 U_{НОМ.С}$. При цьому додаткова напруга рівна 5%. Змінюючи розгалуження трансформатора з ПБВ, можна отримати додаткову напругу.[2]

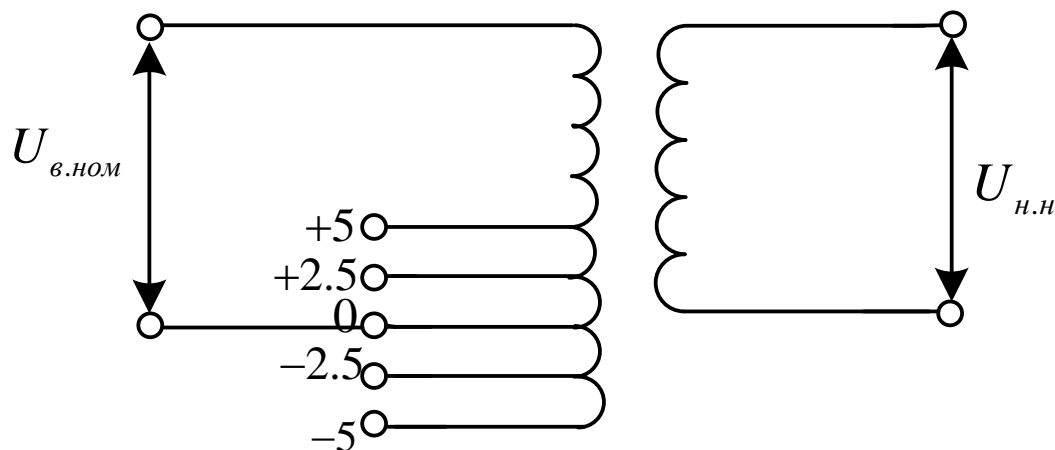


Рисунок 9.6 – Схема обмоток трансформаторів з ПБВ

Щоб перемкнути регулююче розгалуження трансформаторів з ПБВ, потрібно відключити його від мережі. Такі переключення робляться рідко, при сезонній зміні навантажень. Тому в режимі найбільших і найменших навантажень на протязі доби (наприклад, вдень та вночі) трансформатор працює на одному регулюючому розгалуженні і відповідно з одним і тим самим коефіцієнтом трансформації. При цьому не можливо виконати умови зустрічного регулювання.

$$U_{2н.нб} = U_{2н.нб}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{роз}}; \quad (6.17)$$

$$U_{2н.нм} = U_{2н.нм}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{роз}}. \quad (6.18)$$

Зазвичай $U_{2г.гá}^{\hat{A}} < U_{2г.гí}^{\hat{A}}$, тому $U_{2г.гá} < U_{2г.гí}$, що протирічить вимогам зустрічного регулювання. Зустрічне регулювання можна використовувати, тільки змінюючи $U_{роз}$ і коефіцієнт трансформації на протязі доби, тобто переходячи від режиму найбільших навантажень до режиму найменших.

Трансформатори регулюванням напруги під навантаженням, із вбудованим приладом РПН (рисунок 9.7) відрізняються від трансформаторів з ПБВ наявністю спеціального перемикаючого приладу, а також з більшим числом ступенів регулюючих розгалужень і діапазоном регулювання. Наприклад, для

трансформаторів з номінальною напругою основного розгалуження обмотки ВН, рівною 115 кВ, передбачаються діапазони регулювання +16% при 18 ступенях регулювання по 1.78% кожен.

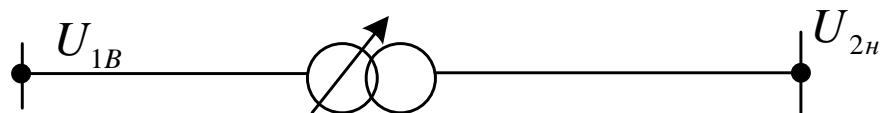


Рисунок 6.7 – Умовне позначення трансформатора з РПН

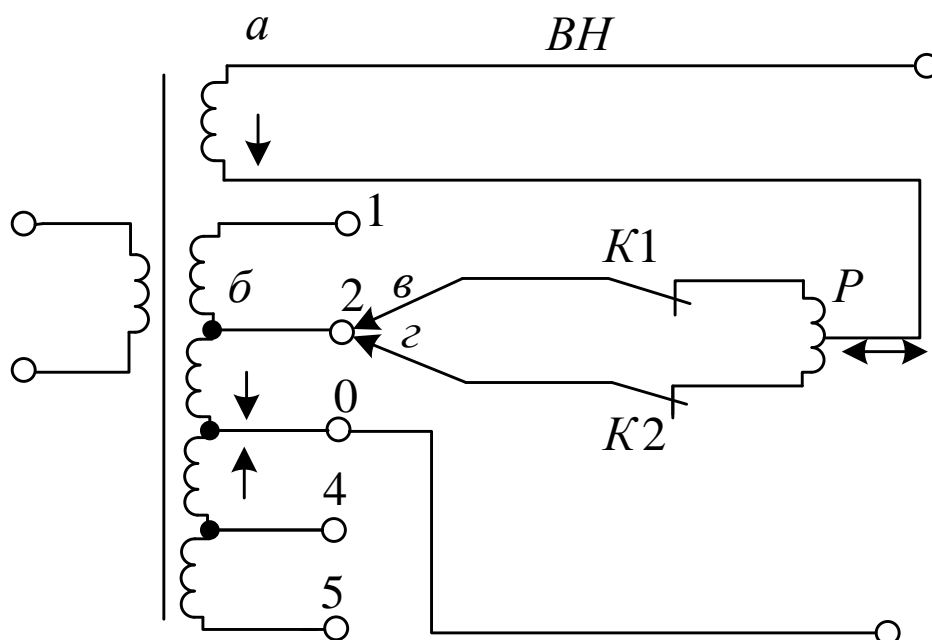


Рисунок 6.8 – Схема обмоток трансформатора з РПН

Обмотка ВН цього трансформатора складається з двох частин: не регулюючої *a* та регулюючої *б*. На регулюючій частині знаходиться ряд розгалужень з нерухомими контактами 1, 4. Розгалуження 1, 2 відповідають частині витків, включених відповідно з витками основної обмотки (направлення струму показано на рисунку 9.8 стрілками). При включенні розгалужень 1, 2 коефіцієнт трансформації трансформатора збільшується. Розгалуження 3, 4 відповідають частині витків, з'єднаних зустрічно по відношенню до витків основної обмотки. Їх

включення зменшує коефіцієнт трансформації, так як компенсує дію частини витків основної обмотки. Основним виводом обмотки ВН трансформатора являється точка 0. Число витків, діючих взаємно і зустрічно з витками основної обмотки, може бути неоднаковим. На регулюючій частині обмотки знаходиться перемикаючий прилад, який складається з нерухомих контактів ϵ і z , контактів $K1$ та $K2$ і реактора P . Середина обмотки реактора з'єднана з нерегулюючою частиною обмотки а трансформатора. Нормально струм навантаження обмотки ВН розподілялося порівну між половинами обмотки реактора. Тому магнітний потік малий і втрата напруги в реакторі також мала.

Припустим, що потрібно переключити прилад з розгалуження 2 на розгалуження 1. При цьому відключають контактор $K1$ (рисунок 6.9), переводять рухомий контакт ϵ на контакт розгалуження 1 і знову вмикають контактор $K1$ (рисунок 6.10). Таким чином, секція 1, 2 обмотки виявляється замкнутою на обмотку реактора P . Значну індуктивність реактора обмежує зрівняльний струм, який з'являється внаслідок наявності напруги на секції 1, 2 обмотки. Після цього відключають контактор $K2$, переводять рухомий контакт z на контакт розгалуження 1 і вмикають контактор $K2$.

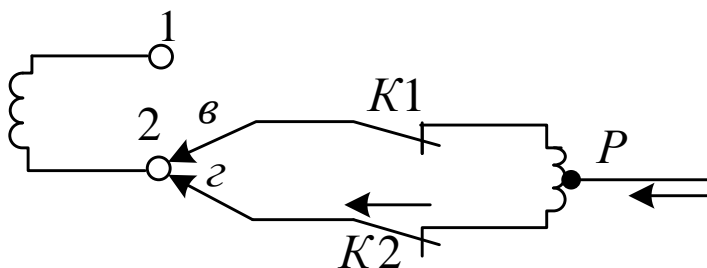


Рисунок 6.9 – Перемикання розгалужень 1

З допомогою РПН можна змінити розгалуження і коефіцієнт трансформації під навантаженням за добу, виконуючи таким чином вимоги зустрічного регулювання.

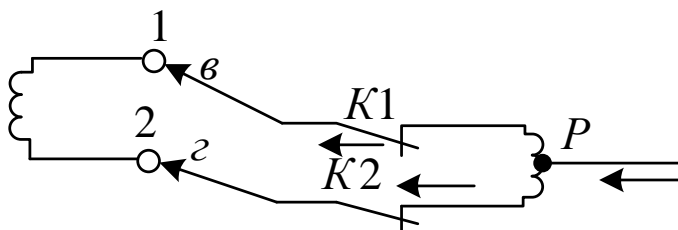


Рисунок 6.10 – Перемикання розгалужень 2

Лінійні регулюючі трансформатори (ЛР) і послідовні регулюючі трансформатори використовуються для регулювання напруги в окремих лініях або групи ліній. Так, вони використовуються при реконструкціях вже існуючих мереж, в яких використовуються трансформатори без регулювання під навантаженням. В цьому випадку регулювання напруги на шинах підстанції ЛР вмикаються послідовно з не регулюючим трансформатором (рисунок 6.11). Для регулювання напруги на відхідних лініях лінійні регулятори вмикаються безпосередньо в лінії (рисунок 6.12).

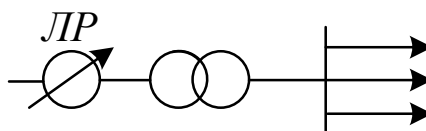


Рисунок 6.11 – Включення лінійного трансформатора 1

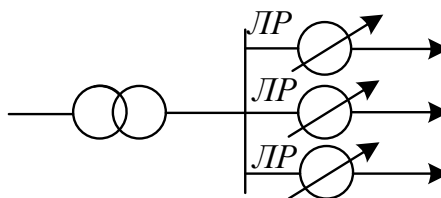


Рисунок 6.12 – Включення лінійного трансформатора напруги 2

Лінійний регулюючий трансформатор – статичний електричний прилад, який складається з послідовного 2 та живлячого 1 трансформаторів (рисунок 6.13). Первинна обмотка живлячого трансформатора 3 може отримувати живлення від

фази A або від фаз B , C . Вторинна обмотка 4 живлячого трансформатора містить такий самий прилад перемикання контактів під навантаженням 5, як і в РПН. Один кінець первинної обмотки 6 послідовного трансформатора, другий – до перемикаючого пристрою 5. Вторинна обмотка 7 послідовного трансформатора з'єднана послідовно з обмоткою ВН силового трансформатора, і додаткова ЕРС ΔE в обмотці 7 складається з ЕРС в обмотці ВН.[3]

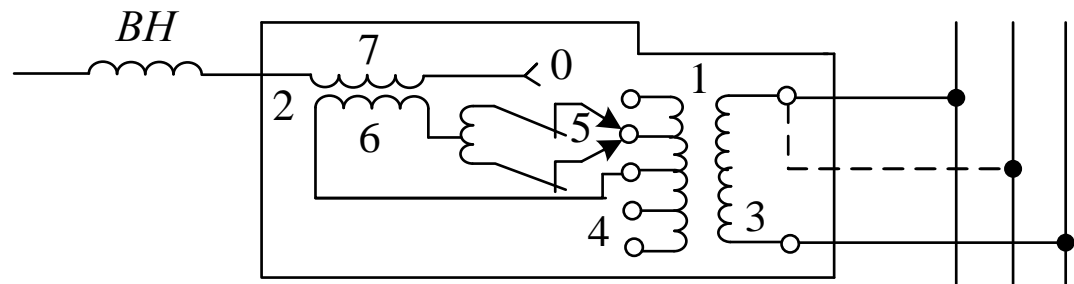


Рисунок 6.13 – Схема обмоток лінійного регулятора

Якщо на первинну обмотку 3 живлячого трансформатора подається напруга фази A (цілі лінії на рисунку 6.13), тоді ЕРС обмотки ВН силового трансформатора за допомогою пристрою РПН, регулюється по модулю (рисунок 6.14).

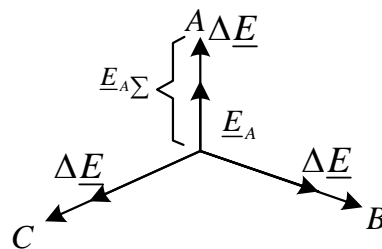


Рисунок 6.14 – Регулювання напруги по модулю

При цьому $E_{A\Sigma}$ - модуль результуючої ЕРС обмотки ВН силового трансформатора і обмотки 7 лінійного регулятора буде рівний:

$$E_{A\Sigma} = E_A + \Delta E, \quad (6.19)$$

де E_A - модуль ЕРС в фазі А обмотки ВН силового трансформатора.

Якщо обмотка 3 підключається до двох фаз В і С (штрихові лінії на рисунку 6.13), тоді результуюча ЕРС обмоток ВН і 7 змінюється по фазі (рисунок 6.15)

$$\underline{E}_{A\Sigma} = \underline{E}_A + \underline{\Delta E}. \quad (6.20)$$

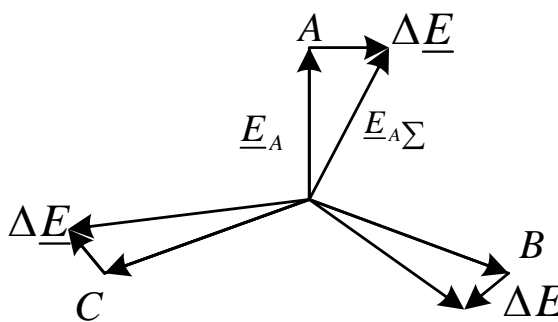


Рисунок 9.15 – Регулювання напруги по фазі

Регулювання напруги по модулю, коли $\underline{\Delta E}$ і \underline{E}_A співпадають по фазі (рисунок 6.15), називається поздовжнім. При такому регулюванні коефіцієнт трансформації n_T - дійсна величина. Регулювання напруги по фазі, коли $\underline{\Delta E}$ і \underline{E}_A зміщені на 90° (рисунок 6.15), називається поперечним. Регулювання напруги по модулю і фазі називається гранично – поперечним (рисунок 6.16). В такому випадку обмотка 3 підключена до фази А і В. При гранично- поперечному регулюванні коефіцієнт трансформації n - комплексна величина.

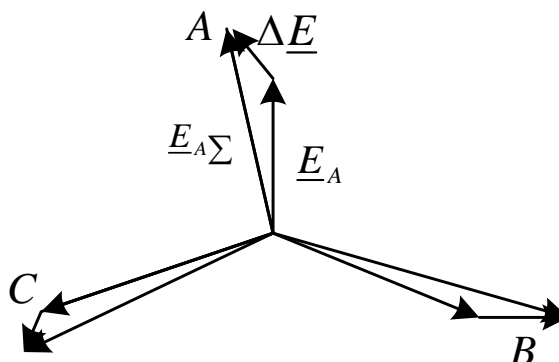


Рисунок 6.16 – регулювання напруги по модулю і фазі

Лінійні регулюючі трансформатори великої потужності виготовляються трьохфазними, потужністю 16 – 100 МВА з РПН $\pm 15\%$, на 6.6 – 38.5 кВ; послідовні регулюючі трансформатори – трьохфазними потужністю 92 і 240 МВА на 150 і 35 кВ.

Автотрансформатори 220 – 330 кВ зараз випускаються з РПН, вбудованим на лінійному кінці обмотки середньої напруги. Раніше в автотрансформаторах пристрій РПН виконувався вбудованим в нейтраль, при цьому зміна коефіцієнтів трансформації між обмотками ВН і СН і обмотками ВН та НН неможливо було виконати зустрічне регулювання одночасно на середній та низькій напрузі. В наш час за допомогою РПН, що вбудований на лінійному кінці обмотки СН, можна змінювати під навантаженням коефіцієнт трансформації тільки для обмоток ВН – СН. Якщо потрібно одночасно змінювати під навантаженням коефіцієнт трансформації між обмотками ВН і НН, тоді необхідно встановити додатковий лінійний регулятор послідовно з обмоткою НН автотрансформатора. З економічної точки зору таке рішення є більш цілеспрямованим, ніж виготовлення автотрансформатора з двома вбудованими пристроями РПН.

6.4 Регулювання напруги зміною опору мережі

Напруга у споживача залежить від величини втрат напруги в мережі, які в свою чергу залежать від опору мережі. Наприклад, поздовжня складова падіння напруги в лінії на рисунку 6.17 буде рівна:

$$U_K = \sqrt{3}I_{12}x_K I_K = I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3}U_K}. \quad (6.21)$$

де P_{12}^K , Q_{12}^K , U_2 - потік потужності та напруги в кінці лінії;

r_{12} , x_{12} - активний і реактивний опір лінії.

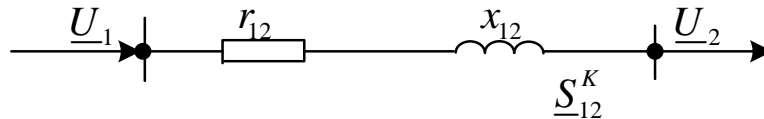


Рисунок 6.17 – Регулювання напруги зміною параметрів мережі, схема заміщення

На рисунку 6.18 зображений характер залежності опору мережі від перерізу проводів. З графіка видно, що відношення активного і реактивного опору розподільчих і живлячих мереж різне.

В розподільчих мережах активний опір більший реактивного. При зміні перерізу ліній в розподільчих мережах суттєво змінюються r_0 та r_{12} і змінюються ΔU_{12} і напруги споживача. Тому в цих мережах переріз інколи вибирається по допустимій втраті напруги.

В живлячих мережах, навпаки реактивний опір більший активного, тому ΔU_{12} в значній мірі визначається реактивним опором лінії, який мало залежить від перерізу. Вибирати переріз ліній в живлячих мережах по допустимій втраті напруги економічно недоцільно. Зміна реактивного опору використовується для регулювання напруги. Щоб змінити реактивний опір, необхідно включити в лінію конденсатори.[10]

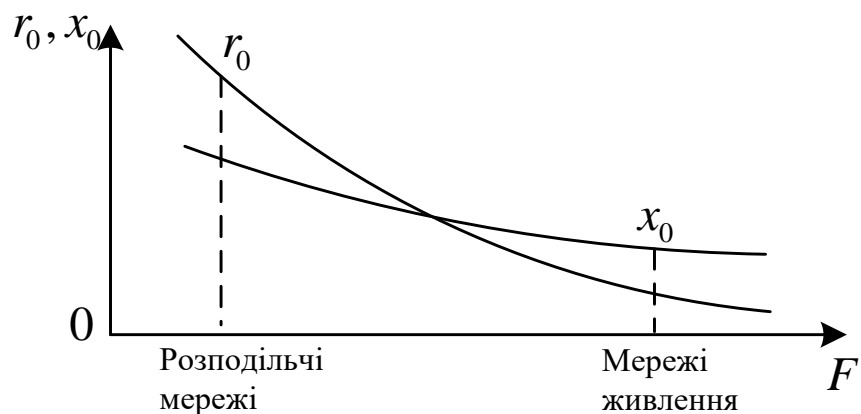


Рисунок 6.18 – Залежність опору мережі від перерізу проводів

Повздовжня складова падіння напруги в лінії до установки визначається за виразом (6.21). Припустимо, що напруга в кінці лінії нижче допустимої:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} \leq U_{2\text{доп}}. \quad (6.22)$$

Підключаємо послідовно в лінію конденсатори так, щоб підвищити напругу до допустимого $U_{2\text{доп}}$. Отримаємо такий вираз:

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K (x_{12} - x_K)}{U_2}, \quad (6.23)$$

де x_K - опір конденсатора.

Послідовне включення конденсатора в лінії називають повздовжньою компенсацією. Прилад повздовжньої компенсації (ППК) дає змогу компенсувати індуктивний опір і втрату напруги в лінії (рисунок 6.19).

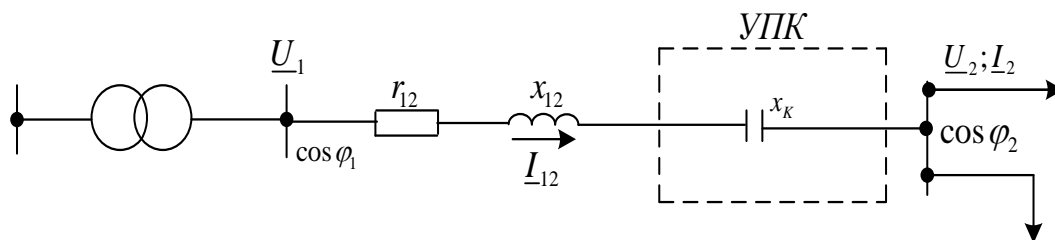


Рисунок 6.19 – Схема включення ШПК

Векторна діаграма такого регулювання представлена на рисунку 2.20, з якого отримуємо:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_{12} (r_{12} + jx_{12}), \quad (6.24)$$

$$\underline{U}_{2\text{доп}} = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_{12} (r_{12} + jx_{12}) - \sqrt{3} \underline{I}_{12} (-jx_K), \quad (6.25)$$

де \underline{I}_{12} - струм в лінії.

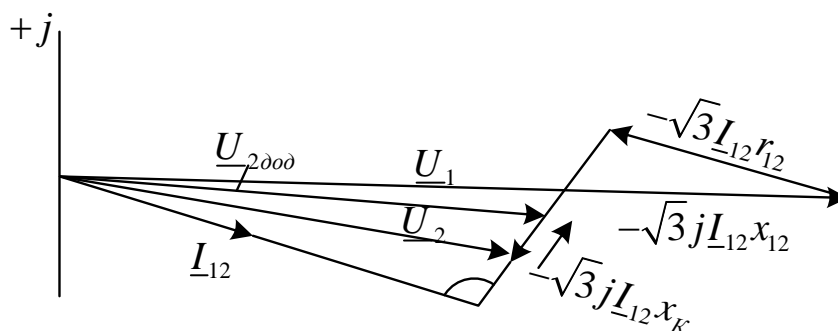


Рисунок 6.20 – Векторна діаграма повздовжньої компенсації

Величину $\sqrt{3} \underline{I}_{12} x_K$ можна розглядати як від'ємне падіння напруги або як додаткову ЕРС, що вводиться в ланцюг.

Знаючи U_1 , $U_{2\text{доп}}$, r_{12} , x_{12} , P_{12}^K , Q_{12}^K , можна знайти x_K і обрати необхідну кількість послідовних і паралельних конденсаторів. При цьому напруга на конденсаторах U_K та струм на них I_K будуть рівні:

$$U_K = \sqrt{3}I_{12}x_K, \quad (6.26)$$

$$I_K = I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3}U_K}. \quad (6.27)$$

Якщо номінальна напруга одного конденсатора

$$I_{K.ном} \langle I_K = Q_K / U_{K.ном} \quad C \geq 100\% \quad 100\% = \frac{x_K}{x_{12}} \cdot 100 \quad U_{ном} \langle \sqrt{3}, \text{ тоді ставлять послідовно декілька}$$

конденсаторів в одній фазі. Кількість конденсаторів визначають по виразу:

$$n = U_K / (\sqrt{3}U_{K.ном}) \quad (6.28)$$

В паспорті конденсатора вказується його потужність Q_K . Знаючи цю величину, можна визначити номінальний струм :

$$I_{K.ном} = Q_K / U_{K.ном} \quad (6.29)$$

Для ППК відношення ємнісного опору конденсаторів до індуктивного опору лінії, що виражається в відсотках, називається відсотком компенсації:

$$C = \frac{x_K}{x_{12}} \cdot 100 \quad (6.30)$$

На практиці використовують тільки часткову компенсацію ($C < 100\%$) реактивного опору лінії. Повна або часткова компенсація ($C \geq 100\%$) в розподільчих мережах, безпосередньо живлячих навантаження, зазвичай не використовується, так як це пов'язано з можливістю виявлення в мережі напруги.

Використовування ППК дозволяє покращити рівень напруги в мережі. Проте потрібно врахувати, що підвищення напруги, що виникає такими конденсаторами, залежить від значення фази струму, що проходить через ППК. Тоді можливості регулювання послідовними конденсаторами обмежені. Найбільш ефективне

використання ППК для зниження відхилень напруги на перевантажених радіальних лініях.

В живлячих мережах ППК – складні в експлуатації і дорогі установки. Необхідно використовувати спеціальні міри для захисту від перенапруг під час коротких замикань. ППК використовують не тільки для регулювання напруги, але і для пропускної здатності ліній.

6.5 Регулювання напруги зміною потоків реактивної потужності

Повздожня складова падіння напруги в мережі ΔU_c знаходиться за виразом (рисунок 6.21)

$$\Delta U_c = \frac{P_H r_c + Q_H x_c}{U_2}, \quad (6.31)$$

де P_H , Q_H - потоки потужності;

r_c , x_c - активний і реактивний опори мережі.

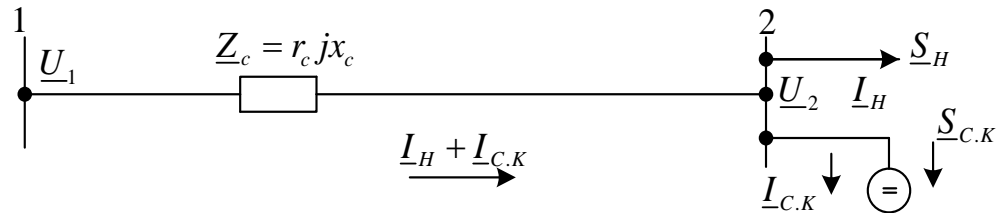


Рисунок 6.21 – Включення синхронного компенсатора

З виразу (6.31) видно, що падіння напруги залежить від потоків реактивної та активної потужностей мережі. По лінії повинна передаватись така активна потужність, яка потрібна споживачу. Активну потужність лінії не можна змінювати для регулювання напруги. В живлячих мережах активний опір менший реактивного опору лінії. Отже, саме вираз $Q_H x_c$ робить вирішальний вплив на падіння напруги в мережах при регулюванні напруги за рахунок зміни потоків потужності. [9]

Для зміни потоків реактивної потужності використовуються компенсуючі пристрої – конденсаторні батареї (КБ), синхронні компенсатори (СК), а також статичні джерела реактивної потужності.

Використання в якості компенсуючого пристрою синхронних компенсаторів зображено на рисунку 6.21. Напруга в кінці лінії до встановлення компенсатора визначається за виразом:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_C + Q_H x_C}{U_2}. \quad (6.32)$$

Нехай U_2 нижче допустимого значення. Після включення СК в кінці лінії U_2 визначається таким чином:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_C + (Q_H - Q_{С.К})x_C}{U_2}. \quad (6.33)$$

Потужність синхронного компенсатора визначається за виразом:

$$\underline{U}_{2\text{дон}} = \underline{Z}_C \underline{U}_2 - \sqrt{3} I_H r_{CC} 90^\circ. \quad (6.34)$$

Синхронні компенсатори можуть працювати режимах перезбудження та недозбудження.

При перезбудженні компенсатори генерують реактивну потужність $Q_{С.К}^{\text{перез}} = Q_{С.К.\text{ном}}$. При недозбудженні компенсатори споживають реактивну потужність $Q_{С.К}^{\text{недоз}} = 0.5Q_{С.К.\text{ном}}$, що призводить до збільшення втрат напруги в мережі і до зменшення напруги у споживачів. Недозбудження синхронних компенсаторів можна використовувати, коли потрібно знизити напругу, наприклад в режимі найменших навантажень. На рисунках 6.22 та 6.23 зображенні векторні діаграми в режимах перезбудження та недозбудження.

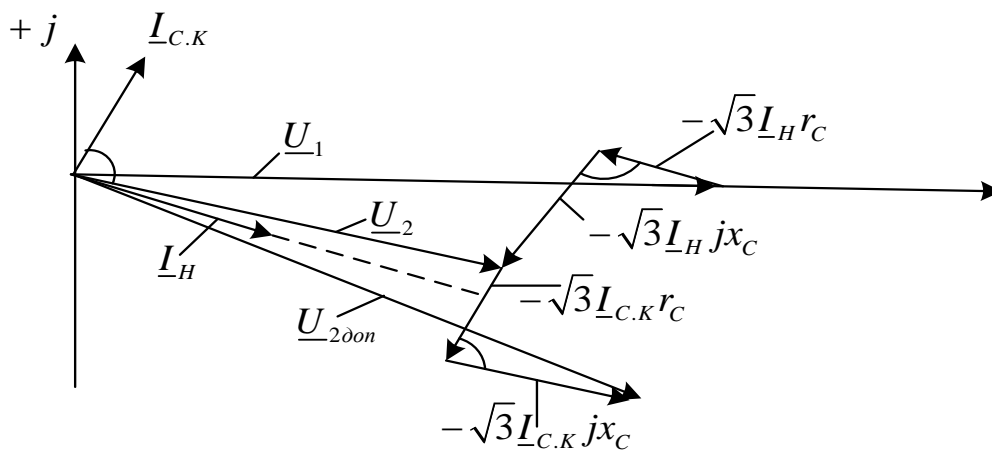


Рисунок 6.22 – Векторна діаграма СК в режимі перезбудження

До включення синхронного компенсатора:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_H \underline{Z}_C; \quad (6.35)$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_H r_C - \sqrt{3} \underline{I}_H jx_C. \quad (6.36)$$

Після включення компенсатора:

$$\underline{U}_{2\text{доп}} = \underline{U}_1 - \sqrt{3} (\underline{I}_H + \underline{I}_{C.K.}) \underline{Z}_C; \quad (6.37)$$

$$\underline{U}_{2\text{доп}} = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \underline{I}_H r_C - \sqrt{3} \underline{I}_H jx_C - \sqrt{3} \underline{I}_{C.K.} r_C - \sqrt{3} \underline{I}_{C.K.} jx_C. \quad (6.38)$$

де \underline{U}_1 , \underline{U}_2 - напруга на початку та кінці мережі;

\underline{I}_H - струм в мережі;

\underline{Z}_C - опір мережі;

$\underline{I}_{C.K.}$ - струм синхронного компенсатора.

В режимі перезбудження СК струм $\underline{I}_{C.K.}$, що витікає з мережі, випереджає на 90° напругу \underline{U}_2 . З векторної діаграми (рисунок 6.22) видно, що в цьому режимі модуль напруги збільшується з \underline{U}_2 до $\underline{U}_{2\text{доп}}$. В режимі недозбудження струм і реактивна потужність СК змінюють свої знаки на протилежні. Струм $\underline{I}_{C.K.}$, що

компенсаторів, зменшується втрата напруги в мережі і збільшується напруга \underline{U}_2 , а також кут зсуву між напругами в кінці і початку лінії.

Реактивна потужність Q_K , що генерується конденсаторними батареями, визначається за виразом:

$$U_{\text{роз.нб}} \neq U_{\text{роз.нм}} \quad Q_K = \frac{\Delta U_{\text{PEГ}}}{x_C}. \quad (6.39)$$

Отже, потужність конденсаторних батарей визначається напругою мережі і її реактивним опором, при цьому зі зменшенням опору мережі збільшується необхідна потужність конденсаторних батарей.[4]

При повздовжній компенсації підвищення напруги, що виробляється ППК, прямопропорційне струму навантаження лінії. На відміну від ППК підвищення напруги в мережі, що створюється поперечною компенсацією, не залежить від струму навантаження і визначається параметрами мережі (x_C) і ємнісним струмом, тобто ємністю конденсаторних батарей. Це виходить з рисунка 2.22, де зниження втрат напруги в мережі визначається в основному величиною $\underline{I}_K x_C$, так як величина $\underline{I}_K r_C$ мало впливає на регулювання напруги.

6.6 Порівняння методів регулювання напруги

Основним, найбільш важливим і ефективним серед розглянутих раніше способів є регулювання напруги трансформаторами та автотрансформаторами під навантаженням. Всі інші способи регулювання напруги (трансформаторами з ПБВ, генераторами станцій, зміна опору мережі і потоків реактивної потужності) мають менше значення і являються допоміжними.

Трансформатори з ПБВ використовуються в мережах напругою до 35 кВ. З їх допомогою неможливо виконати зустрічне регулювання напруги, так як їх коефіцієнти трансформації при зміні режиму на протязі доби незмінні. Регулювання трансформаторами з ПБВ виконується тільки як сезонне. Більш часті перемикавання

являються економічно не вигідними, так як потребують відключення – включення обладнання, погіршують експлуатацію і зв'язані з різким збільшенням кількості обслуговуючого персоналу.

За допомогою трансформаторів з РПН на районній підстанції можливо виконати зустрічне регулювання, так як в трансформаторах з РПН коефіцієнти трансформації і розгалуження можна змінювати під навантаженням:

$$n_{нб} \neq n_{нм}; \quad (6.40)$$

$$U_{роз.нб} \neq U_{роз.нм}. \quad (6.41)$$

Трансформатори з РПН більш дорогі ніж з ПБВ. Це пояснюється необхідністю використання спеціального перемикаючого пристрою. Ціна перемикаючого пристрою РПН порівняно мало залежить від потужності трансформатора. Тому трансформатори з РПН дорогі порівняно з трансформаторами з ПБВ. Це подорожчення складає 20 – 25% вартості трансформатора, а для трансформаторів малої потужності може досягати 70 – 80%. Трансформатори з РПН застосовують на напругу 35 кВ і вище.

Таблиця 6.1 – Регулювання напруги на підстанціях

Засоби регулювання	Напруга, кВ	Потужність, МВА	Місце включення пристрою регулювання	Діапазон регулювання(% $U_{ном}$)
Трансформатори з ПБВ	6, 10 (20)	0.4 – 0.63	В нейтралі або в середині обмотки ВН	$\pm 2 \times 2.5\%$
Трансформатори з РПН	35 і більше	10 - 63	В нейтралі обмотки ВН	$\pm 8 \times 1.5\%$
	6, 10, (20), 35	1 – 6.3	В нейтралі обмотки ВН	$\pm 8 \times 1.25\%$ $\pm 6 \times 1.5\%$
ЛР великої потужності	6 - 35	16 - 100	Послідовно з не регулюючими обмотками трансформатора з ПБВ, безпосередньо в лінію	$\pm 15\%$

Послідовні регулюючі трансформатори	35, 150	240, 92	Послідовно з трансформаторами 220, 330 і 750 кВ	±24.2%
Автотрансформатори	330	125 - 400	РПН в обмотці СН	±6×2%
Триобмоткові трансформатори	220	25 - 250	РПН в нейтралі ВН	±8×1.5% ; ±12×1%
			РПН в обмотці СН	±6×2%

Лінійні регулятори малої потужності використовуються в промислових і сільських мережах, лінійні регулятори великої потужності – в живлячих мережах .

Зрівняльні дані по регулювання напруги з допомогою трансформаторів, автотрансформаторів і лінійних регуляторів приведені в таблиці 6.1.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1. 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.

7.2. 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.

7.3. 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:

$$r_{\text{розр.}} = r_{\text{табл}} \cdot K_c, \quad (7.1)$$

де $r_{\text{табл}}$ – приблизне табличне значення питомого опору ґрунту, яке рекомендується для розрахунку, табл. 7.1;

K_c – коефіцієнт сезонності, табл. 7.2.

3. Визначається H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 7.1):

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

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

$$R_B = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H+l}{4H-l} \right), \quad (7.2)$$

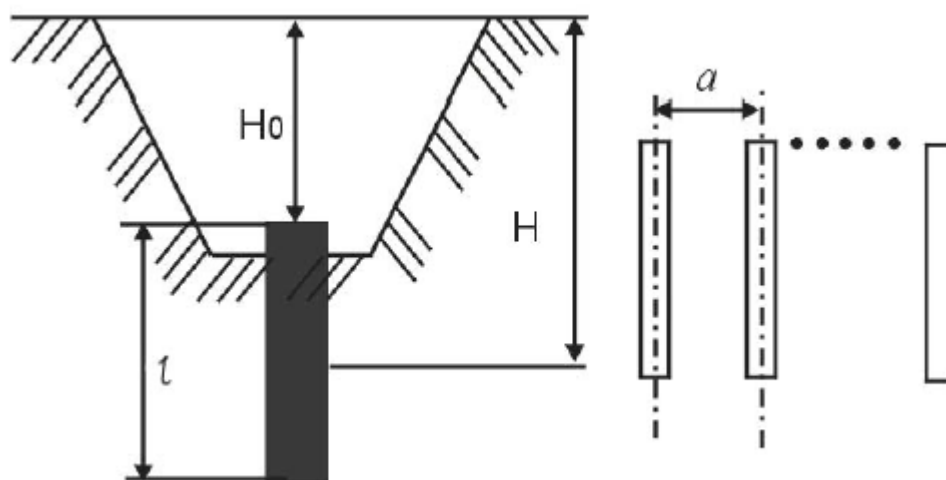


Рисунок 7.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

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

$$n_{\text{ор}} = \frac{R_B}{R_D \cdot \eta_B}, \quad (7.3)$$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів,

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

Таблиця 7.1 – 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 $n_{ор}$, їх розташування (у ряд чи по контуру) і відношення відстані між заземлювачами до їх довжини a/l , визначають за табл. 7.3 або 7.4 коефіцієнт використання η_v вертикальних заземлювачів.

Таблиця 7.2 – 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:

$$n_B = \frac{R_B}{R_D \cdot \eta_B} = \frac{n_{OP}}{\eta_B}. \quad (7.4)$$

Таблиця 7.3 – Значення коефіцієнта використання вертикальних заземлювачів h_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 7.4 – Значення коефіцієнта використання вертикальних заземлювачів h_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 $R_{РОЗР.В.}$ – розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при n_B без врахування з'єднувальної смужки.

Приймаємо, що всі вертикальні заземлювачі з'єднані паралельно.

$$R_{РОЗР.В.} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}. \quad (7.5)$$

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

$$L_c = 1,05 \cdot a(n_B - 1). \quad (7.6)$$

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

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{L_c} \ln \frac{2Lc^2}{H_0 \cdot Bc}, \quad (7.7)$$

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. 7.5 або 7.6.

Таблиця 7.5 – 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 7.6 – 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} :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = R_{\Gamma} / \eta_{\Gamma}. \quad (7.8)$$

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

$$R_{\text{РОЗР}} = \frac{R_{\text{РОЗР.В}} \cdot R_{\text{РОЗР.Г}}}{R_{\text{РОЗР.В}} + R_{\text{РОЗР.Г}}} \leq R_{\text{Д}}. \quad (7.9)$$

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

7.4. 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 сталеві 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'єднаного 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 проектованої 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 електричні 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. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
2. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
3. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.
4. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
5. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
6. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
7. Саух С.Є. Проблеми математичного моделювання конкурентної рівноваги на ринках електроенергії // Вісник Національної академії 332 наук України, 2018, 40, №4, с. 53 – 67. Режим доступу: <https://DOI.org/10.15407/vsn2018.04.053>.
8. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник. / О.В. Кириленко, М.С. Сегеда, О.Ф. Буткевич, Т. А. Мазур. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2010. 608 с.
9. Саух, С. Є. Математичне моделювання електроенергетичних систем в ринкових умовах: монографія / С. Є. Саух, А. В. Борисенко. К.: «Три К», 2020. 340 с
10. Задачин В.М., Конюшенко І.Г. Чисельні методи: навчальний посібник. Х.: Вид. ХНЕУ ім. Кузнеця, 2014. 180 с.

- 11.Методичні вказівки, захисні заходи електробезпеки та розрахунок занулення для самостійної роботи студентів всіх спеціальностей / Уклад. Є. А. Бондаренко, В. О. Дрончак – Вінниця : ВНТУ, 2012. – 31 с.
- 12.Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка : навч. посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.
- 13.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 МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
- 14.Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
- 15.Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
- 16.Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
17. https://zandz.com/ru/biblioteka/zazemlenie_opor_na_liniyah_elektroperedach/
18. https://polygonal.com.ua/stalevI_bagatogrannI_opori_PL_110_kV.php
19. <https://leg.co.ua/arhiv/podstancii/elektricheskie-seti-energoemkih-predpriyatiy-29.html>

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА
НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричних мереж з дослідженням методів та засобів регулювання напруги

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

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)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Зайчук Р.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Собчук Н.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

Д.Т.Н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" 14 " вересня 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**«Розвиток електричних мереж з дослідженням методів та засобів регулювання
напруги»**

08-13.МКР.004.00.007.ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Собчук Н.В.

(підпис)

Магістрант групи 1ЕСМ-22м

_____ Зайчук Р.В.

(підпис)

Вінниця 2023 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 від 18.09.2023 року № 247.

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.

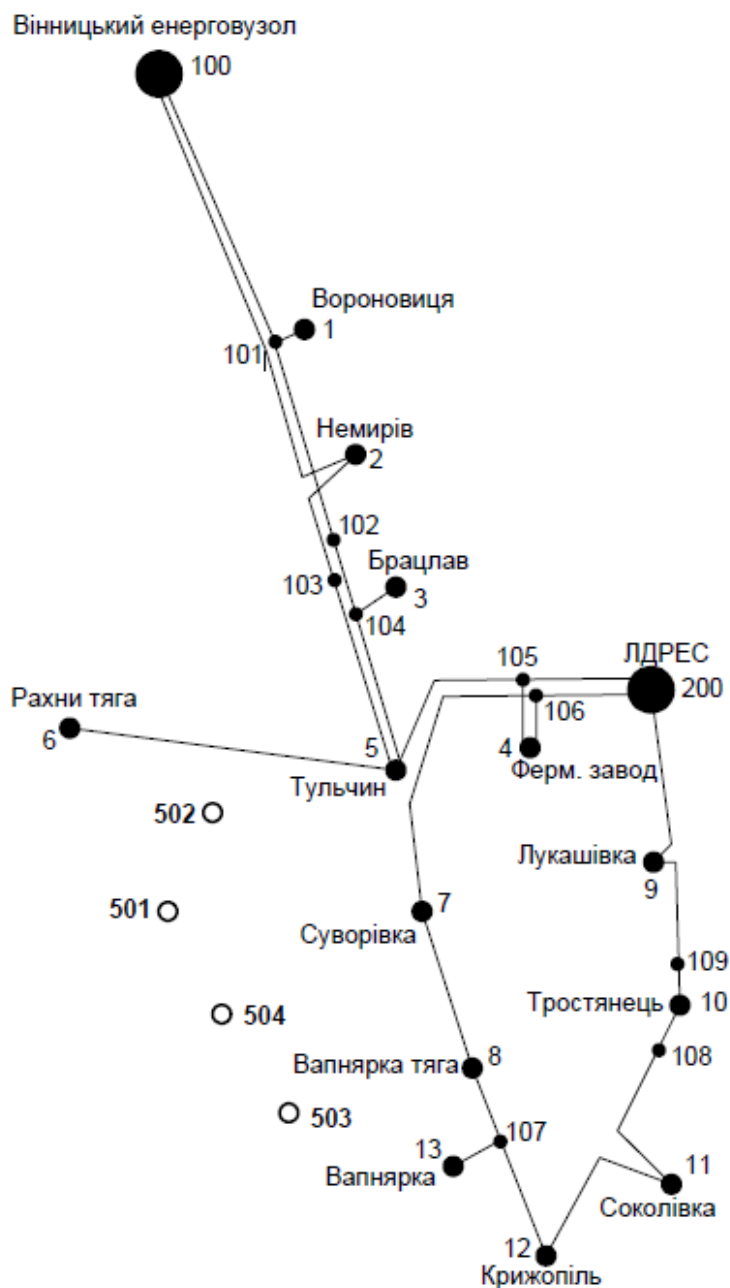


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
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	15.09.23	26.09.23	Формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	27.09.23	12.10.23	Аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	11.10.23	15.10.23	розділ 2
4	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	16.10.23	01.11.23	розділ 3
5	Дослідження методів та засобів регулювання напруги	02.11.23	16.11.23	розділ 4
6	Розробка заходів безпеки життєдіяльності та цивільного захисту	17.11.23	27.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки та презентації	28.11.23	01.12.23	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, 2021р.

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	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, 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	0.00
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	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, 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*гВтрати 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*гВтрати 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	Ладжинська 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	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, 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 ПІСЛЯАВАРІЙНОГО 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	R _{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	11.240	-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	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	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	Ладжинська 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 звітнього 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

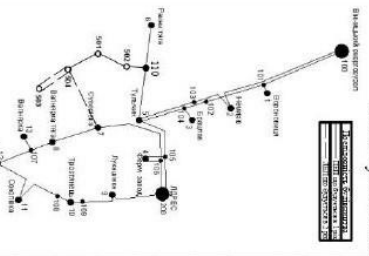
5021001	-6.000	0.000	11.040	3.10
5021002	-6.000	0.000	11.040	3.10
5031001	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5031002	4.045	-1.125	11.088	-2.66
5041001	1.885	0.577	10.412	-2.13
5041002	1.885	0.577	10.412	-2.13

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

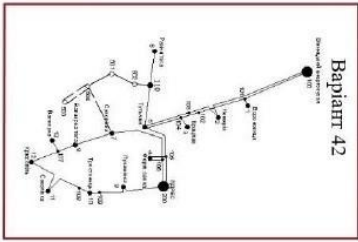
N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.751	2.661	8.737	2.629	0.014	0.032	0.044	0.305
101	102	6.347	2.304	6.335	2.276	0.013	0.028	0.032	0.386
102	104	6.335	3.043	6.324	3.024	0.010	0.019	0.034	0.296
104	5	6.161	5.286	6.147	5.261	0.014	0.025	0.039	0.400
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

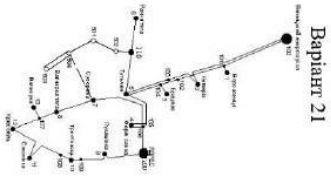
Схема іонуючої мережі та розташування
ОВІВ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



Варіанти розв'язку
іонуючої мережі



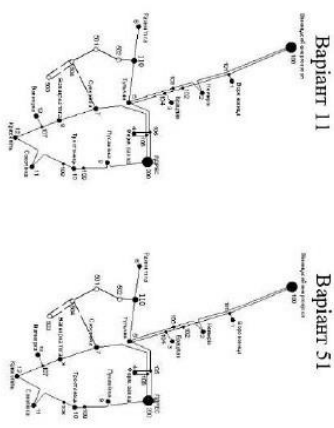
Варіант 42



Варіант 21

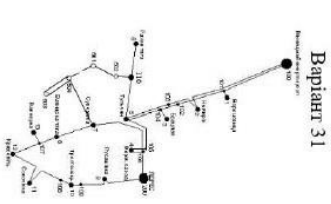
Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	26,42
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	10
Продовольчі вимоги найбільшого навантаження для нових споживачів	год	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 капітальовкладень у розвиток електроної мережі	Рік	2,4
Очікувані втрати активної потужності у електроноій мережі після здійснення розвитку	МВ	2,926
Очікувані втрати активної потужності у електроноій мережі після здійснення розвитку	%	2,9
Залишок вартості активної електроенергії на момент розвитку електроної мережі	млн.кВт*год	5,13
Очікувані втрати активної електроенергії в електроноій мережі після здійснення розвитку	млн.кВт*год	29,926



Варіант 11

Варіант 51



Варіант 31

