

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

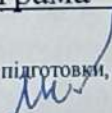
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

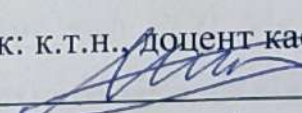
«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного обладнання»

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

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

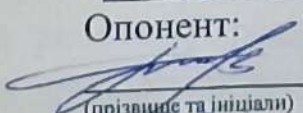

Мельник В.Ю.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС


Матвієнко С. В.
(прізвище та ініціали)

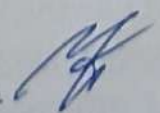
« 6 » 12 2024 р.

Опонент:


Байдук В. С.
(прізвище та ініціали)

« 9 » 12 2024 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.


(прізвище та ініціали)
« 06 » 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

17.09 2024 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Мельнику Володимирі Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного обладнання

керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Матвієнко С. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

2. Строк подання студентом роботи 28 листопада 2024 року

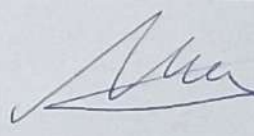
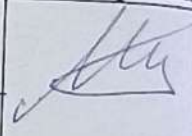
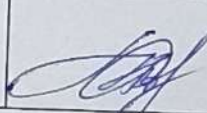
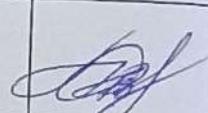
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для після аварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 6400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 995 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення оптимального варіанту розвитку ЕМ. 8. Заходи забезпечення надійної та безпечної

експлуатації електроустановок. 9. Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної мережі. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення нової генераторної електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Прізвище місця
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання			
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.08.24	30.08.24	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	01.01.24	09.09.23	
4	Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання	10.09.24	05.10.24	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	06.10.24	30.10.24	
6	Техніко-економічна частина	01.11.24	10.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	11.11.24	16.11.24	
8	Оформлення презентації	17.11.24	24.11.24	
		25.11.24	28.11.24	

Студент _____

Керівник роботи _____

(підпис)

(підпис)

Мельник _____

Матвієнко _____

АНОТАЦІЯ

Мельник Володимир Юрійович «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного обладнання». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2024 – 101 с./ На укр. мові. рис.17, табл.16, бібліогр.19.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання, зокрема елегазових високовольтних вимикачів. Було проведено порівняння їх властивостей та проаналізовано основні переваги та недоліки.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує розподільчі установки із комутаційним обладнанням.

Ключові слова: електрична мережа, оптимізація, високовольтні вимикачі.

ANNOTATION

Melnyk Volodymyr "Development of a fragment of the electrical network with an analysis of the features of operation of switching equipment". Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2024- 101 p. fig. 17, table 16, bibl. 19

The work has modeled the development of a fragment of electrical networks.

The study of the features of the operation of electrical switching equipment, in particular SF6 high-voltage circuit breakers, has been carried out. Their properties have been compared and the main advantages and disadvantages have been analyzed.

The analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing switchgear with switching equipment has been carried out.

Keywords: electrical network, optimization, high-voltage circuit breakers.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	12
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
РОЗДІЛ 2	17
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	21
РОЗДІЛ 3	26
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	26
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	26
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	30
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	31
РОЗДІЛ 4	34
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	34
РОЗДІЛ 5	36
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	36
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	37
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	37
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	39
РОЗДІЛ 6	43
БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	43
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	43
РОЗДІЛ 7	45
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	45
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	45
7.4. Регулювання напруги у електромережі	46
РОЗДІЛ 8.....	50
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	50
РОЗДІЛ 9	73
АНАЛІЗ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ	73
9.1 Загальні відомості про елегазові вимикачі	73
9.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс.....	76
9.3 Конструкції елегазових вимикачів компанія АВВ	78
РОЗДІЛ 10	89
ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	89

ВИСНОВКИ.....	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	100
ДОДАТОК А Протокол перевірки	103
Додаток Б. Технічне завдання МКР	104
ДОДАТОК В	110
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ	110
ДОДАТОК Г	113
Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів	113
ДОДАТОК Д	117
Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ...	117
ДОДАТОК Ж	120
Результати розрахунку післяаварійного режиму	120
після розвитку ЕМ.....	120
ДОДАТОК Л.....	132
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА	132

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;

ГЕС – гідравлічна електрична станція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕРС – електрорушійна сила;

ЕС – електрична станція;

ЗП – заземлювальний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;

ОЕС – об'єднана електроенергетична система;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РУ – розподільна установка

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні нових та розширенні існуючих енергетичних мереж необхідно враховувати низку факторів, починаючи від надійного, якісного постачання і закінчуючи застосуванням новітніх принципів проектування. Іншими словами, це завдання вимагає комплексного підходу і перевірки різних аспектів, які визначають технічну та економічну доцільність мережі, а також відповідний рівень експлуатації та управління для забезпечення мінімально можливих витрат. [5]

Водночас, реалізація мережі завжди має конкретну мету, яка лежить в основі прогнозів щодо майбутнього розвитку або ж будівництва мережі, що передбачає низку додаткових обмежень.

Перед будівництвом рекомендується використовувати математичні методи для визначення найбільш ефективних конфігурацій електромережі на основі ряду критеріїв. Наразі це:

- симплекс-метод для визначення найдешевшого варіанту приєднання нових споживачів до енергосистеми;
- метод динамічного програмування для визначення оптимальної послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових електропідстанцій. [5].

Вакуумні та елегазові високовольтні вимикачі зараз все частіше замінюють масляні, електромагнітні та повітряні вимикачі. У той час як вакуумні та елегазові вимикачі не потребують обслуговування щонайменше 20 років, масляні вимикачі забруднюють масло вільними частинками вуглецю під час спрацьовування, а ізоляційні властивості масла знижуються під впливом вологості та повітря. Підживлення дуги у вакуумі або електростатичному середовищі майже не впливає на гасильні та ізоляційні властивості дугогасильного середовища [1].

Сучасні автоматичні вимикачі повинні мати комутаційні та механічні пристрої, що забезпечують період ревізії 15-20 років. Ці умови важко виконати за допомогою традиційних методів гасіння дуги в маслі або повітрі. Потенціал

значного вдосконалення силових вимикачів з використанням традиційних методів гасіння дуги майже вичерпано.

Зусилля розробників зосереджені на зменшенні загального часу вимкнення вимикача та обмеженні комутаційних перенапруг, підвищенні параметрів апаратів - напруги, номінального струму та відключаючої здатності, підвищенні надійності та покращенні техніко-економічних показників. Кількість різних конструктивних рішень для виробництва різних типів вимикачів

Отже, аналіз засобів комутації електроенергії, їх оптимізація і проектування являють собою **актуальну науково-прикладну задачу**.

Отже, в час відновлення енергетики, дослідження питання модернізації та розвитку сучасного комутаційного обладнання є надзвичайно важливою та **актуальною науково-прикладною задачею**.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації комутаційного електрообладнання.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Хмельницької області.

Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація

обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110». [12]

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективного розвитку комутаційного електрообладнання.

Особистий внесок. Усі результати, що присутні у основному змісту роботи отримані автором самостійно.

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

Аналітичний вираз що до залежності найбільшої потужності від часу з мінімальною похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити таблично - задану функцію $P_{\max}(T)$ виразом $P'_{\max}(T)$:

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

де a' , b' – числові значення коефіцієнтів; T – часовий період прогнозу.

Визначення слушних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється завдяки мінімізації виразу, що записано у відповідності до методу найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції отримаємо крайній варіант системи лінійних рівнянь що до визначення коефіцієнтів регресії a' та b' у наступному вигляді:

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

Після запису вхідних значень з таблиці 1 отриманого завдання в систему вона (1.3) буде мати наступний вигляд:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20142 \cdot b' = 939, \\ 20142 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1891732. \end{cases}$$

звідки $a' = -2253,8$, $b' = 1,1636$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,1636 - 2253,8$$

Застосувавши табличний редактор «Excel» отримаємо апроксимаційну характеристику та її коефіцієнти (див. рис 1.1).

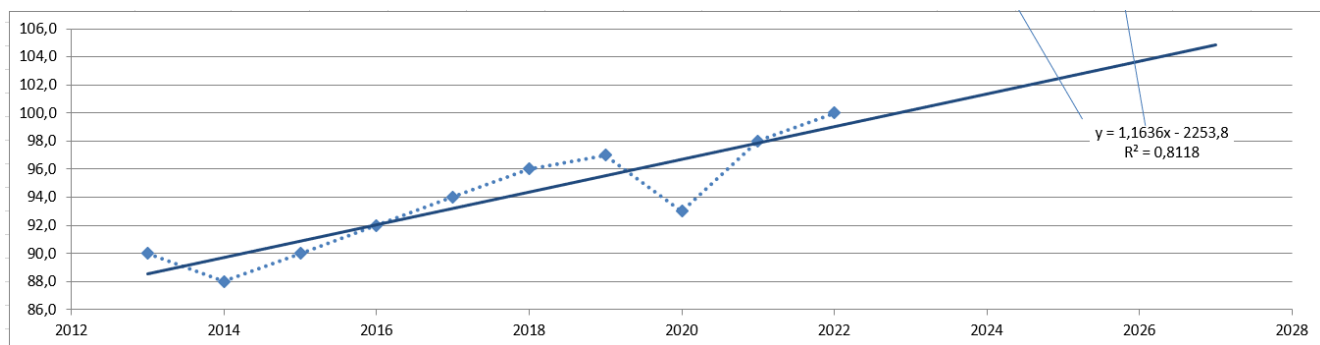


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P'_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2027-й рік збільшиться до 104,8 %, що на 4,8 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання. [5,6]

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

Результати проведеного розрахунку для режиму максимальних навантажень існуючої мережі (дивись додаток A2) враховуючи прогнозу показують, що напруги для всіх вузлів відповідають визначеним обмеженням, або можуть бути введені в них завдяки наявних регулювальних пристроїв.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ЛЕП та силових трансформаторів, висновок - основне електрообладнання експлуатується у економічних режимах, або ж наразі близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

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

- в дільницях електропередачі – 1.49 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.81 МВт з них холостого ходу 0.51 МВт та навантажувальні 0.3 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	201-1	202-2	8-7	11-12
Марка проводу	АС-120	АС-95	АС-120	АС-185
Допустимий струм, А	125	100	125	185
Розрах. струм, А	123	103	52	42

У районі, де планується розвиток електромереж ЛЕП існуючої мережі мають достатній запас за пропускною здатністю та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	7	12	9	11
Напруга вузла,кВ	105,67	107,39	107,40	107,85

Проаналізувавши результати розрахунку режиму максимальних навантажень робимо наступні висновки. Струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, якщо порівняти із тривало допустимим струмом. Це вказує на можливість транспортування додатково електричної енергії до нових споживачів без конструктивних змін у існуючих електромережах.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому,

визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускну здатністю щоб транспортувати електроенергію 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 № 7 – Уланів з рівнем напруги 105,67 кВ; вузол № 12 – 3-д Прогрес з рівнем напруги 106,54 кВ; вузол № 9 – Юрівка з рівнем напруги 107,40 кВ; вузол № 11 – Глухівці з рівнем напруги 107,85 кВ.

Проаналізував місце розташування нових споживацьких підстанцій та наближеність їх до існуючої мережі сформовано максимальний граф фрагменту мережі рисунок 1.2, на ньому показано усі вірогідні варіанти підключення нових споживачів.

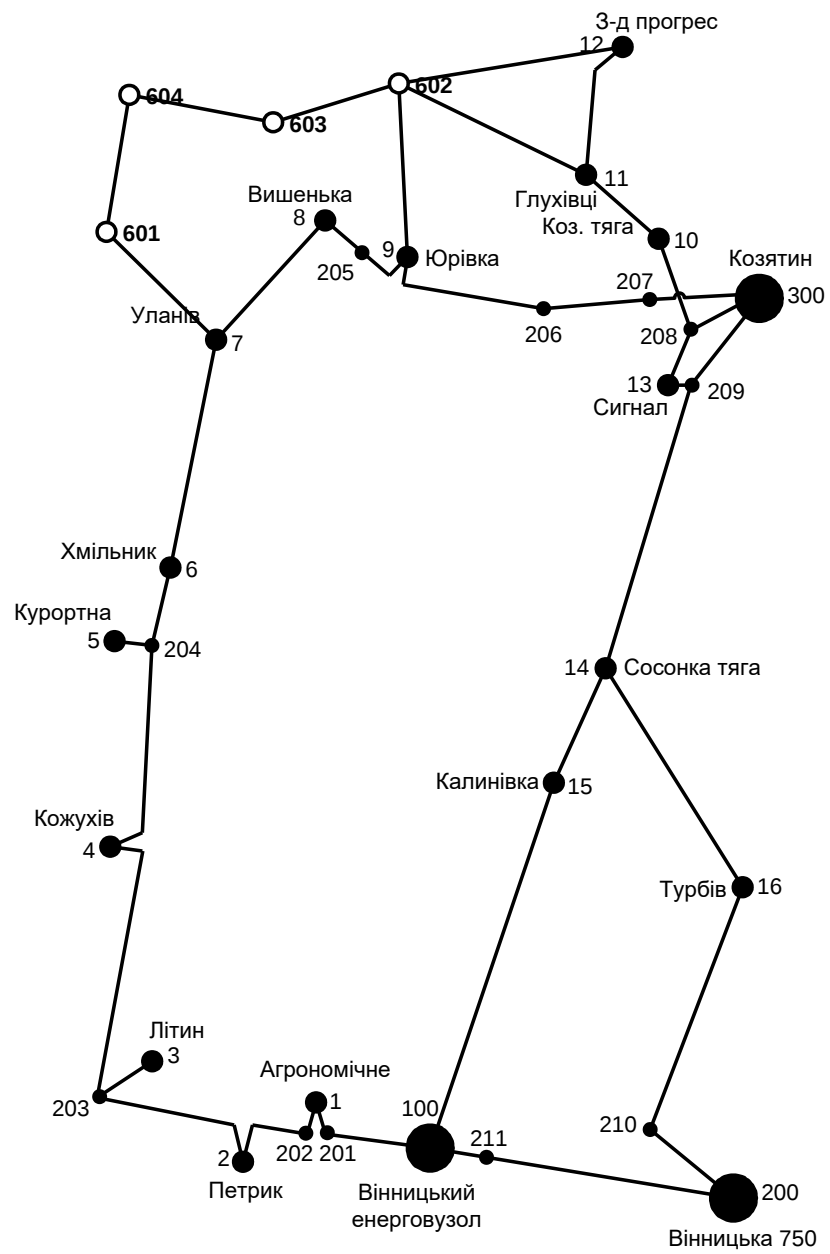


Рисунок 1.2 – Максимальный граф схемы

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Для задач розвитку електричних мереж необхідно забезпечити найкращий варіанту проекту з точки зору найменших капіталовкладень та експлуатаційних видатків. Також повинні виконуватись різні технічні вимоги до електроживлення споживачів. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту має передбачати вибір конфігурації та напруги мережі. А також параметрів усіх елементів щоб забезпечити визначену якість електричної енергії, запас стійкості та координацію керування. [5,6]

Одночасне вирішення всіх цих питань для однієї математичної моделі виглядає неможливим. Саме тому увесь процес проектування буде розбито на етапи. Оптимальні рішення на кожному етапі будуть прийматися з використанням ряду математичних моделей. Для знаходження оптимальних схем за економічними показниками гарно зарекомендували себе методи лінійного програмування, наприклад симплекс-метод. Але його використання обмежує постановку задачі, зокрема, у формі представлення цільової функції та її обмежень.

2.1 Лінеаризація цільової функції

Для побудови математичної моделі потрібно визначити критерій оптимальності. В нашому випадку критерієм будуть дисконтовані витрати на розвиток електромережі $B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i$, а оптимізованими змінними приймемо потужності P_i , які протікають ділянками мережі.

У загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної

функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . У випадку застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

В загальному випадку для кожної i -тої лінії дисконтовані витрати B_i записують у вигляді:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ділянці лінії; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, щл враховують втрати електричної енергії та залежні від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї лінії в км; P_i - потужність i -ї лінії.

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

де a_i' - сталий коефіцієнт лінійної функції, який отримано під час лінеаризації; b_i' - питомі затрати, що залежать від потоку потужності P_i в лініях.

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 МЕН 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (5384 годин/рік для $T_{nb} = 6400$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 3,68 гривень/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема для проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, 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
7	601	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	2,993	6291,9
9	602	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	3,345	7032,1
11	602	2,3	16,1	110	1573,680	0,131	8107,6	4,049	8512,5
12	602	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	4,401	9252,7
601	604	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	2,641	5551,6
604	603	1,6	11,2	110	1573,680	0,131	5640,1	2,817	5921,8
603	602	1,5	10,5	110	1573,680	0,131	5287,6	2,641	5551,6
7	601	1,7	11,9	110	1573,680	0,131	5992,6	2,993	6291,9

Після процесу лінеаризації, значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, тому що вони не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коеф-ти щодо лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина км	Дисконт. витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн	Коеф. a_1 , тис. грн	Коеф. b_1 , тис. грн/МВт	Диск. витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 0.8P), тис. грн	Дисконт. витрати для ЛЕП (потужність 1.2P), тис. грн
7-601	1,7	16,2	6778,0	6495,3	7123,6	5992,6	48,484	6778,0	6620,9
9-602	1,9	16,2	7575,4	7259,4	7961,7	6697,6	54,188	7575,4	7399,9
11-602	2,3	16,2	9170,3	8787,7	9637,8	8107,6	65,596	9170,3	8957,7
12-602	2,5	16,2	9967,7	9551,9	10475,9	8812,6	71,301	9967,7	9736,7
601-604	1,5	16,2	5980,6	5731,1	6285,5	5287,6	42,780	5980,6	5842,0
604-603	1,6	16,2	6379,3	6113,2	6704,6	5640,1	45,632	6379,3	6231,5
603-602	1,5	16,2	5980,6	5731,1	6285,5	5287,6	42,780	5980,6	5842,0
7-601	1,7	16,2	6778,0	6495,3	7123,6	5992,6	48,484	6778,0	6620,9

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. 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. c , 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
7-601	1,7	16,2	6778,0	6628,8	6943,0	418,4	6778,0	6100,2	7455,8
9-602	1,9	16,2	7575,4	7408,6	7759,8	467,6	7575,4	6817,9	8333,0
11-602	2,3	16,2	9170,3	8968,4	9393,4	566,1	9170,3	8253,2	10087,3
12-602	2,5	16,2	9967,7	9748,2	10210,2	615,3	9967,7	8970,9	10964,4
601-604	1,5	16,2	5980,6	5848,9	6126,1	369,2	5980,6	5382,5	6578,7
604-603	1,6	16,2	6379,3	6238,9	6534,6	393,8	6379,3	5741,4	7017,2
603-602	1,5	16,2	5980,6	5848,9	6126,1	369,2	5980,6	5382,5	6578,7
7-601	1,7	16,2	6778,0	6628,8	6943,0	418,4	6778,0	6100,2	7455,8

3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для мережі – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;

4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ будуть питомими витратами для транспортування потужності лініями (табл. 2.3);

5. Так як створення моделі здійснювалось із врахуванням заданих напрямків потужності у схемі максимального графу мережі, то певна частина змінних вірогідно в кінцевому рахунку прийме від’ємне значення. Останнє протиріччя можливо усунути за допомогою введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі в такому вигляді набуде виду, поданого на рис. 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-601	9-602	11-602	12-602	601-604	604-601	604-603	603-604	603-602	602-603	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,51	10,51
602	0	1	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,40	16,40
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,28	13,28
604	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,51	10,51
Коефіцієнти цільової функції	3099,9	457,1	270,8	663,8	844,9	844,9	603,5	348,9	1086,3	1086,3	0,0	0,0	0,0	0,0		0,000
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

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

Скориставшись у Microsoft Excel надбудовою «Пошук рішень» отримано розв’язок симплекс таблиці , що показана на рисунку 2.2.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-601	9-602	11-602	12-602	601-604	604-601	604-603	603-604	603-602	602-603	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,51	0,00
602	0	1	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,40	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,28	0,00
604	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,51	0,00
Коефіцієнти цільової функції	510,7	570,7	690,9	751,0	450,6	450,6	480,6	480,6	450,6	450,6	0,0	0,0	0,0	0,0		38398,921
Потужності ЛЕП	21,02257	29,68571	0	0	10,51128	0	0	0	0	13,2835	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	5992,574	6697,583	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000		23265,287
Змінні складові витрат	1322,690	2947,719	0,000	0,000	291,770	0,000	0,000	0,000	0,000	465,965	0,000	0,000	0,000	0,000		5028,143
Дисконтовані витрати, тис. грн																28293,430

Рисунок 2.2 – Результати пошуку рішення за використанням Excel (перша ітерація)

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку із зміною перетоків то лініям, саме тому коригую вартісні коефіцієнти та виконую повторний розрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-601	9-602	11-602	12-602	601-604	604-601	604-603	603-604	603-602	602-603	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,51	0,00
602	0	1	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,40	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,28	0,00
604	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,51	0,00
Коефіцієнти цільової функції	510,7	570,7	690,9	751,0	450,6	450,6	480,6	480,6	450,6	450,6	0,0	0,0	0,0	0,0		38398,921
Потужності ЛЕП	21,02257	29,68571	0	0	10,51128	0	0	0	0	13,2835	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	5992,574	6697,583	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000		23265,287
Змінні складові витрат	1322,690	2947,719	0,000	0,000	291,770	0,000	0,000	0,000	0,000	465,965	0,000	0,000	0,000	0,000		5028,143
Дисконтровані витрати, тис. грн																28293,430

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

Після остаточного уточнення, отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	7-601	9-602	11-602	12-602	601-604	604-601	604-603	603-604	603-602	602-603	0-0	0-0	0-0	0-0		
601	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,51	0,00
602	0	1	1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	16,40	0,00
603	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	13,28	0,00
604	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,51	0,00
Коефіцієнти цільової функції	510,7	570,7	690,9	751,0	450,6	450,6	480,6	480,6	450,6	450,6	0,0	0,0	0,0	0,0		38398,921
Потужності ЛЕП	21,02257	29,68571	0	0	10,51128	0	0	0	0	13,2835	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	5992,574	6697,583	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000	5287,565	0,000	0,000	0,000	0,000		23265,287
Змінні складові витрат	1322,690	2947,719	0,000	0,000	291,770	0,000	0,000	0,000	0,000	465,965	0,000	0,000	0,000	0,000		5028,143
Дисконтровані витрати, тис. грн																28293,430

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (перша ітерація)

У таблиці на рисунку 2.5 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.6.

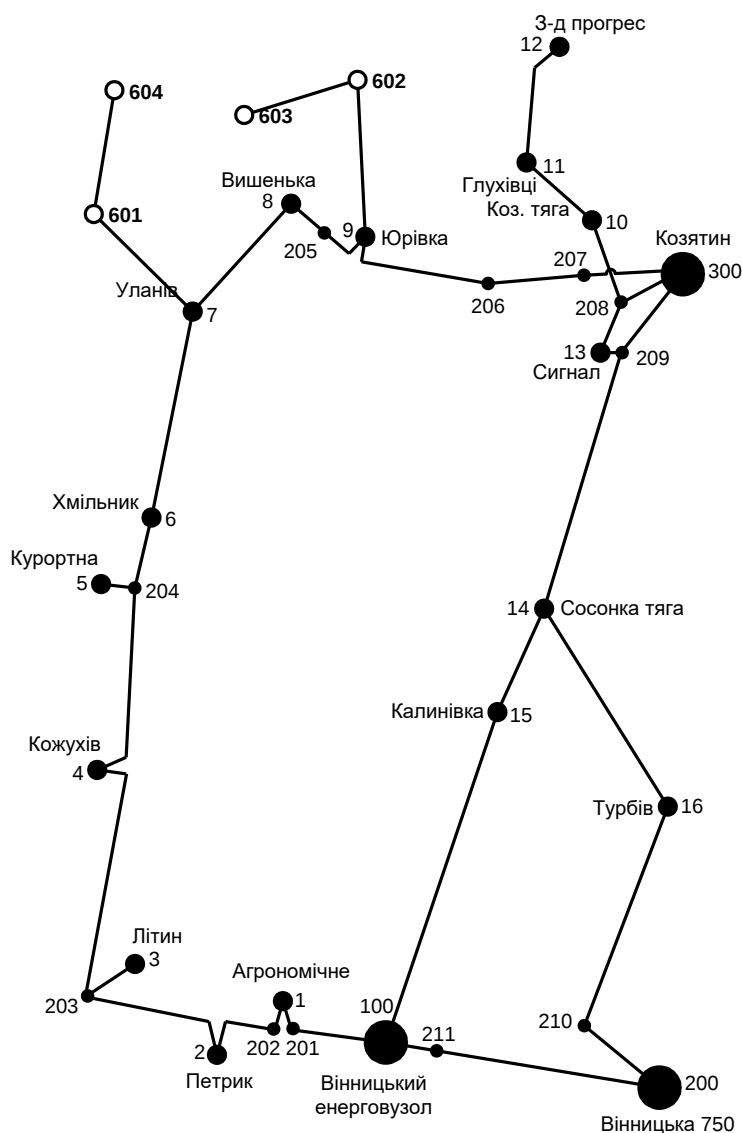


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Втім отримана схема не забезпечує для нових споживачів відповідну задану категорію по надійності. Наразі необхідно додатково встановлювати дво ланцюгові ЛЕП або ж споруджувати додаткові лінії задля утворення замкнутих контурів.

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 603-604. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

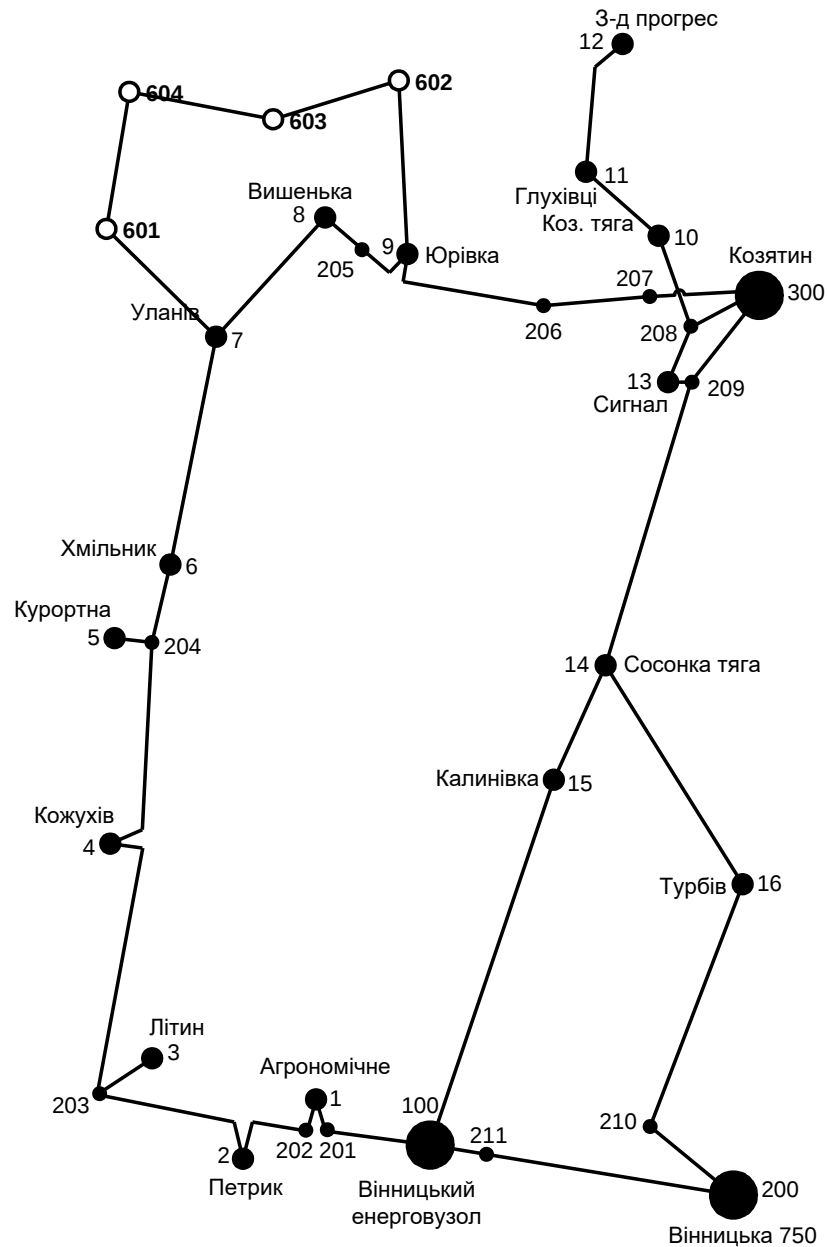


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема електромережі із забезпеченням споживачів першою категорією за надійністю електропостачання

Отримана конфігурація мережі дозволяє забезпечити електроенергією всіх споживачів враховуючи їх категорію по надійності. Для виконання визначеного завданням рівня надійності електроживлення споживачів першої категорії запропоновано прокласти додаткову ЛЕП 603-604 довжиною 11,2 км. Вказане рішення підсилить існуючу електромережу 110 кВ та розвантажить наявні лінії.

РОЗДІЛ 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 із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

Динамічне програмування приналежить до методів нелінійного програмування. Такий метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних. У випадку застосування динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків, причому у кожному з них оптимізується функція тільки однієї змінної. [5,6]

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 2-х років (це вузли 601, 602, 603, 604). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 7 та 9 відносно розглядатимуться варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

де B_t – дисконтовані витрати на t період будівництва об'єкту;

$E_{H.П}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року
($E_{H.П} = 0,16 \div 0,20$);

T – термін спорудження, років.

Значення B_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

Для розв'язку задачі (3.1) можливо використати методи нелінійного програмування, зокрема метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування використовує два етапи: прямий та зворотній хід.

На першому при русі від 1-го року до останнього знаходять умовно оптимальну схему електромережі. Кожен крок обирають так, щоб загальні витрати на i -му та $(i+1)$ році були найменші:

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

Таким чином витрати на 1-му році визначаються виходячи із всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий так варіант матиме оптимальні дисконтовані витрати. [10,14]

Але оскільки у попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, тому отриманий розв'язок буде приблизно наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі мають рухатись від останнього року до 1-го. Та уточнюють параметри електромережі і траєкторію її оптимального спорудження за критерієм (3.3).

Для постановки задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), однак функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

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

2) Стосовно ресурсів: $l_{\Sigma t} = l_{\max}$;

3) Обмеження що до параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{\max} \leq 20$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За два роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 601, 602, 603, 604. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 35 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших.

Варіант №1

Перший рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 7-601, 601-604, 604-603. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{7-601} + \Delta L_{601-604} + \Delta L_{604-603} = 11,9 + 10,5 + 11,2 = 33,6 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії, що споруджується за перший рік. Обрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протягом першого року виконуються так само. Результати обрахунків показано в табл.3.1.

Другий рік. Для другого року, варіанти постачання складаються із врахуванням розвитку на першому році. Також для кожного варіанту другого року обов'язково враховується обмеження що до довжин ліній.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 603-602, 602-9. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 - Імовірні варіанти розвитку схеми для 1-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
1	1	7-601	11,9	21,1	33,6	21450,57	59963,59	49969,66	49969,66
		601-604	10,5	10,5		18610,436			
		604-603	11,2	12,7		19902,58			
	2	604-603	11,2	12,7	35	19902,58	63073,1	52560,92	52560,92
		603-602	10,5	13,3		18673,411			
		602-9	13,3	29,7		24497,112			
	3	7-601	11,9	21,1	22,4	21450,57	40061,01	33384,17	33384,17
		601-604	10,5	10,5		18610,436			
	4	603-602	10,5	13,3	23,8	18673,411	43170,52	35975,44	35975,44
		602-9	13,3	29,7		24497,112			
	5	7-601	11,9	21,1	25,2	21450,57	45947,68	38289,73	38289,73
		602-9	13,3	29,7		24497,112			

Таблиця 3.2 - Імовірні варіанти розвитку електромережі для 2-го року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
2	11	603-602	10,5	13,3	23,8	18673,411	43170,52	29979,53	79949,19
		602-9	13,3	29,7		24497,112			
	21	7-601	11,9	21,1	22,4	21450,57	40061,01	27820,14	80381,06
		601-604	10,5	10,5		18610,436			
	31	604-603	11,2	12,7	35	19902,58	63073,1	43800,77	77184,94
		603-602	10,5	13,3		18673,411			
		602-9	13,3	29,7		24497,112			
	41	7-601	11,9	21,1	33,6	21450,57	59963,59	41641,38	77616,82
		601-604	10,5	10,5		18610,436			
		604-603	11,2	12,7		19902,58			
	51	601-604	10,5	10,5	32,2	18610,436	57186,43	39712,8	78002,53
		604-603	11,2	12,7		19902,58			
		603-602	10,5	13,3		18673,411			

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 31. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 31 приєднання нових підстанцій 601, 602, 603, 604 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.3.

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

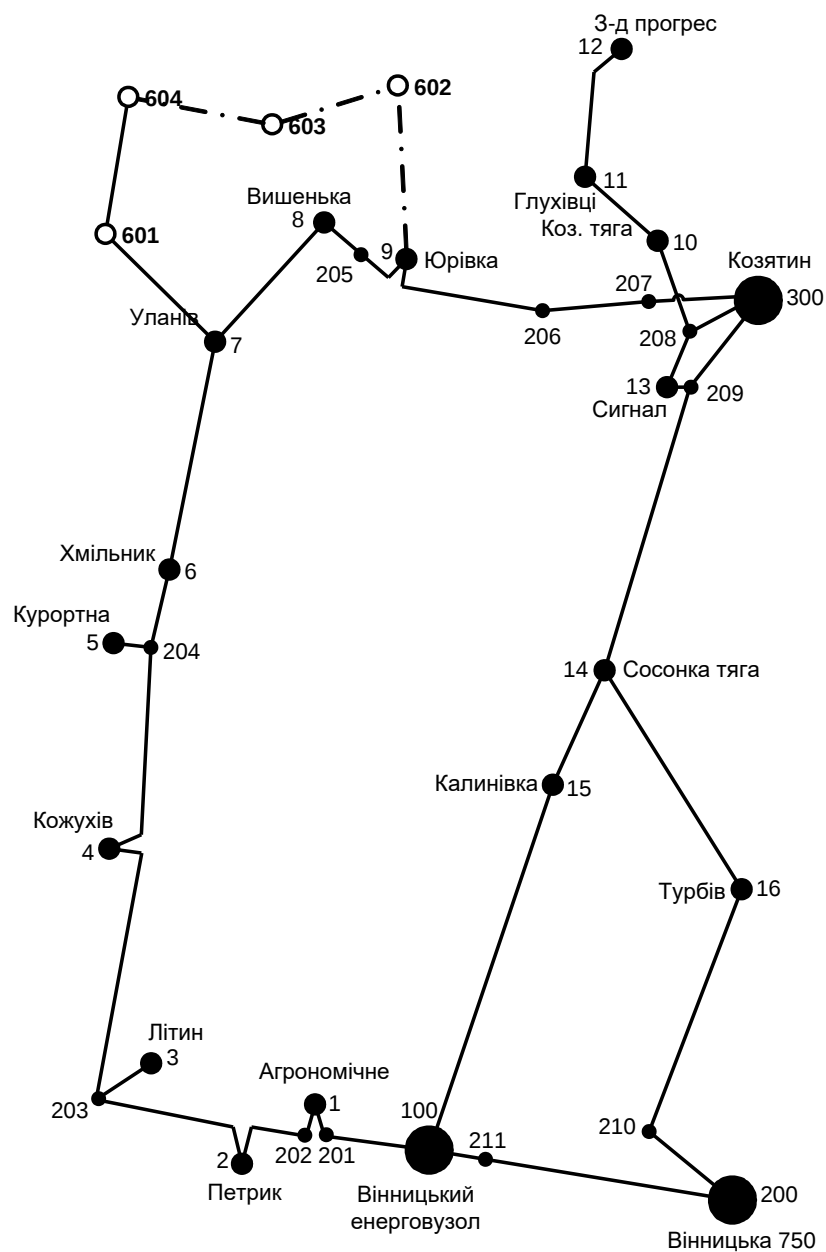


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Потім знайдемо розрахункові струми у всіх дільницях відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (3.5) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} ; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{розр}7-601} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,189}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 39,619 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}602-9} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{23,04}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 126,977 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}601-604} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,605}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 25,381 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}604-603} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16,203}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 89,295 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}603-602} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,986}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 38,503 \text{ (A)}.$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По викладеній в [3] таблиці вибрали переріз проводів нових ЛЕП та їх параметри.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одно ланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район по ожеледнему навантаженню – III;

Далі провели перевірку перерізу проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, що можуть призвести до зміни перетоків потужностей.

1й – розрив лінії 7-601;

2й – розрив лінії 7-601 та відсутня генерація на СЕС (603);

3й – розрив лінії 9-602;

4й – розрив лінії 9-602 та відсутня генерація на СЕС (603);

5й – розрив лінії 601-604;

6й – розрив лінії 604-603;

7й – розрив лінії 603-602.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па7} , А	І _{па} ,А тах	І _{па} Доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
7-601	0	0	168.3	234.6	65.6	130.2	70.3	234.6	390	39.6	АС-150/24
9-602	168.2	233.4	0	0	101.8	44.9	100.5			126.9	АС-150/24
601-604	65.6	65.6	102.7	165.9	0	64.2	29.9			25.4	АС-150/24
604-603	130.1	130.2	45.8	100.7	64.1	0	73.1			89.3	АС-150/24
603-602	71.4	130.3	100.6	100.6	29.8	73.1	0			38.5	АС-150/24

Відповідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується виконувати проводом АС 240/32.

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-150/24, вирішено використовувати провід АС-150/24, оскільки він повністю задовольняє вимогам нормативних вимог.

РОЗДІЛ 4

ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Згідно із досвідом проектування потужність силового трансформаторного обладнання на понижуючих електропідстанціях вибирається за умовами допустимого перевантаження у після аварійних режимах на 40% на час не більше шести годин за добу протягом не більше п'яти діб. [1]

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

1. У випадку підключення до підстанції споживачів 1-ої категорії встановлюється не менше 2 трансформаторів.

2. На підстанціях, що здійснюють електроживлення споживачів II-ої та III-ої категорій, допускається установлення 1-го силового трансформатора, при існуванні в електромережі централізованого пересувного трансформаторного резерву.

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

де n_T - кількість однотипних силових трансформаторів, що будуть встановлені на нових підстанціях;

Для 601 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{9.1}{2 \cdot 1} = 7.386 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

У вузлах 602, 603, 604 також встановлюємо по два силових трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
601	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
602	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
603	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
604	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{10.341}{(2-1) \cdot 10} = 1.034 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{11.5}{(2-1) \cdot 10} = 1.15 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{15.778}{(2-1) \cdot 16} = 0.986 \leq 1.4$$

$$K_{з4.па} = \frac{10.111}{(2-1) \cdot 10} = 1.011 \leq 1.4$$

Перевірка на перевантаження вибраного силового трансформатора у нових вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , тобто повністю задовольняє технічним умовам що до експлуатації. Проведені обрахунки вказують, що силові трансформатори вибраної потужності можуть не тільки забезпечити надійне електроживлення споживачів, але ще забезпечать розвиток споживання електроенергії. Вибір силових трансформаторів на інших нових підстанціях виконувався аналогічно, результати приведені в таблиці 4.1.

РОЗДІЛ 5

ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

Проводячи вибір схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань та їх призначення. А також роль та положення підстанції в електромережі заданої енергосистеми.

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;

- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;

- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і інше. Принцип поетапності розвитку підстанції та її головної схеми слід дотримуватися, виходячи з найпростішого та найекономнішого розвитку підстанції без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

Для підстанцій нової споруди напругою від 6 кВ до 750 кВ необхідно передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Наповнення цих ланцюгів комутаційними елементами та насичення їх додатковими елементами, що сприяють підвищенню надійності роботи та безпеки обслуговування підстанції, повинно здійснюватися згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові схеми розподільні електроустановки напругою від 6 кВ і до 750 кВ електропідстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 601, 602, 603 та 604 будемо встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

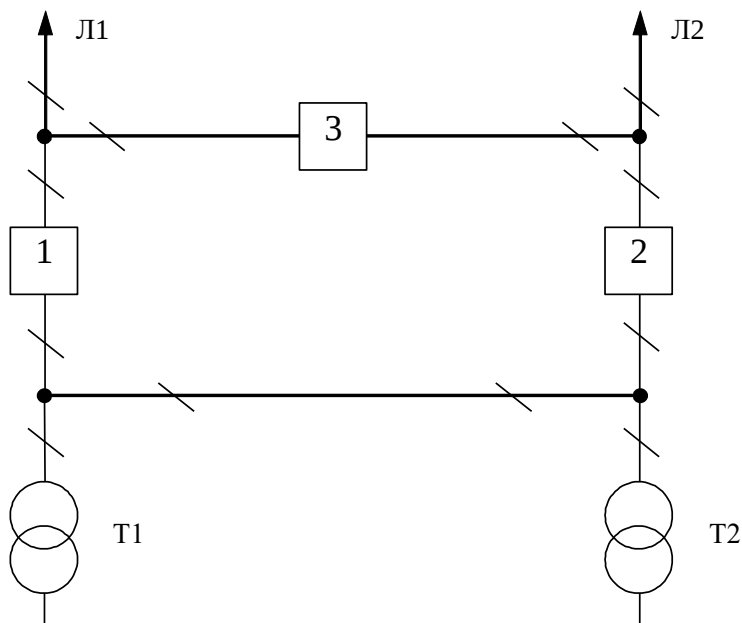


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 601, 602, 603 та 604

Така схема може забезпечувати транзит електричної енергії у випадку відмови, або виходу в ремонт одного із елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з вузлів для електропостачання обрано ПС «Уланів». Тому, опісля реконструкції ця підстанція

з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції ПС ПС «Уланів» (вузол 7) тип існуючої схеми нас не влаштовує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (рисунок 5.2).

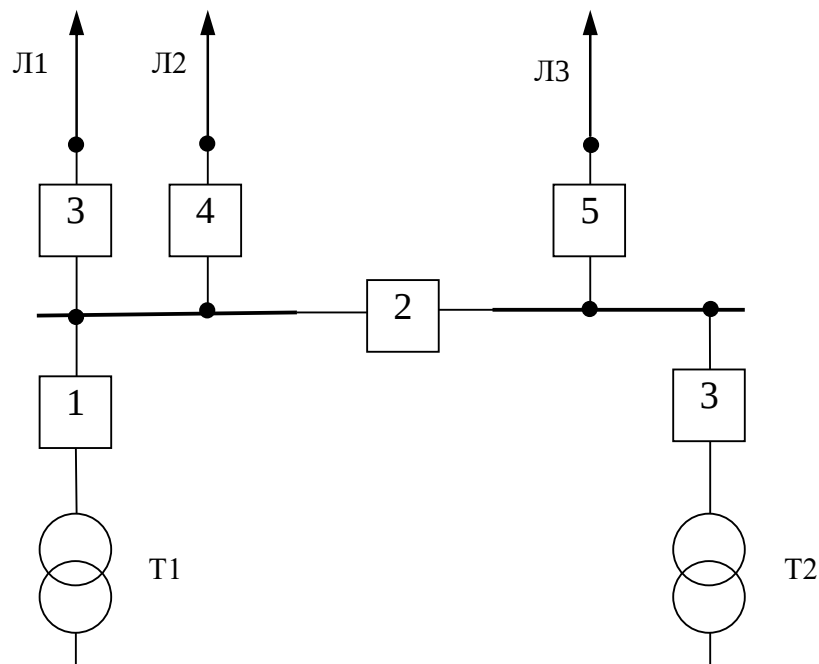


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Юрівка (вузол 9), що є місцем з'єднання проводів АС-120 та АС-150 лінії «Вишенька - Козятин» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Вишенька - Козятин» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Уланів» (вузол 7).

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, ω_i (1/рік), час поновлення вимикачів T_v (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_p (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_r (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 .

Для нормального режиму роботи розподільчого пристрою приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму буде дорівнювати:

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

де n – кількість вимикачів в РП.

Згідно із (5.4) для вибраних варіантів схеми вузлової електропідстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9988$$

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки від відмов i -го елементу у j -му режимі, тобто, знайдемо ті елементи, які відключаються. Надалі обрахуємо математичне очікування від такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Зокрема:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 4,8 \cdot 10^{-5} \text{ 1/рік.}$$

Час запланового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, що знаходиться в заплановому ремонті буде визначено наступним чином:

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

Використавши розрахункову програму «Надійність», що дає можливість визначити надійність електричної схеми заданої конфігурації, будемо мати розрахункову таблицю наступного вигляду (таблиця 5.1).

Опісля оцінювання наслідків відмов елементів схеми РП сформуємо вибірку характеристик надійності схеми електропідстанції. До вибірки вносяться лише наслідки відмов, які призводять до втрати електроживлення споживачів (таблиця 5.2).

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикамчі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_0=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	Л3,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(АТ2,Л2)- 40		Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)-40	Л1 D(АТ1,Л3), D(АТ2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-	Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-		Л3,Л1,АТ1 D(АТ2,Л2)-	Л3,Л2, Л1,АТ2,

			23	23		23	AT1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		Л3, Л1, D(AT1, AT2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, AT2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	Л3,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		Л3,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л3-40	Л3 D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		Л3,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) - 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3) – 23	Л3,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	Л3, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

Назва приєднання	кількість подій	час відключення	Імовірність події	Імовірність відключення
Л3,Л2,Л1, АТ2, АТ1	4	1	0,016	0,064
Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3)	1	1	0,016	0,016
Л2,Л1, D(AT1, АТ2,Л3)	2	5,2	0,00029955	5,99E-04

Імовірність відключення окремого приєднання визначено як сума імовірностей, які розраховані для різних подій.

Для обрахунку збитку від недовідпущення електричної енергії (5.5), необхідно знайти обсяг електричної енергії за рік (5.6) та недовідпущення електроенергії (5.7).

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($З_0 = 755$ гривень/кВт·год.);

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

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

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

Отже:

$$W_{\text{РІК}} = 6400 \cdot 32,4 = 207\,360 \text{ (МВт}\cdot\text{год)}$$

$$\Delta W_{\text{НД}} = 207\,360 \cdot 0,0003 = 62,21 \text{ (МВт}\cdot\text{год)}$$

$$M_{\text{ЗБ}} = 62,21 \cdot 995 = 61\,896,96 \text{ (тис. грн)}$$

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{РІК} , МВт·год	ΔW _{НД} , МВт·год	M _{ЗБ} , грн.
207 360	62,21	61 896,96

З обрахунків видно, що схема дає значний рівень збитку, проте забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому ця схема не потребує значної дорогої реконструкції, а тому можливо здешевити даний проект.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 601, 602, 603, 604 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 32,4 + 0,05 \cdot 32,4 = 30,78 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{hi}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{M}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{hi}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{hi}}$; $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, яка споживається від центрів живлення враховуючи її економічне транспортування буде:

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

$$Q_{\Gamma} = 30,78 \cdot \text{tg}(\arccos 0.95) = 30,78 \cdot 0,34 = 10,465 \text{ (МВАр)}.$$

де $\varphi_{\Gamma} = 0,95$ – це бажаний коеф. потужності на існуючих шинах живлячих підстанцій враховуючи економічність експлуатації.

Реактивна потужність, що споживається по заданому району в цілому визначається по додаванню відповідних навантажень в окремих пунктах із урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень приблизно рівного 0.95.

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП -7-601

$$Q_{\text{ЛЕП7-601}} = 101,73^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 11,9) = 0,351 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших ділянок обрахуємо аналогічно. Загальна генерація реактивної потужності мережі складає:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,351 + 0,308 + 0,335 + 0,312 + 0,392 = 1,698 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 16,2 = 15,39 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 15,39 = 1,539 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 15,39 + 1,539 - 10,465 - 1,698 = 5,926 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 32,4 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 16,2 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 6,3 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 602.

РОЗДІЛ 7

РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Обрахунок усталеного режиму електромережі буде проводитись використовуючи програмного комплексу «Втрати “RVM – Hign”». За допомогою його при заданих параметрах ліній, зокрема це довжина, марки проводів; та заданих параметрів вузлів - номінальна напруга, трансформатори можемо провести розрахунки усталеного нормального режиму електромережі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А2 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 після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.
- Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти

належну надійність та якість електропостачання тих споживачів, які залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

- Проаналізувавши отриманий результат, ми переконались, що напруга для всіх вузлів є допустимою, а саме не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном.}}$.

Вхідні дані та результати обрахунків мінімального та після аварійного режимів електромережі після розвитку є у додатках В та Г.

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
601	95,91	90,24	107,01
602	96,90	91,30	107,87
603	96,59	90,97	107,61
604	96,06	90,40	107,14

Таблиця 7.2 – Напруги у вузлах нових споживачів на стороні 10 кВ

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
601	9,17	8,63	10,24
602	9,27	8,73	10,32
603	9,24	8,70	10,29
604	9,19	8,65	10,25

На шинах ВН рівні напруги залежать від параметрів існуючої мережі і визначаються після розрахунку для режиму максимальних навантажень (дивись додаток Б).

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{ВН}} \quad (7.2)$$

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

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електропідстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо що U_{HH6} дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН6}} . \quad (7.3)$$

• Надалі будемо визначати дійсний коефіцієнт трансформації силового трансформатора та номер відпайки, спираючись на межі регулювання та номінальний коефіцієнт трансформації вибраних нами нових трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в електромережі, мають напругу ВН 115 кВ, а НН – 10,5 кВ, та однакові межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Визначення дійсного коефіцієнта трансформації виконаємо так:

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

Урахувавши межі регулювання, кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступній відпайці, буде дорівнювати добутку розрахованого коеф. трансформації K_{Td} за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, це відповідає номерам відпайок.

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{T601} = \frac{((10,51) \cdot (7,95 / 2)) + ((5,67) \cdot (139 / 2))}{101,50} = 4,294 \text{ кВ}$$

За (7.3) розрахуємо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6016} = \frac{101,50 + 4,294}{10,5} = 10,076$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T601д} = 10,141$, що відповідає 11-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH601д}} = \frac{101,50 + 4,294}{10,076} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	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

Такі ж самі розрахунки зробимо для інших нових вузлів споживачів схеми і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
601	4,294	10,076	10,5	11	10,141	0,098
602	3,712	10,107	10,5	11	10,141	0,098
603	0,52	9,776	10,5	13	9,827	0,096
604	3,897	10,051	10,5	11	10,141	0,098

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень електромережі. При цьому рівень напруги у нових вузлах відповідає рівню $\pm 10\%$ від номінальної напруги, це задовольняє нормам показників якості електроенергії.

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах ми виконали розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі.

Наразі щоб оцінити економічну ефективність проекту в електроенергетичній галузі знаходять показник рентабельності капіталовкладень, який враховує будівництво протягом трьох років, та має наступний вигляд:

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тисяч гривень; $E = E_{\text{ан}} = 0,2$ – банківський відсоток по вкладах (у в. о.); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році при порівнянні із попереднім t , тисяч гривень.

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $C_T = 1,65$ гривень/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, яка припадає на електромережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0,12$ [2]); W_t –

додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене будівництвом нового енергетичного об'єкту, МВт·годин; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

де K_t – капітальні вкладення, тисяч гривень; c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності; ΔW_t – втрати електроенергії в електромережі, кВт·годин:

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

де P_i – активна потужність, яка передається по i -ій ділянці ЛЕП, МВт; U_H – номінальна напруга електромережі, $U_H = 110$ (кВ); r_{0i} – це питомий опір для проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – це час максимальних втрат (3633 годин); ΔL_i – довжина i -ої лінії, кілометрів.

Такий розрахунок можна замінити якщо використати ПК «ВТРАТИ», якщо використати схему до розвитку, та на кожному році її розвитку. При порівнянні будемо мати дані для кожного кроку зміни, в результаті знайдемо ΔW_t .

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні вкладення на побудову нових електростанцій, тисяч гривень;

$K_{\text{ЛЕП}}$ – одноразові капітальні витрати на спорудження ліній електропередачі, тисяч гривень.

Збільшення навантаження, при обрахунку прогнозу навантаження не призводить збільшення потужностей силових трансформаторів.

У відповідності з кінцевим варіантом розвитку електромережі планується спорудження наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- зведення ліній електропередач: : Уланів (вузол 7)-601, 601-604;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пунктах 601, 604;
- розвиток відгалуджувальної електропідстанції пункту Уланів (вузол 7).

На другому році:

- зведення лінії електропередачі: 604-603, 603-602, 602-(вузол 9) Юрівка;
- спорудження споживальної електропідстанції 110/10 кВ у пункті 602, 603.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електромережі приведені у таблицях 8.1–8.3.

Таблиця 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601):

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:								
1.7	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
2.5	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
2.8	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
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 601)

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

Таблиця 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604):

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:								
1.7	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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	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
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	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

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

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
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	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

Продовження табл. 8.2 - Вартість будівництва підстанції (вузол 604)

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

Таблиця 8.3 – Вартість реконструкції підстанції Уланів (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
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 106 385,49 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.3.-8.4.

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
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	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 трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

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	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 602)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	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

Таблиця 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

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:								
1.7	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
2.5	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
2.8	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
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	9 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

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
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	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

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 109 231,41 тис. грн.

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 22,4 = 25\,924,27 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 35 = 40\,506,68 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 106\,385,49 + 25\,924,27 = 132\,309,77 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 109\,231,41 + 40\,506,68 = 149\,738,09 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (8.7)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування і ремонт ЛЕП, тисяч гривень; $B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ПС, тисяч гривень; $\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії для електричної мережі внаслідок її розвитку, кВт·годин:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{\text{тЛ}}$, $\Delta W_{\text{тП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та силових трансформаторах підстанцій, кВт·годин.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та також і ремонт підстанцій:

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{Л1} = (25\,924,27 \cdot 0,3)/100 = 77,77 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (40\,506,68 \cdot 0,3)/100 = 121,52 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (105\,385,49 \cdot 3)/100 = 3\,191,56 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (109\,231,41 \cdot 3)/100 = 3\,276,94 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.7:

Таблиця 8.7 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

Рік будів- ництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 7-601, 601-604 П/ст: 601, 604, 7	2 230	20	2 250
2	ЛЕП: 604-603, 603- 602, 602-9 П/ст: 602, 603	2 010	50	2 060

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 77,77 + 3\,191,56 + 2\,250 \cdot 1,65 = 6\,981,56 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 121,52 + 3\,276,94 + 2\,060 \cdot 1,65 = 6\,797,46 \text{ (тис.грн.)};$$

Додаткові надходження електричної енергії в електромережу за рахунок її розвитку визначається як загальне річне електроспоживання додатково приєднаних нових споживачів. Тоді, по роках розвитку:

$$W_1 = 134528 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$W_2 = 107952 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 134528 - 6981,84 = 19654,71 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 107952 - 6797,46 = 14557,03 \text{ тис.грн.};$$

Згідно результатів попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку загалом визначається як (8.1):

$$E'_a = \frac{19654,71 / (1 + 0,2) + 14577,03 / (1 + 0,2)^2}{132309,77 / (1 + 0,2) + 149738,09 / (1 + 0,2)^2} = 0,12$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{\text{ок}} = 1 / E'_a = 1 / 0,12 = 8,1 \text{ років}.$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	32,4
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	6400
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	133 870
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	282 047,86
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8,1
Очікувані втрати для активної потужності в	МВт	4,36

електромережі після проведення розвитку		
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	1,76
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	6 640
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	15 560

По отриманим результатам, констатуємо що мережа є економічно доцільною, та її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від побудови нових споживачів. Рентабельність проекту загалом задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у в.о.) ($E_{ан} = 0,2$)). Термін окупності 8,1 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

АНАЛІЗ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

9.1 Загальні відомості про елегазові вимикачі

З кінця минулого століття відбувся стрімкий стрибок у технології впровадження новітніх високовольтних комутаційних апаратів. Вимикачі, які використовували повітря та масло в якості середовища гасіння дуги почали втрачати свої провідні місця, завдяки відмінним властивостям шестифтористої сітки - елегазу. Елегазовий вимикач – це високовольтний комутаційний апарат, що використовує електротехнічний газ в якості середовища гасіння електричної дуги та забезпечує функціонування ЕЕС і керування потоками електроенергії, відключення пошкоджених частин ЕЕС і обмеження розвитку подальших аварій.

Комутаційні апарати з використанням електротехнічного газу розпочали стрімко розвиватися на початку 1980-х років та мають гарні перспективи на середніх та високих рівнях напругах, а також струмах відключення до 80 кА, тому не дивним є те, що у технічно розвинених країнах елегазові вимикачі високої і надвисокої напруги практично витіснили всі інші типи комутаційного обладнання. Також провідні закордонні фірми практично повністю перейшли на випуск комплектних розподільчих пристроїв з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) і елегазових вимикачів для відкритих розподільчих пристроїв на класи напруги 110 кВ і вище [10].

В даний час існують два типи вимикачів з використанням електротехнічного газу: колонкові та бакові. Колонкові вимикачі працюють на одну фазу та складаються з контактної та дугогасильної систем. Мають більші габаритні розміри. Бакові мають відповідно менші габарити, їх привід розподіляється на декілька фаз, мають влаштовані трансформатори струму.

Щодо колонкових вимикачів то їм належать такі переваги:

- Вимикачі колонкового типу потребують незначної кількості шестифтористої сірки для заповнення, при цьому за наявності високоякісних ущільнень витік елегазу не перевищує 0,5% на рік;
- Мають досить просту та надійну дугогасящу камеру і контактні системи, що відіграють важливу роль у забезпеченні безперебійної роботи силових вимикачів;
- Так як вони поставляються і перевозяться в повністю зібраному і випробуваному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на заводі і готових до перевезення блоків це значно знижує витрати на монтаж та транспортування;
- Використовуються в широкому спектрі температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Колонковий комутаційний апарат з використання електротехнічного газу серії HPL компанії ABB показано на рисунку 9.1



Рисунок 9.1 — Колонковий елегазовий вимикач серії HPL

Бакові елегазові вимикачі за габаритами менші ніж колонкові, так як їх оснащують приводами виду ППРМ, яким характерним є робота на декілька фаз, при такому розподіленні забезпечується кращий контроль та плавність

регулювання напруги (включення та виключення). Виходячи з цього вони мають ряд переваг перед колонковими комутаційними апаратами, а саме:

- Забруднення майже не позначаються на роботі вимикача;
- Підвищена сейсмостійкість;
- Значно кращий рівень безпеки;
- Потребують незначної площі для встановлення;
- Придатність для використання систем підігріву електротехнічного газу в районах з холодним кліматом;
- При спорудженні підстанції необхідний менший обсяг фундаментальних робіт;
- Завдяки вбудованому трансформаторі струму має можливість витримувати великі навантаження

Баковий елегазовий вимикач представлений на рисунку 9.2.



Рисунок 9.2 - Вимикач елегазовий баковий ЗАР1 DT

Комутаційні апарати високої напруги з використанням електротехнічного газу працюють за рахунок ізоляції фаз один від одного за допомогою елегазу. Коли подається сигнал на відключення, контакти окремих камер (якщо пристрій

колонковий) розмикаються та між рухомим і нерухомим дугогасящим контактом утворюється дуга, яка поміщена в газове середовище. Дуга розкладає газ на окремі елементи, але при цьому і сама зменшується із-за високого тиску в ємності. Для утворення газового дуття та збільшення тиску при незначних рівнях доцільним є використання додаткових компресорів. Для вимірювання струму додатково використовується шунтування. Так як втрата елегазу неприпустима то дугогасильна камера вимикача повинна працювати по замкнутому циклу. При витіканні певної кількості елегазу він поновлюється з балона зі стисненим елегазом.

В елегазових комутаційних апаратах бакового типу контроль здійснюється приводами і трансформаторами, при цьому приводний механізм для цієї установки служить регулятором, тобто виконує функції включення, виключення електричної енергії та утримання дуги (при необхідності) на належному рівні.

9.2 Конструкції елегазових вимикачів компанія Сіменс

Компанія Сіменс (ФРН) є основним виробником електротехнічного обладнання в Європі. Вона виготовляє елегазові колонкові та бакові високовольтні вимикачі. Основними серіями є вимикачі типів 3AP1 та 3AP2. Елегазові колонкові вимикачі 3AP1, загальний вигляд яких наведено на рис. 9.3 - це вимикачі з пружинними приводами, обладнані дугогасильними камерами останнього покоління з динамічним автокомпресійним принципом гасіння дуги. Колонкові вимикачі вимагають відносно невеликої кількості елегазу для заповнення, при цьому гарантується у край низький рівень витоку елегазу (не більше 0,5% в рік). Це досягається спеціально підібраними матеріалами для ущільнення і підтверджується багаторічним досвідом експлуатації. Вимикачі обладнані приводними механізмами, що самозмащуються, мають надійну, просту дугогасильну камеру і випробувані на практиці контактні системи, що забезпечують безперебійну їх роботу. Вимикачі зручні при транспортуванні, перевозяться в повністю зібраному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на

заводі і готових до перевезення блоків, що дозволяє понизити транспортні витрати. Колонкові вимикачі призначені для роботи в діапазоні температур від -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ [7].



Рисунок 9.3 - Загальний вигляд вимикача ЗАР1 напругою 145кВ

Комутаційні апарати ЗАР2 з використанням шестифтористої сірки досить добре зарекомендували себе на високих діапазонах напруг завдячується наявності подвійних сопол (рис.9.4). Позитивною стороною подвійних сопол є те, що під час дугогасіння вони демонструють низький надмірний тиск, а також стійкі до обгорання, тому й не дивно, що вони мають довгий термін служби. Наявність такої системи дозволяє використовувати їх у окремих випадках таких, як включення, виключення низьких рівнів індуктивних та ємнісних струмів без повторного запалення, при цьому він обладнується електронним пристроєм синхронних комутацій.



Рисунок 9.4 - Загальний вигляд вимикача ЗАР2 напругою 420кВ

Комутаційний пристрій ЗАР2 може бути облаштований резистором, який разом з комутатором розташовується паралельно дугогасильним камерам і має особисту кінематичну систему приводу, що дає змогу включити резистор в схему комутаційного приладу до того часу коли головні контакти вимикача замкнуться повністю. Таке включення дає перевагу при увімкненні довгих (більше 400 км.) ліній високої напруги, тобто сприяє зниженню комутаційних перенапружень. У дугогасильній камері вимикачів ЗАР2 контактна система складається з двох графітових сопел, що забезпечують постійність поведінки дуги. За допомогою потужних електрогідравлічних приводів забезпечується швидкодія гасіння дуги.

В даний час розрізняють автокомпресійний принцип гасіння дуги та принцип з подвійними соплами. Залежно від діапазону напруги фірма Siemens пропонує оптимальну систему гасіння дуги, яка незалежно від умов використання, забезпечує оптимальний режим роботи вимикача. Тому в нашу виробничу програму включено і високовольтні силові вимикачі як з дугогасильною камерою з автокомпресією, так і з дугогасильною камерою з подвійними соплами.

9.3 Конструкції елегазових вимикачів компанія ABB

Широкого застосування в Україні знаходять елегазові вимикачі 110-750 кВ, і провідну позицію серед виробників елегазового устаткування займає всесвітньо відома шведська компанія АВВ. За минулі роки вимикачі фірми АВВ набули репутацію апаратів, здатних надійно й довговічно працювати в будь-якому кліматі й у будь-якій частині світу.

За період з 1994 року в Україні введено в експлуатацію понад 200 вимикачів 110-750 кВ фірми АВВ. Нині АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB - з автокомпресійною (Auto-Puffen™) дугогасильною камерою й серії HPL з компресорною (Puffen) дугогасною камерою. Обидва типи вимикачів оснащені механізмом керування, що має моторно-пружинний привод. Технічні характеристики обох типів вимикачів відповідають вимогам міжнародних стандартів (МЕК) і ГОСТ 687-87 [14].

Простота механічної частини електропривода Motor Drive забезпечує його основні переваги:

- відсутність деталей, що піддаються зношуванню;
- менші робочі зусилля;
- істотне зниження рівня шумів при оперуванні;
- істотне підвищення надійності завдяки відсутності численних взаємодіючих між собою механічних деталей.

Вимикачі серії LTB і HPL можуть працювати в 1- й 3-полюсному режимі керування (із приводами на один або три полюси). Вимикачі з однією дугогасильною камерою на полюс (до 220 кВ включно) можуть працювати в обох режимах керування. Вимикачі із двокамерним дугогасильним пристроєм (330 кВ і вище) допускають тільки пополюсний режим керування. При 3-полюсному режимі керування полюси вимикача й один привод кінематично з'єднуються між собою за допомогою тяг. На кожному полюсі передбачена окрема вимикальна пружина, з'єднана з ізоляційною оперативною тягою й через неї - з рухомими контактами дугогасильного пристрою. Однак існує один виняток. В 3-полюсному режимі керування на вимикачі LTB D застосовується лише одна вимикальна

пружина для вимикання всіх трьох полюсів, причому ця пружина встановлена на полюсі, найбільш віддаленому від привода в механізмі керування .

Кожен полюс являє собою герметичну, заповнену елегазом колонку, що має дугогасильний пристрій в ізоляторі, пустотілий опорний ізолятор і корпус із механізмом для приєднання керуючих тяг. Полюси вимикача можуть бути змонтовані на окремих опорних стійках або, як у випадку з вимикачем LTB D, на загальній опорній рамі.

Компресійний дугогасильний пристрій (Puffen)

Процес компресійного дугогасіння, застосовуваний у вимикачах серії HPL, має конструкцію з одноходовим рухом для розмикання контактів. В звичайному режимі контакти вимикача замкнуті, і струм протікає через головні контакти й компресійний циліндр від верхнього струмопроводу до нижнього. При команді відключення, рухомі частини головного й дугогасильного контактів, а також компресійний циліндр і сопло переходять в розімкнуте положення. Отже, рухомі контакти, компресійний циліндр та сопло в результаті утворюють рухомий вузол. Коли рухомий вузол рухається в напрямку розімкнутого положення контактів, клапан заповнення закривається, й елегаз починає стискуватися між рухомим компресійним циліндром і нерухомим поршнем.

Першими роз'єднуються головні контакти. Завдяки тому, що розмикання головних контактів відбувається за час, достатній до початку розмикання дугогасильних контактів, дуга буде запалюватися тільки між дугогасильними контактами в об'ємі, обмеженому геометрією сопла.

При розмиканні дугогасильних контактів, між рухомими і нерухомими дугогасильними контактами утворюється дуга. В той час поки дуга палає тіло плазми до певного рівня блокує потік елегазу через сопло, внаслідок чого в компресійному об'ємі продовжує збільшуватися тиск газу до тих пір, поки струмова крива пройде через нульове значення, і дуга стає порівняно слабкою. У цей момент потік під більшим тиском елегазу виривається з компресійного об'єму через сопло й гасить дугу.

У розімкнутому положенні відстань між нерухомим і рухомим контактами обрано достатньою для того, щоб витримати нормовані рівні діелектричної міцності проміжку. При операції вимикання клапан наповнення відкривається, й елегаз може вільно проходити в компресійний об'єм.

Слід зазначити, що тиск елегазу, необхідний для гасіння дуги, піднімається чисто механічним способом. Таким чином, вимикачі з компресійним методом гасіння мають потребу в досить потужному приводі, щоб подолати створюваний газом тиск у стислому об'ємі, необхідний для відімкнення номінальних струмів КЗ, але при цьому забезпечити певну швидкість руху контактів, щоб у міжконтактному ізоляційному проміжку, який утвориться, витримувати без повторних пробойів напругу, що відновлюється на контактах [8].

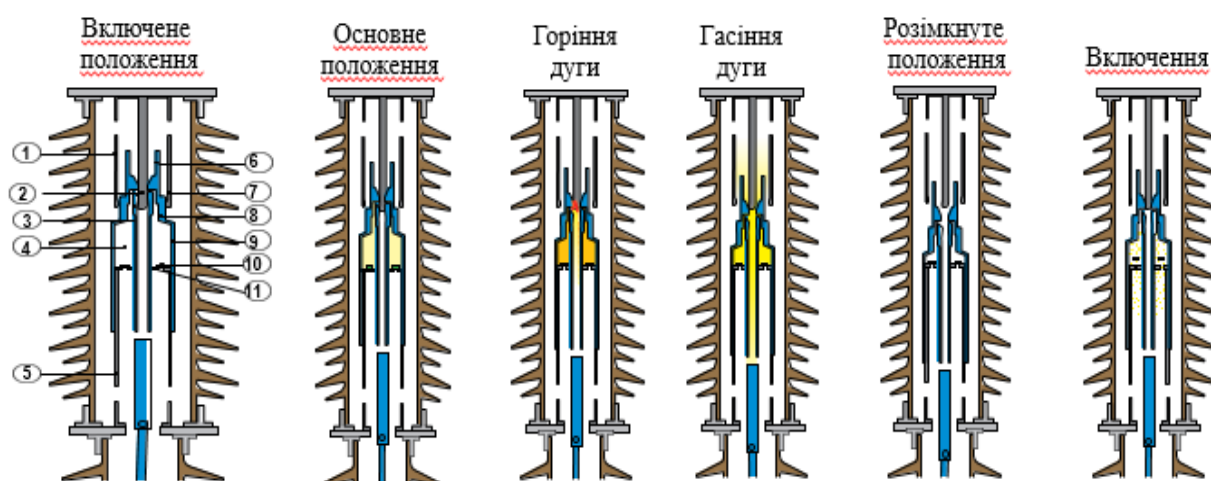


Рисунок 9.5 - Конструктивні особливості компресійного (Puffer) дугогасительного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – компресійний обсяг; 5 – нижній струмопровід; 6 – сопло;

7 – головний нерухомий контакт; 8 – головний рухливий контакт; 9 – компресійний циліндр; 10 – клапан наповнення; 11 – нерухомий поршень;

Автокомпресійний дугогасильний пристрій (Auto-Puffen™)

Дугогасильні пристрої автокомпресійного типу (Auto-Puffen™) демонструють свої розрахункові переваги, головним чином, при відімкненні великих струмів (наприклад, номінального струму КЗ). На початку процесу відімкнення, автокомпресійний дугогасильний пристрій починає працювати в такий же спосіб, як і компресійний. Розбіжності у принципі їхньої дії при відімкненні великих і малих струмів проявляються тільки після появи дуги. Коли дугогасильні контакти роз'єднуються, запалюється дуга між рухомим і нерухомим дугогасильними контактами. Під час горіння дуги вона до певної міри блокує потік елегазу через сопло.

Палаюча дуга характеризується дуже високою температурою й потужним випромінюванням тепла й починає нагрівати елегаз в обмеженому газовому об'ємі. Таким чином, тиск усередині як автокомпресійного, так і компресійного об'єму зростає як через підвищення температури від дуги, так і внаслідок стискання газу в загальному просторі між компресійним циліндром і нерухомим поршнем. Тиск газу в автокомпресійному об'ємі продовжує підвищуватися доти, поки не стане досить високим для того, щоб закрити спеціальний автокомпресійний клапан. Весь елегаз, необхідний для гасіння дуги, тепер обмежений у замкнутому автокомпресійному об'ємі, і його тиск у цьому об'ємі може додатково підвищуватися тільки через нагрівання дугою. Приблизно в той самий час тиск газу в нижньому компресійному об'ємі досягає рівня, достатнього для відкривання клапана скидання надлишкового тиску. Оскільки елегаз із компресійного об'єму йде через клапан скидання надлишкового тиску, це знижує потребу в додатковій робочій енергії привода, яка необхідна, щоб подолати стиск елегазу при одночасному збереженні швидкості розходження контактів, що необхідно для безперебійного витримування напруги, яка відновлюється на контактах.

При відімкненні малих струмів автокомпресійний дугогасильний пристрій працює, по суті, аналогічно компресійним пристроям, тому що створюваний тиск

елегазу недостатній для закриття спеціального автокомпресійного клапана. У результаті верхній фіксований автокомпресійний об'єм і нижній автокомпресійний об'єм формують один загальний об'єм стиску. У цьому випадку тиск елегазу, необхідний для переривання дуги, досягається звичайним механічним способом від енергії привода, тобто як у звичайному компресійному пристрої дугогасіння. Однак, на відміну від компресійного пристрою, автокомпресійний пристрій має потребу в меншій енергії привода для механічного створення тиску елегазу при відімкненні струмів, менших від номінального значення струму КЗ (тобто порядку 20-30 %).

У розімкнутому положенні між нерухомим і рухомих контактом існує достатній ізоляційний проміжок, здатний забезпечити номінальну діелектричну міцність.

При операції вмикання відкривається клапан наповнення, й елегаз надходить як у нижній (компресійний), так і у верхній (автокомпресійний) об'єми пристрою дугогасіння. Оскільки для відімкнення малих струмів достатньо середнього рівня тиску елегазу, створюваного механічним способом, а для переривання великих струмів відімкнення використовується теплова енергія дуги, що створює додатковий тиск елегазу в обмеженому об'ємі, то для роботи автокомпресійного дугогасильного пристрою потрібна менша (приблизно на 50 %) робоча енергія привода, ніж для роботи компресійного пристрою гасіння дуги [8].

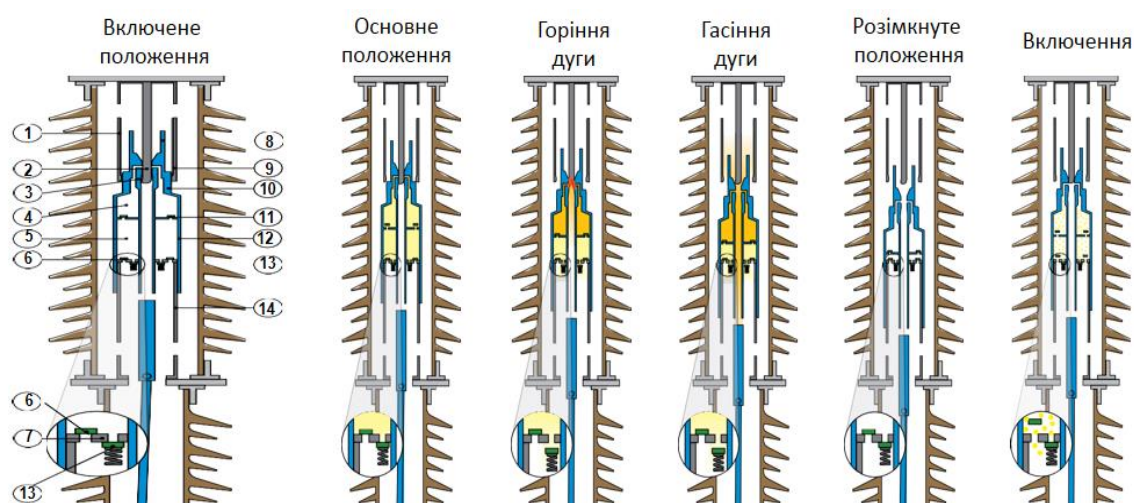


Рисунок 9.6 - Конструктивні особливості автокомпресійного (Auto-Puffer™) дугогасительного пристрою

1 – верхній струмопровід; 2 – нерухомий дугогасящий контакт; 3 – рухомий дугогасящий контакт; 4 – автокомпресійний обсяг; 5 – компресійний обсяг; 6 – клапан наповнення; 7 – нерухомий поршень; 8 – сопло; 9 – головний нерухомий контакт; 10 – головний рухомий контакт; 11 – клапан автокомпресії; 12 – компресійний циліндр; 13 – клапан скидання надлишкового тиску;

9.4 Дослідження пошкоджуваності елегазових комутаційних апаратів

В загальному обсязі пошкоджуваності елементів енергоустановок доля комутаційного обладнання складає, за різними оцінками від 30% до 50%. Найчастіше виходять з ладу наступні елементи вимикачів з використанням шестифтористої сірки:

- привід;
- дугогасильна камера;
- ущільнення;
- опірно-стрижнева ізоляція та вводи.



Рисунок 9.7 – Діаграма відмов елегазових вимикачів

Головною вимогою до вимикачів високої напруги, які встановлені в розподільних пристроях, є надійність. Говорячи про надійність вкажемо основні показники: інтенсивність відмов λ , 1/рік; період нормальної експлуатації T_0 , років (годин); ймовірність безвідмовної роботи $P(t)$. Від позитивного результату проведення відключення чи включення залежить подальша робота мережі [17].

Загалом комутаційним апаратам притаманні три стадії робочого циклу: перша стадія це припрацювання характерною ознакою є інтенсивність відказів викликаних за рахунок відхилення від вимог конструкторсько технологічної документації, друга стадія це нормальна експлуатація де притаманним є мінімальна і постійна інтенсивність раптових відмов та третя це старіння чи зношеність, де характерною ознакою є понаднормативний ресурс.

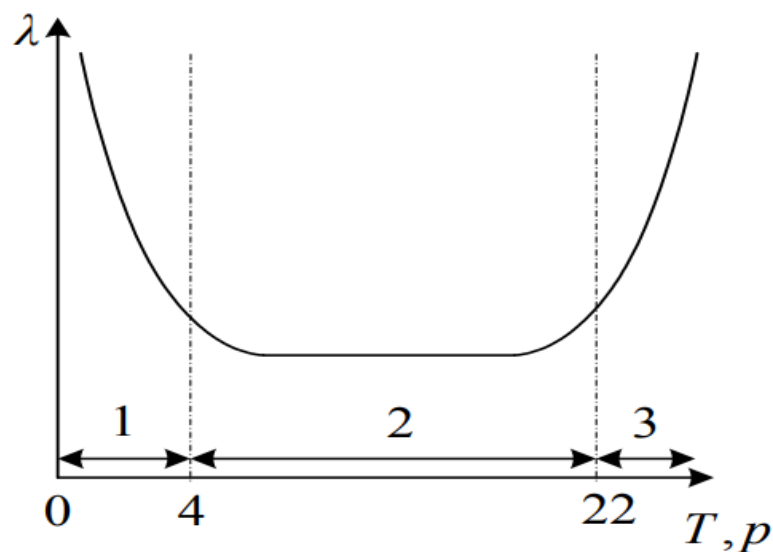


Рисунок 9.8 – Інтенсивність відмов високовольтних вимикачів (λ – інтенсивність відмов)

Виходячи з рис. 9.8 переважна кількість відмов вимикачів виникає на початку використання приладу, тобто це період припрацювання та по завершенню терміну експлуатації в так званий період старіння або зношеності відповідно до паспортного ресурсу.

В загальному термін використання вимикачів, які використовують шестифтористу сірку є не значним і є значно меншим ніж повітряних чи оливних, а й тому значення параметрів пошкоджуваності є набагато меншим. Практика з використання високовольного комутаційного обладнання показала, що вийти з ладу можуть як застарілі, так і нові типи і конструкції комутаційного обладнання (рис. 9.9).



Рисунок 9.9 – Діаграма відмов високовольтних вимикачів

Виходячи з вище наведеної діаграми видно, що кількість відказів елегазових вимикачів значно менша ніж тих самих аналогічних повітряних чи оливних, тому потрібно акцентувати увагу на модернізації та реконструкції застарілих технологій.

На 2014 рік в Південно-Західній електроенергетичній системі налічувалося близько 90 комутаційних апаратів з використанням електротехнічного газу. Внаслідок використання цих апаратів було зафіксовано такі пошкодження: витіки елегазу з газорозподільної системи, розірвання дугогасної камери внаслідок неуспішного АПВ; обрив скло епоксидних тяг в дугогасильній камері, згорання двигуна заведення пружини та електромагнітів включення та виключення, при експлуатації в бакових вимикачах блокувалися кола управління, внаслідок низької потужності та недостатньої надійності обігрівальних пристроїв бака, несправності

пристроїв сигналізації тиску елегазу, незадовільне обслуговування стало причиною втрати тиску дугогасильного середовища та інші [18].

Досить часто після подачі команди на увімкнення приводи вимикачів не закріплювалися в увімкненому положенні, причиною таких відмов був дисбаланс між пружинами, тобто недостатній натяг пружини для фіксації заціпки вимкнення.

Отже, проаналізувавши пошкоджуваність елегазових вимикачів на усіх етапах життєвого циклу можна сказати, щоб уникнути великої кількості відмов елегазових вимикачів, необхідно своєчасно та якісно проводити роботи з усуненням пошкоджень, що виникають на початковій стадії їх виникнення, так як ця стадія характеризується найбільшим числом елементів, що виходять з ладу.

9.5 Переваги

Вимикачі з використанням електротехнічного газу є досить перспективними завдяки відмінним хімічним, фізичним та електричним властивостям елегазу. До переваг віднесемо:

- Значна надійність елегазового вимикача, міжремонтний період становить до 15 років;

- Має гарну швидкодію при відключеннях;

- Широкий діапазон напруги;

- Повна вибухо- та пожежобезпека і можливість роботи в агресивних середовищах (обмеження тільки за ступенем зношування матеріалів, застосовуваних у конструкції приводу);

- Висока відключаюча здатність за особливо важких умов відключення (відключення невидалених коротких замикань і ін.);

- Відсутність викидів в атмосферу при гасінні дуги;

- Дугогасильні контакти підлягають мінімальному зносу;

- Легкий доступ до дугогасителів і простоти їх ревізії;

Відносно повітряних вимикачів мають невеликі габарити та масу вимикача, і як наслідок мінімальні динамічні навантаження на фундамент опори;

Відсутність шуму при роботі;

Можливість внутрішнього та зовнішнього встановлення.

9.6 Недоліки

До основних недоліків потрібно віднести по-перше високу вартість обладнання, по-друге при досить низьких температурах -40°C елегаз стає рідиною, що потребує систем підігріву комутаційного апарата, по-третє порівнюючи елегазовий вимикач з вакуумним він має відносно менше число комутацій та термін служби. Також, в останні роки обговорюється екологічна безпека елегазу, так як він належить до ряду фторидів. Додаткові витрати потрібні і на пристойі наповнення, перекачування та очищення шестифтористої сірки.

РОЗДІЛ 10

ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем грозозахисного обладнання.

Охорона праці призначена забезпечувати охорону життя, здоров'я та безпеку працівників, тимчасових працівників, персоналу підрядника, інших осіб на робочому місці на підприємстві, де їх перебування є дозволеним.

На підприємстві діяльність у сфері охорони праці складається з планування роботи, здійснення розробки і використання документації, розробки і впровадження заходів безпеки та інших дій, підтримання функціонування охорони праці, здійснення моніторингу і вимірювання показників у сфері охорони праці, проведення на постійній основі внутрішнього аудиту щодо підтвердження ефективності функціонування охорони праці, її поліпшення та вдосконалення, періодичного аналізування охорони праці.

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

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

Керівництво організації несе відповідальність перед робітниками за виконання чинних нормативних документів і взятих на себе обов'язків по заробітній платі й забезпеченню нормальних умов праці й відпочинку на

будівельному майданчику. Крім цього, керівництво вживає необхідних заходів для попередження порушень працівниками технологічної й виробничої дисципліни, а також громадського порядку. Також, повинні створюватись робітникам необхідні умови праці харчування та відпочинку. Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників, при виконанні робіт пов'язаних з монтажем вимикачів, сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при монтажі грозозахисного обладнання ФЕС. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою РП – 10 кВ.

10.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з монтажем ПЛЕП та РП

На основі аналізу літературних джерел [26] та викладеного матеріалу у підрозділі 11.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт електромережі повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [27]:

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини

- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- рухомі частини виробничого устаткування;
- вироби, що пересуваються, заготівки, матеріали;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищений рівень електричної енергії;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

11.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при монтажі обладнання ПЛЕП та РП

11.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;
- ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи;
- Регламент Комісії (ЄС) 2016/1388 від 17 серпня 2016 р., що встановлює мережевий кодекс із приєднання електроустановок до мереж;
- Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – К.: Міненерговугілля України, 2017.

Так як монтаж та налагодження пристроїв проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливляють помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огородженнях плакати безпеки [28].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

Для забезпечення електробезпеки на електропідстанції передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для

- безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.

10.3.2 Розрахунок захисного заземлення РП–10 кВ

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною

атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до -10 ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Розрахуємо заземлюючий пристрій для обладнання в РП -10 кВ.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 4$ м; $d_B = 0,025$ м; товщина стінки $\delta = 4$ мм; відстань між вертикальними заземлювачами $a = 4$ м., тобто $a / l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0,7$ м., $B_C = 40$ мм.

Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c,$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 200$ Ом·м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом·м

$K_c = 1,2$ – Коефіцієнт сезонності К с.в. для однорідної землі при вимірюванні її опору

$$\rho_{\text{розр.}} = 200 \cdot 1,2 = 240 \text{ (Ом·м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 10.1):

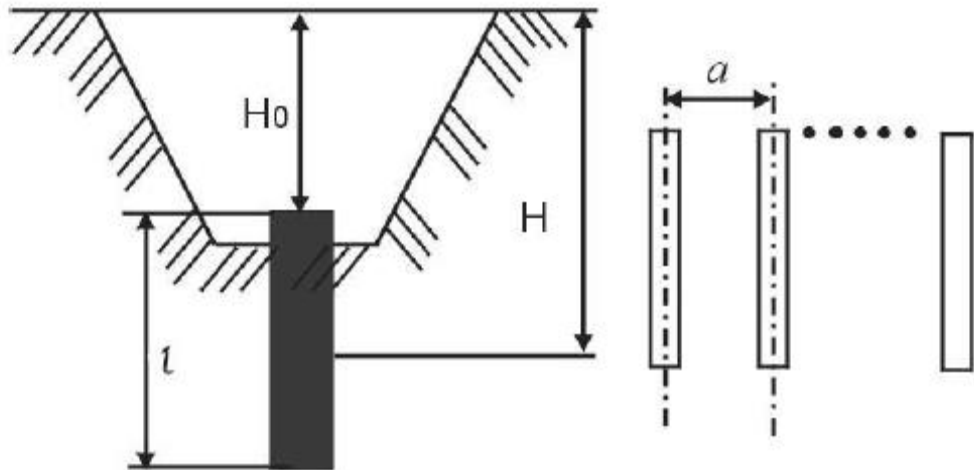


Рисунок 10.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2},$$

$$H = 0,7 + \frac{4}{2} = 2,7 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right);$$

$$R_B = 0,366 \frac{240}{4} \left(\lg \frac{2 \cdot 4}{0,025} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,7 + 4}{4 \cdot 2,7 - 4} \right) = 55,013 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

де η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{оп}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B};$$

$$n_{\text{ок}} = \frac{55,013}{4 \cdot 1} = 13,75; \text{ приймаємо } n_{\text{ок}} = 16 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a / l_B = 2, n = 11$. Приймаємо $\eta_B = 0,47$.

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{оп}} / \eta_B;$$

$$n_B = 16 / 0,47 = 34,04.$$

Приймаємо $n_B = 35$ шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 35$ без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B};$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{55,013}{35 \cdot 0,47} = 0,74 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n - 1);$$

$$L_c = 1,05 \cdot 4(4 - 1) = 12,6 \text{ (м)}.$$

За формулою, для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_0 \cdot B_c};$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{240}{12,6} \lg \frac{2 \cdot (12,6)^2}{2,7 \cdot 0,04} = 4,69.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a / l = 1, n = 16$. Приймаємо $\eta_\Gamma = 0,3$.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma};$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{4,69}{0,47} = 9,97 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}};$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{2,7 \cdot 9,97}{2,7 + 9,97} = 2,12 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

ВИСНОВКИ

В ході проведення роботи виконана задача про оптимізацію розвитку заданого фрагменту електричних мереж.

А саме: до існуючої схеми необхідно було під'єднати нових споживачів: вузли 601, 602 та 604 та СЕС (вузол 603). Відповідно до заданої категорії споживачів I та II було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою 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.

Надійність обладнання нових п/с та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності. Так для п/с Уланів (вузол 7) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин»

Для нових п/с 601, 602, 603, 604 обрали схему РП типу: “ місток із вимикачами у колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Виконана задача про проведення обрахунків та аналізу режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж. А саме: отримана мережа пройшла перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,36 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 282 047,86 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки $E(0.15)$ близький до $E_a'(0.2)$, та відносно швидкий термін окупності 8,1 років.

Виконана задача про дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Проаналізувавши сучасні тенденції розвитку світової енергетики, я дійшов висновку, що найважливішим завданням для розподільчих пристроїв є підвищення надійності. Вакуумні вимикачі в цьому відношенні кращі за масляні та маломасляні вимикачі. Тому масляні вимикачі зараз замінюються вакуумними. Останні також кращі за вагою та розмірами. Прийшовши до такого висновку, я вважаю, що найбільш ефективною заміною є використання вакуумних вимикачів в діапазоні напруг 6-35 кВ розподільчих мереж. Вакуумні вимикачі також доступні для класу напруги 110 кВ, але вони не настільки ефективні, як елегазові вимикачі в цьому класі напруги.

Використання елегазових вимикачів є дуже перспективним. Це пов'язано в основному з властивостями газу: коли дуга гасне, він розкладається на різні фториди, в той час як дуга фактично перетворюється на суміш фтору і сірки в одному атомі. Ця суміш негайно рекомбінує при зменшенні струму під час гасіння, утворюючи вихідний газ. Цей продукт дорогий, але переваги того варті.

Таким чином всі поставлені задачі для виконання даної роботи були виконані.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
3. Буряк В.М., Дейнеко Н.А Експлуатація високовольтних вимикачів. / В.М. Буряк, Н.А. Дейнеко. – Харків: ХНУМГ, 2016. –51 с.4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
8. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.
9. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Постанова НКРЕКП № 57 від 20.01.2020. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>.
10. 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.
11. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.
14. 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.
15. 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.
16. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.
17. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.
18. Кутін В. М. Досвід впровадження та забезпечення надійності елегазових вимикачів в умовах експлуатації / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, С. В. Мисенко // Наукові праці ВНТУ. – 2013. – № 1. – С. 1–7.
19. Досвід та перспективи експлуатації елегазових вимикачів у Південно-Західній енергетичній системі / Р. І. Михайлюк, С. В. Мисенко, В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко // Енергетика та електрифікація. – 2014. – № 3. – С. 34–37.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А Протокол перевірки

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом особливостей експлуатації комутаційного обладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Матвієнко С.В.
(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

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

Автор _____ Мельник В.Ю.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____ Вишневський С.Я
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

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)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ**

08-21.МКР.025.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.,

_____ Матвієнко С.В.

Магістрант групи 2ЕСМ-23м

_____ Мельник В.Ю.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження обладнання електричної підстанції.

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації комутаційного електрообладнання.;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів.

4. Вимоги до виконання МКР

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.08.24	30.08.24	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	01.01.24	09.09.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	10.09.24	05.10.24	
4	Аналіз особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання	06.10.24	30.10.24	
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	01.11.24	10.11.24	
6	Техніко-економічна частина	11.11.24	16.11.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.11.24	24.11.24	
8	Оформлення презентації	25.11.24	28.11.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. 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.

8. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

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

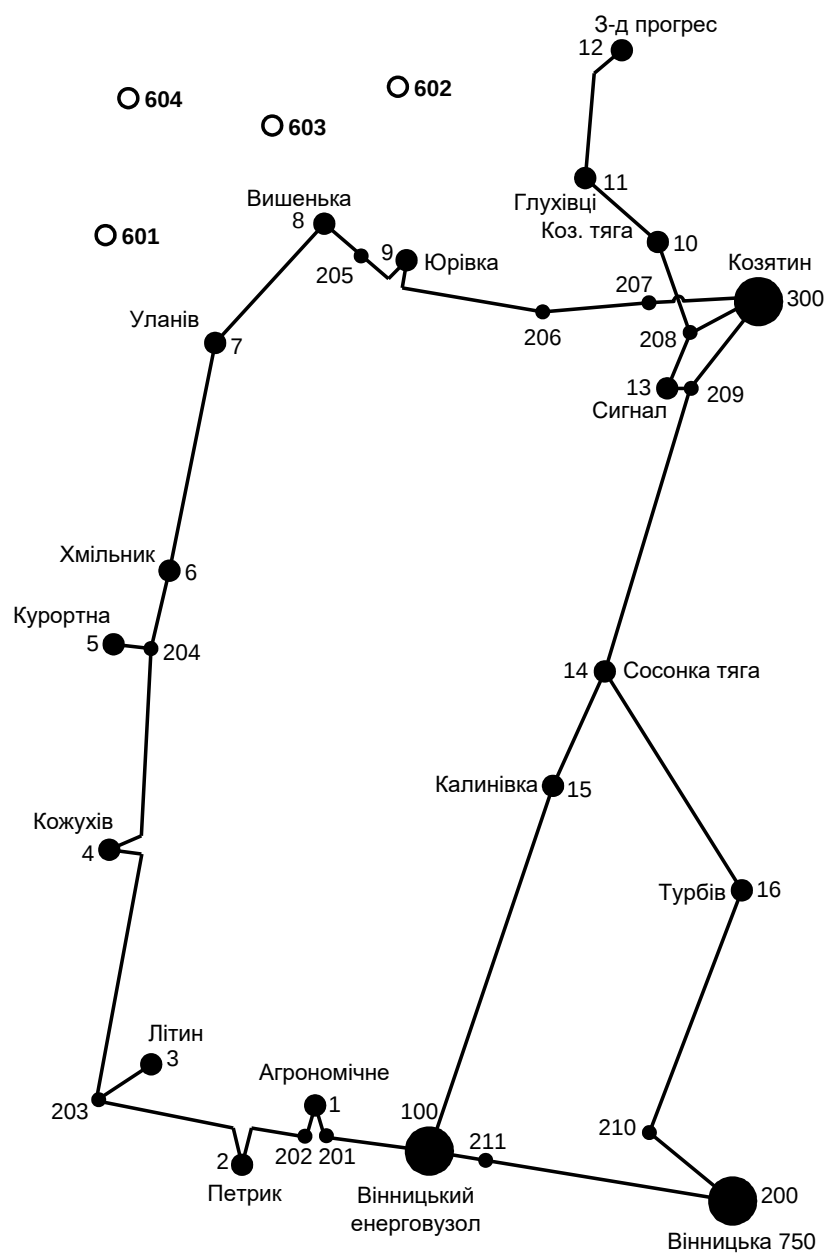


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

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 6400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 995 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 3,68 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 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (601)	Нова 2 (602)	СЕС (603)	Нова 4 (604)
Навантаження, МВт	9,1	14,2	11,5	9,1
cos φ	0,88	0,9	1,00	0,9
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	90	88	90	92	94	96	97	93	98	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	201	Вінницький енерговузол – 201	12,7	АС-95
201	1	201 – Агрономічне	2,8	АС-120
1	202	Агрономічне – 202	2,8	АС-120
202	2	202 – Петрик	16,3	АС-95
2	203	Петрик – 203	14,8	АС-95
203	3	203 – Літин	0,43	АС-95
203	4	203 – Кожухів	17,7	АС-95
4	204	Кожухів – 204	5,97	АС-95
204	5	204 – Курортна	1,8	АС-95
204	6	204 – Хмільник	10,4	АС-95
7	6	Уланів – Хмільник	22,5	АС-95
8	7	Вишенька – Уланів	22,4	АС-120
205	8	205 – Вишенька	10,3	АС-120
9	205	Юрівка – 205	6,6	АС-150
206	9	206 – Юрівка	20,8	АС-120
207	206	207 – 206	17,5	АС-150
300	207	Козятин – 207	3,1	АС-185
300	208	Козятин – 208	7,39	АС-185
208	10	208 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
208	13	208 – Сигнал	0,06	АС-185
209	13	209 – Сигнал	0,01	АС-185
300	209	Козятин – 209	7,45	АС-185
209	14	209 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
100	211	Вінницький енерговузол – 211	1,35	АС-150
211	200	211 – Вінницька 750	15,75	АС-150
200	210	Вінницька 750 – 210	5,2	АС-120
210	16	210 – Турбів	19,0	АС-120
16	14	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

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	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,89	$3,4 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,88	$3,2 + j1,73$	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,9	$3,8 + j1,84$	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,86	$2,6 + j1,54$	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,87	$4,3 + j2,44$	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,9	$6,7 + j3,24$	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	$2,4 + j1,3$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	$2,9 + j1,4$	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,87	$3,1 + j1,76$	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,9	$17,8 + j8,62$	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	$4,6 + j2,48$	ТДН-10000/110/10	2
12	Завод Прогрес	0,9	$6,5 + j3,15$	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,86	$8,2 + j4,87$	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,87	$11,4 + j6,46$	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,88	$6,6 + j3,56$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	$4,5 + j2,55$	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

ДОДАТОК В

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 6400.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 3155.4 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.700 МВт / 631.683 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 96.450 МВт / 617.280 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.494 МВт / 4.715 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.494 МВт / 4.715 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.511 МВт / 3.270 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.297 МВт / 0.937 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.808 МВт / 4.207 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 2.302 МВт / 8.922 МЛН.КВТ*Г (1.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВт	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-28.432	-14.092	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.729	-0.30
1	АГРОНОМІЧНЕ	0.000	0.000	108.481	-0.38
202	202	0.000	0.000	108.276	-0.44
2	ПЕТРИК	0.000	0.000	106.905	-0.77
203	203	0.000	0.000	106.040	-1.04
3	ЛІТИН	0.000	0.000	106.030	-1.04
4	КОЖУХІВ	0.000	0.000	105.228	-1.25
204	204	0.000	0.000	105.035	-1.30
5	КУРОРТНА	0.000	0.000	104.988	-1.31
6	ХМІЛЬНИК	0.000	0.000	104.962	-1.34
7	УЛАНІВ	0.000	0.000	105.666	-1.25
8	ВИШЕНЬКА	0.000	0.000	106.541	-1.03
205	205	0.000	0.000	107.098	-0.89
9	ЮРІВКА	0.000	0.000	107.404	-0.79
206	206	0.000	0.000	108.832	-0.42
207	207	0.000	0.000	109.843	-0.07
300	КОЗЯТИН	-58.947	-31.482	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	КОЗЯТИН ТЯГА	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	ЗАВОД ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.972	-4.09
1002		3.540	1.810	9.779	-4.72
2003		0.000	0.000	34.774	-2.77
1003		3.970	2.250	9.814	-3.79
1004		2.680	1.450	9.712	-4.31
1005		4.720	2.540	9.655	-4.75
2006		0.000	0.000	33.885	-4.88
1006		7.300	3.730	9.662	-4.82
1007		2.790	1.430	9.758	-4.40
1008		3.330	1.890	9.731	-4.77
2009		0.000	0.000	35.818	-1.17
1009		3.430	1.860	10.206	-1.43
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.814	-3.79

200102	0.000	0.000	25.529	-2.19
100102	0.000	0.000	10.129	-3.11
10011	5.040	2.590	10.131	-2.57
100112	0.000	0.000	10.131	-2.57
10012	6.650	3.770	9.930	-3.91
20013	0.000	0.000	35.885	-2.19
10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	103.869	-2.77
6006	0.000	0.000	101.216	-4.88
9009	0.000	0.000	106.989	-1.17
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
3	3003	1.511	0.979	1.509	0.914	0.002	0.065	0.010	2.266
3003	1003	1.509	0.914	1.506	0.876	0.002	0.038	0.010	1.368
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.166	-0.000
3	10032	2.473	1.539	2.462	1.372	0.011	0.166	0.016	3.631
100	201	21.076	10.218	20.886	9.989	0.189	0.228	0.123	1.272
201	1	20.886	10.232	20.852	10.182	0.034	0.050	0.123	0.249
1	202	17.394	8.256	17.371	8.222	0.024	0.034	0.102	0.205
202	2	17.371	8.519	17.199	8.312	0.171	0.206	0.103	1.378
203	4	9.544	4.328	9.487	4.259	0.057	0.068	0.057	0.820
4	204	6.787	2.901	6.777	2.889	0.010	0.012	0.040	0.195
204	6	2.024	0.167	2.023	0.166	0.001	0.002	0.011	0.074
6	7	-5.332	-3.833	-5.361	-3.868	0.029	0.035	-0.036	-0.708
7	8	-8.173	-4.894	-8.222	-4.966	0.049	0.071	-0.052	-0.882
8	205	-11.580	-6.727	-11.624	-6.790	0.044	0.063	-0.072	-0.562
205	9	-11.624	-6.528	-11.645	-6.567	0.021	0.039	-0.072	-0.308
9	206	-15.125	-8.380	-15.271	-8.591	0.145	0.210	-0.093	-1.436
206	207	-15.271	-7.976	-15.363	-8.144	0.092	0.168	-0.091	-1.014
207	300	-15.363	-7.802	-15.376	-7.831	0.013	0.029	-0.090	-0.157
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
300	208	21.915	11.895	21.851	11.752	0.064	0.143	0.131	0.552
208	13	-7.409	-3.826	-7.409	-3.827	0.000	0.000	-0.044	-0.001
13	209	-16.491	-9.485	-16.491	-9.485	0.000	0.000	-0.100	-0.001
209	300	-21.593	-11.614	-21.657	-11.755	0.063	0.140	-0.129	-0.550
209	14	5.102	3.018	5.079	2.968	0.022	0.050	0.031	0.830
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000

150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
14	16	-6.455	-1.804	-6.470	-1.827	0.015	0.022	-0.036	-0.339
16	210	-11.242	-4.245	-11.305	-4.336	0.062	0.090	-0.064	-0.823
210	200	-11.305	-3.944	-11.321	-3.968	0.017	0.024	-0.063	-0.218
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
100	211	0.000	-0.261	0.000	-0.261	0.000	0.000	0.001	-0.001
211	200	-0.000	0.022	-0.000	0.022	0.000	0.000	-0.000	0.001
1	1001	3.447	1.953	3.428	1.659	0.019	0.293	0.021	4.482
6006	2006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
204	5	4.753	2.987	4.751	2.985	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1005	4.739	2.930	4.717	2.538	0.022	0.390	0.031	4.361
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.635	4.005	2.634	0.000	0.000	0.026	0.010
6	6006	7.331	4.326	7.313	3.728	0.018	0.596	0.047	4.085
2	203	13.629	6.585	13.549	6.469	0.080	0.116	0.082	0.873
9	9009	3.429	1.909	3.428	1.879	0.001	0.030	0.021	0.427
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.293
8	1008	3.349	2.201	3.328	1.889	0.021	0.311	0.022	5.136
7	1007	2.802	1.637	2.788	1.429	0.014	0.207	0.018	3.928
6006	1006	7.313	3.728	7.295	3.728	0.018	0.000	0.047	0.187
4	1004	2.692	1.647	2.678	1.449	0.013	0.198	0.017	3.945
2	1002	3.560	2.142	3.538	1.809	0.022	0.332	0.022	5.002

ДОДАТОК Г

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після приєднання нових споживачів

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6400.0 год

Час втрат: 3155.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 138.606 МВт / 887.078 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.870 МВт / 856.768 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.950 МВт / 12.463 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.950 МВт / 12.463 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.501 МВт / 3.205 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.342 МВт / 1.079 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.843 МВт / 4.284 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.793 МВт / 16.747 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг. вузол	-36.036	-19.705	105.000	0.00
201	201	0.000	0.000	103.102	-0.42
1	Агрономічне	0.000	0.000	102.730	-0.52
202	202	0.000	0.000	102.405	-0.61
2	Петрик	0.000	0.000	100.254	-1.10
203	203	0.000	0.000	98.781	-1.53
3	Літин	0.000	0.000	98.771	-1.53
4	Кожухів	0.000	0.000	97.190	-1.92
204	204	0.000	0.000	96.744	-2.03
5	Курортна	0.000	0.000	96.692	-2.04
6	Хмільник	0.000	0.000	96.258	-2.17
7	Уланів	0.000	0.000	96.161	-2.25
8	Вишенька	0.000	0.000	97.057	-1.98
205	205	0.000	0.000	97.645	-1.80
9	Юрівка	0.000	0.000	97.967	-1.68
206	206	0.000	0.000	101.758	-0.89
207	207	0.000	0.000	104.552	-0.14
300	Козятин	-77.953	-48.844	105.000	0.00
208	208	0.000	0.000	104.416	-0.24
10	Козятин тяга	0.000	0.000	103.088	-0.79
11	Глухівці	0.000	0.000	102.721	-0.94
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	102.234	-1.13
13	Сигнал	0.000	0.000	104.418	-0.24
209	209	0.000	0.000	104.418	-0.24
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	103.543	-0.57
15	Калинівка	0.000	0.000	103.568	-0.58
211	211	0.000	0.000	105.001	-0.00
200	200	-11.336	-4.093	105.000	0.00
210	210	0.000	0.000	104.769	-0.09
16	Турбів	0.000	0.000	103.901	-0.41
1001		3.430	1.660	9.395	-4.68
1002		3.540	1.810	9.106	-5.63
2003		0.000	0.000	32.280	-3.54
1003		3.970	2.250	9.091	-4.73

1004	2.680	1.450	8.909	-5.53
1005	4.720	2.540	8.822	-6.13
2006	0.000	0.000	30.832	-6.41
1006	7.300	3.730	8.788	-6.34
1007	2.790	1.430	8.807	-6.10
1008	3.330	1.890	8.768	-6.53
2009	0.000	0.000	32.645	-2.14
1009	3.430	1.860	9.297	-2.45
20010	0.000	0.000	24.289	-2.41
10010	17.170	7.820	9.627	-3.42
10032	0.000	0.000	9.092	-4.73
200102	0.000	0.000	24.289	-2.41
100102	0.000	0.000	9.628	-3.43
10011	5.040	2.590	9.630	-2.83
100112	0.000	0.000	9.631	-2.83
10012	6.650	3.770	9.417	-4.32
20013	0.000	0.000	34.159	-2.41
10013	9.010	4.860	9.720	-2.66
200132	0.000	0.000	34.159	-2.41
100132	0.000	0.000	9.721	-2.66
20014	0.000	0.000	24.331	-2.33
10014	11.800	6.050	9.724	-2.31
200142	0.000	0.000	24.331	-2.33
100142	0.000	0.000	9.724	-2.31
20015	0.000	0.000	34.300	-1.67
10015	6.870	3.330	9.756	-2.08
200152	0.000	0.000	34.300	-1.67
100152	0.000	0.000	9.756	-2.08
20016	0.000	0.000	34.326	-1.61
10016	4.720	2.540	9.773	-1.88
200162	0.000	0.000	34.325	-1.61
100162	0.000	0.000	9.774	-1.88
3003	0.000	0.000	96.420	-3.54
6006	0.000	0.000	92.096	-6.41
9009	0.000	0.000	97.511	-2.14
100010	0.000	0.000	101.576	-2.41
1000102	0.000	0.000	101.576	-2.41
130013	0.000	0.000	101.789	-2.70
1300132	0.000	0.000	102.276	-2.12
140014	0.000	0.000	101.751	-2.33
1400142	0.000	0.000	101.758	-2.33
150015	0.000	0.000	102.124	-2.11
1500152	0.000	0.000	102.476	-1.68
160016	0.000	0.000	102.583	-1.63
1600162	0.000	0.000	102.292	-1.91
601	10.510	5.670	95.911	-2.40
602	16.400	7.940	96.896	-2.05
603	-13.280	0.000	96.594	-2.02
604	10.510	5.090	96.062	-2.32
601001	0.000	0.000	9.174	-2.40
602001	0.000	0.000	9.268	-2.05
603001	0.000	0.000	9.239	-2.02
604001	0.000	0.000	9.188	-2.32

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	3003	1.512	0.996	1.509	0.920	0.003	0.076	0.011	2.500
3003	1003	1.509	0.920	1.506	0.876	0.003	0.044	0.011	1.508
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.179	-0.000
3	10032	2.474	1.566	2.462	1.372	0.013	0.193	0.017	4.005
100	201	28.683	15.723	28.276	15.233	0.405	0.488	0.180	1.901
201	1	28.276	15.452	28.202	15.345	0.074	0.107	0.180	0.373
1	202	24.743	13.379	24.687	13.297	0.056	0.082	0.158	0.326
202	2	24.687	13.562	24.280	13.073	0.406	0.488	0.159	2.164
203	4	16.482	8.689	16.274	8.439	0.207	0.249	0.109	1.611
4	204	13.572	7.001	13.524	6.942	0.048	0.058	0.091	0.452
204	6	8.768	4.111	8.734	4.069	0.034	0.041	0.058	0.495

6	7	1.375	-0.107	1.374	-0.109	0.002	0.002	0.008	0.101
7	8	-8.010	-4.281	-8.064	-4.359	0.054	0.078	-0.054	-0.912
8	205	-11.426	-6.267	-11.476	-6.340	0.050	0.072	-0.077	-0.598
205	9	-11.476	-6.121	-11.500	-6.166	0.025	0.045	-0.077	-0.328
9	206	-32.732	-22.921	-33.666	-24.274	0.931	1.348	-0.235	-3.821
206	207	-33.666	-23.737	-34.269	-24.839	0.600	1.097	-0.233	-2.806
207	300	-34.269	-24.529	-34.355	-24.719	0.085	0.189	-0.232	-0.448
9	602	17.760	15.097	17.661	14.819	0.098	0.277	0.137	1.091
602	603	1.257	7.115	1.250	7.093	0.008	0.021	0.043	0.301
603	604	14.511	7.312	14.469	7.195	0.041	0.117	0.097	0.551
604	601	3.955	2.325	3.952	2.316	0.003	0.009	0.028	0.156
601	7	-6.562	-3.125	-6.571	-3.150	0.009	0.025	-0.044	-0.260
15	150015	3.160	1.590	3.157	1.484	0.003	0.106	0.020	1.507
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.557	0.001	0.013	-0.009	-0.355
20015	200152	-1.517	-0.557	-1.517	-0.557	0.000	0.000	-0.027	-0.000
1500152	200152	1.517	0.557	1.517	0.557	0.000	0.000	0.009	0.022
15	1500152	3.720	1.971	3.718	1.879	0.002	0.091	0.023	1.130
1500152	100152	2.200	1.322	2.200	1.300	0.001	0.022	0.014	0.497
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.151	0.000
150015	10015	4.673	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.029	0.122
300	209	21.670	11.991	21.599	11.835	0.070	0.156	0.136	0.582
209	14	5.095	3.074	5.070	3.018	0.025	0.055	0.033	0.879
14	15	-0.366	-1.106	-0.366	-1.106	0.000	0.000	-0.006	-0.024
15	100	-7.294	-4.089	-7.353	-4.220	0.059	0.130	-0.047	-1.438
14	140014	5.907	3.265	5.900	3.029	0.006	0.235	0.038	1.871
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.912	3.253	5.906	3.017	0.006	0.235	0.038	1.865
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.038	0.087
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.393	0.001
140014	10014	5.897	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.038	0.087
16	160016	1.621	0.918	1.619	0.873	0.002	0.046	0.010	1.356
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.006	0.053
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.019	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.006	-0.006	-0.255
16	1600162	3.108	1.785	3.105	1.676	0.003	0.108	0.020	1.663
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.026	0.108
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.273	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.420
14	16	-6.463	-1.860	-6.480	-1.885	0.017	0.025	-0.037	-0.360
16	210	-11.249	-4.344	-11.318	-4.444	0.069	0.100	-0.067	-0.871
210	200	-11.318	-4.087	-11.336	-4.114	0.018	0.027	-0.066	-0.231
13	130013	5.110	2.972	5.101	2.681	0.009	0.290	0.033	2.741
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.006	-0.411	0.000	0.006	-0.006	-0.265
20013	200132	-1.006	-0.411	-1.006	-0.411	0.000	0.000	-0.018	-0.000
1300132	200132	1.006	0.417	1.006	0.411	0.000	0.006	0.006	0.265
13	1300132	3.923	2.404	3.918	2.227	0.005	0.176	0.025	2.210
1300132	100132	2.912	1.810	2.911	1.771	0.002	0.039	0.019	0.686
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.202	0.000
130013	10013	6.106	3.086	6.094	3.086	0.012	0.000	0.039	0.159
209	13	16.504	9.570	16.504	9.570	0.000	0.000	0.105	0.001
13	208	7.424	3.892	7.424	3.892	0.000	0.000	0.046	0.002
208	300	-21.857	-11.975	-21.929	-12.134	0.071	0.158	-0.138	-0.585
11	10011	2.524	1.405	2.518	1.295	0.006	0.109	0.016	2.143
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.169	-0.000
11	100112	2.525	1.403	2.519	1.293	0.006	0.109	0.016	2.141
10	100010	8.594	4.401	8.587	4.096	0.007	0.303	0.054	1.591
100010	10010	8.579	4.119	8.571	3.930	0.007	0.188	0.054	1.016
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.564	-0.001
1000102	100102	8.596	4.074	8.589	3.885	0.007	0.188	0.054	1.007
10	1000102	8.595	4.401	8.588	4.096	0.007	0.304	0.054	1.592
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
100	211	0.000	-0.238	0.000	-0.238	0.000	0.000	0.001	-0.001
211	200	-0.000	0.020	-0.000	0.020	0.000	0.000	-0.000	0.001
6	6006	7.339	4.451	7.317	3.728	0.021	0.720	0.051	4.668
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.317	3.728	7.295	3.728	0.021	0.000	0.051	0.202
4	1004	2.694	1.685	2.678	1.449	0.016	0.235	0.019	4.424

2	1002	3.563	2.193	3.538	1.809	0.025	0.383	0.024	5.489
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601	601001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.281	16.174	29.062	15.688	0.218	0.484	0.185	1.337
10	11	11.804	6.777	11.780	6.722	0.025	0.054	0.076	0.371
604	604001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
603	603001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	9009	3.429	1.920	3.429	1.883	0.001	0.036	0.023	0.482
11	12	6.706	4.156	6.688	4.115	0.018	0.041	0.044	0.493
12	10012	6.672	4.290	6.646	3.768	0.026	0.521	0.045	4.038
9009	2009	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.429	1.883	3.428	1.859	0.001	0.024	0.023	0.331
204	5	4.756	3.057	4.754	3.054	0.002	0.002	0.034	0.052
5	1005	4.743	3.007	4.717	2.538	0.026	0.467	0.033	4.929
203	3	4.005	2.664	4.004	2.664	0.000	0.000	0.028	0.010
2	203	20.708	11.244	20.487	10.924	0.220	0.319	0.135	1.489
1	1001	3.450	1.990	3.428	1.659	0.022	0.330	0.022	4.831
602	602001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1008	3.353	2.273	3.328	1.889	0.025	0.383	0.024	5.920
7	1007	2.805	1.684	2.788	1.429	0.017	0.254	0.020	4.531

ДОДАТОК Д

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6400.0 год
Час втрат: 3155.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 139.146 МВт / 890.534 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.870 МВт / 856.768 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.494 МВт / 14.181 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.494 МВт / 14.181 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.450 МВт / 2.881 млн.кВт*г
Втрати на в. в трансформаторах: 0.386 МВт / 1.217 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.836 МВт / 4.097 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.330 МВт / 18.278 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-36.276	-20.566	100.000	0.00
201	201	0.000	0.000	97.959	-0.45
1	Агрономічне	0.000	0.000	97.559	-0.56
202	202	0.000	0.000	97.209	-0.66
2	Петрик	0.000	0.000	94.897	-1.19
203	203	0.000	0.000	93.312	-1.67
3	Літин	0.000	0.000	93.301	-1.67
4	Кожухів	0.000	0.000	91.602	-2.10
204	204	0.000	0.000	91.123	-2.22
5	Курортна	0.000	0.000	91.068	-2.23
6	Хмільник	0.000	0.000	90.602	-2.37
7	Уланів	0.000	0.000	90.503	-2.47
8	Вишенька	0.000	0.000	91.465	-2.17
205	205	0.000	0.000	92.099	-1.98
9	Юрівка	0.000	0.000	92.448	-1.84
206	206	0.000	0.000	96.512	-0.97
207	207	0.000	0.000	99.517	-0.15
300	Козятин	-78.236	-50.339	100.000	0.00
208	208	0.000	0.000	99.380	-0.26
10	Козятин тяга	0.000	0.000	97.970	-0.87
11	Глухівці	0.000	0.000	97.579	-1.04
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	97.060	-1.24
13	Сигнал	0.000	0.000	99.381	-0.26
209	209	0.000	0.000	99.382	-0.26
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	98.453	-0.63
15	Калинівка	0.000	0.000	98.479	-0.63
211	211	0.000	0.000	100.001	-0.00
200	200	-11.354	-4.246	100.000	0.00
210	210	0.000	0.000	99.754	-0.10
16	Турбів	0.000	0.000	98.833	-0.45
1001		3.430	1.660	8.872	-5.20
1002		3.540	1.810	8.559	-6.28
2003		0.000	0.000	30.392	-3.92
1003		3.970	2.250	8.543	-5.27
1004		2.680	1.450	8.346	-6.18
1005		4.720	2.540	8.251	-6.88
2006		0.000	0.000	28.829	-7.20
1006		7.300	3.730	8.214	-7.12
1007		2.790	1.430	8.236	-6.84
1008		3.330	1.890	8.193	-7.34
2009		0.000	0.000	30.788	-2.36
1009		3.430	1.860	8.765	-2.70
20010		0.000	0.000	23.043	-2.66
10010		17.170	7.820	9.123	-3.79
10032		0.000	0.000	8.544	-5.27
200102		0.000	0.000	23.043	-2.66
100102		0.000	0.000	9.124	-3.79

10011	5.040	2.590	9.127	-3.13
100112	0.000	0.000	9.128	-3.13
10012	6.650	3.770	8.899	-4.80
20013	0.000	0.000	32.426	-2.67
10013	9.010	4.860	9.223	-2.94
200132	0.000	0.000	32.426	-2.67
100132	0.000	0.000	9.224	-2.94
20014	0.000	0.000	23.090	-2.58
10014	11.800	6.050	9.227	-2.55
200142	0.000	0.000	23.090	-2.58
100142	0.000	0.000	9.227	-2.55
20015	0.000	0.000	32.575	-1.84
10015	6.870	3.330	9.261	-2.30
200152	0.000	0.000	32.575	-1.84
100152	0.000	0.000	9.261	-2.30
20016	0.000	0.000	32.603	-1.78
10016	4.720	2.540	9.279	-2.08
200162	0.000	0.000	32.603	-1.78
100162	0.000	0.000	9.280	-2.08
3003	0.000	0.000	90.781	-3.92
6006	0.000	0.000	86.112	-7.20
9009	0.000	0.000	91.963	-2.36
100010	0.000	0.000	96.364	-2.66
1000102	0.000	0.000	96.364	-2.66
130013	0.000	0.000	96.601	-2.99
1300132	0.000	0.000	97.114	-2.34
140014	0.000	0.000	96.559	-2.58
1400142	0.000	0.000	96.566	-2.58
150015	0.000	0.000	96.954	-2.33
1500152	0.000	0.000	97.325	-1.85
160016	0.000	0.000	97.442	-1.80
1600162	0.000	0.000	97.134	-2.11
601	10.510	5.670	90.240	-2.64
602	16.400	7.940	91.302	-2.25
603	-13.280	0.000	90.974	-2.21
604	10.510	5.090	90.403	-2.56
601001	0.000	0.000	8.631	-2.64
602001	0.000	0.000	8.733	-2.25
603001	0.000	0.000	8.701	-2.21
604001	0.000	0.000	8.647	-2.56

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.513	1.012	1.509	0.926	0.003	0.086	0.011	2.693
3003	1003	1.509	0.926	1.506	0.876	0.003	0.050	0.011	1.624
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.190	-0.000
3	10032	2.476	1.592	2.462	1.372	0.015	0.219	0.018	4.314
100	201	28.923	16.472	28.458	15.913	0.463	0.557	0.192	2.044
201	1	28.458	16.111	28.374	15.989	0.084	0.122	0.192	0.401
1	202	24.914	13.980	24.849	13.886	0.065	0.094	0.169	0.352
202	2	24.849	14.126	24.383	13.566	0.463	0.558	0.169	2.327
203	4	16.551	8.971	16.313	8.685	0.237	0.285	0.116	1.732
4	204	13.610	7.186	13.555	7.119	0.055	0.067	0.097	0.486
204	6	8.796	4.200	8.757	4.153	0.039	0.047	0.062	0.531
6	7	1.394	-0.159	1.393	-0.161	0.002	0.002	0.009	0.105
7	8	-8.015	-4.385	-8.077	-4.474	0.061	0.089	-0.058	-0.981
8	205	-11.441	-6.479	-11.499	-6.562	0.057	0.083	-0.083	-0.645
205	9	-11.499	-6.368	-11.527	-6.420	0.028	0.051	-0.082	-0.356
9	206	-32.748	-23.434	-33.814	-24.978	1.062	1.538	-0.251	-4.098
206	207	-33.814	-24.494	-34.502	-25.753	0.685	1.253	-0.249	-3.019
207	300	-34.502	-25.472	-34.600	-25.690	0.098	0.216	-0.248	-0.483
9	602	17.754	15.320	17.642	15.004	0.112	0.315	0.146	1.169
602	603	1.240	7.275	1.231	7.250	0.009	0.025	0.047	0.325
603	604	14.493	7.444	14.446	7.311	0.047	0.132	0.103	0.593
604	601	3.933	2.416	3.929	2.406	0.004	0.010	0.029	0.169
601	7	-6.583	-3.061	-6.594	-3.089	0.010	0.028	-0.046	-0.275
15	150015	3.161	1.602	3.157	1.484	0.003	0.117	0.021	1.599
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.517	-0.558	0.001	0.015	-0.010	-0.377
20015	200152	-1.517	-0.558	-1.517	-0.558	0.000	0.000	-0.029	-0.000
1500152	200152	1.517	0.558	1.517	0.558	0.000	0.000	0.010	0.023
15	1500152	3.721	1.984	3.718	1.883	0.003	0.101	0.025	1.199
1500152	100152	2.201	1.324	2.200	1.300	0.001	0.024	0.015	0.526
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.159	0.000
150015	10015	4.674	2.027	4.666	2.027	0.007	0.000	0.030	0.128
300	209	21.688	12.252	21.610	12.078	0.078	0.174	0.144	0.619
209	14	5.089	3.131	5.061	3.069	0.028	0.061	0.035	0.933

14	15	-0.362	-1.099	-0.362	-1.100	0.000	0.000	-0.007	-0.025
15	100	-7.287	-4.164	-7.353	-4.309	0.065	0.145	-0.049	-1.527
14	140014	5.908	3.291	5.901	3.029	0.007	0.261	0.040	1.986
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.914	3.279	5.906	3.017	0.007	0.261	0.040	1.979
1400142	100142	5.910	3.007	5.903	3.007	0.007	0.000	0.040	0.092
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.414	0.001
140014	10014	5.898	3.039	5.890	3.039	0.007	0.000	0.040	0.092
16	160016	1.622	0.925	1.620	0.874	0.002	0.051	0.011	1.436
160016	20016	1.031	0.406	1.030	0.406	0.001	0.000	0.007	0.055
20016	200162	1.030	0.406	1.030	0.406	0.000	0.000	0.020	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.406	0.000	0.007	-0.007	-0.270
16	1600162	3.109	1.797	3.105	1.676	0.004	0.120	0.021	1.761
1600162	100162	4.135	2.076	4.129	2.076	0.006	0.000	0.027	0.113
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.287	0.000
160016	10016	0.589	0.468	0.588	0.463	0.000	0.005	0.004	0.443
14	16	-6.471	-1.919	-6.490	-1.947	0.019	0.027	-0.040	-0.382
16	210	-11.257	-4.447	-11.334	-4.558	0.077	0.111	-0.071	-0.924
210	200	-11.334	-4.235	-11.354	-4.265	0.021	0.030	-0.070	-0.246
13	130013	5.112	3.004	5.102	2.681	0.010	0.323	0.034	2.911
130013	20013	-1.006	-0.405	-1.006	-0.412	0.000	0.007	-0.006	-0.282
20013	200132	-1.006	-0.412	-1.006	-0.412	0.000	0.000	-0.019	-0.000
1300132	200132	1.006	0.419	1.006	0.412	0.000	0.007	0.006	0.282
13	1300132	3.925	2.429	3.919	2.233	0.006	0.195	0.027	2.347
1300132	100132	2.912	1.814	2.911	1.771	0.002	0.043	0.020	0.728
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.213	0.000
130013	10013	6.108	3.086	6.094	3.086	0.014	0.000	0.041	0.167
209	13	16.520	9.679	16.520	9.679	0.000	0.000	0.111	0.001
13	208	7.442	3.973	7.442	3.973	0.000	0.000	0.049	0.002
208	300	-21.868	-12.221	-21.947	-12.398	0.080	0.176	-0.145	-0.622
11	10011	2.525	1.418	2.518	1.295	0.007	0.122	0.017	2.280
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.179	-0.000
11	100112	2.526	1.416	2.519	1.293	0.007	0.122	0.017	2.277
10	100010	8.596	4.457	8.588	4.117	0.008	0.338	0.057	1.698
100010	10010	8.580	4.140	8.571	3.930	0.008	0.209	0.057	1.084
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.595	-0.001
1000102	100102	8.597	4.095	8.589	3.885	0.008	0.209	0.057	1.074
10	1000102	8.597	4.457	8.589	4.118	0.008	0.338	0.057	1.699
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
100	211	0.000	-0.216	0.000	-0.216	0.000	0.000	0.001	-0.001
211	200	-0.000	0.018	-0.000	0.018	0.000	0.000	-0.000	0.001
6	6006	7.345	4.556	7.320	3.728	0.025	0.825	0.055	5.090
6006	2006	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6006	1006	7.320	3.728	7.295	3.728	0.025	0.000	0.055	0.214
4	1004	2.696	1.718	2.678	1.449	0.018	0.268	0.020	4.792
2	1002	3.567	2.244	3.538	1.809	0.029	0.433	0.026	5.930
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601	601001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
208	10	29.309	16.472	29.065	15.929	0.244	0.540	0.195	1.420
10	11	11.810	6.917	11.783	6.856	0.027	0.061	0.081	0.395
604	604001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
603	603001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9	9009	3.430	1.927	3.429	1.886	0.001	0.041	0.025	0.515
11	12	6.710	4.241	6.689	4.195	0.021	0.046	0.047	0.526
12	10012	6.675	4.353	6.646	3.768	0.030	0.583	0.047	4.321
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.886	3.428	1.859	0.001	0.027	0.025	0.353
204	5	4.759	3.119	4.756	3.116	0.002	0.003	0.036	0.056
5	1005	4.747	3.074	4.717	2.538	0.029	0.534	0.036	5.359
203	3	4.005	2.695	4.005	2.694	0.000	0.000	0.030	0.011
2	203	20.809	11.649	20.557	11.283	0.251	0.364	0.145	1.603
1	1001	3.453	2.031	3.428	1.659	0.025	0.370	0.024	5.184
602	602001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	3.357	2.329	3.328	1.889	0.029	0.438	0.026	6.442
7	1007	2.808	1.721	2.788	1.429	0.019	0.291	0.021	4.928

ДОДАТОК Ж

Результати розрахунку післяаварійного режиму після розвитку ЕМ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6400.0 год
Час втрат: 3155.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 137.824 МВт / 882.071 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.870 МВт / 856.768 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.129 МВт / 9.874 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.129 МВт / 9.874 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.609 МВт / 3.899 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.276 МВт / 0.870 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.885 МВт / 4.769 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.014 МВт / 14.644 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосвузол	-35.680	-18.226	115.000	0.00
201	201	0.000	0.000	113.335	-0.36
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.010	-0.45
202	202	0.000	0.000	112.726	-0.53
2	Петрик	0.000	0.000	110.838	-0.94
203	203	0.000	0.000	109.547	-1.31
3	Літин	0.000	0.000	109.538	-1.31
4	Кожухів	0.000	0.000	108.149	-1.63
204	204	0.000	0.000	107.756	-1.72
5	Курортна	0.000	0.000	107.710	-1.73
6	Хмільник	0.000	0.000	107.327	-1.84
7	Уланів	0.000	0.000	107.239	-1.90
8	Вишенька	0.000	0.000	108.026	-1.67
205	205	0.000	0.000	108.540	-1.53
9	Юрівка	0.000	0.000	108.819	-1.43
206	206	0.000	0.000	112.162	-0.76
207	207	0.000	0.000	114.610	-0.12
300	Козятин	-77.555	-46.275	115.000	0.00
208	208	0.000	0.000	114.478	-0.20
10	Козятин тяга	0.000	0.000	113.287	-0.67
11	Глухівці	0.000	0.000	112.959	-0.79
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.525	-0.94
13	Сигнал	0.000	0.000	114.480	-0.20
209	209	0.000	0.000	114.480	-0.20
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.697	-0.48
15	Калинівка	0.000	0.000	113.720	-0.49
211	211	0.000	0.000	115.001	-0.00
200	200	-11.309	-3.801	115.000	0.00
210	210	0.000	0.000	114.794	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	114.016	-0.35
1001		3.430	1.660	10.425	-3.86
1002		3.540	1.810	10.174	-4.61
2003		0.000	0.000	35.975	-2.93
1003		3.970	2.250	10.161	-3.88
1004		2.680	1.450	10.003	-4.52
1005		4.720	2.540	9.927	-4.99
2006		0.000	0.000	34.710	-5.21
1006		7.300	3.730	9.898	-5.16
1007		2.790	1.430	9.914	-4.96
1008		3.330	1.890	9.881	-5.30
2009		0.000	0.000	36.294	-1.80
1009		3.430	1.860	10.343	-2.05
20010		0.000	0.000	26.765	-2.00
10010		17.170	7.820	10.626	-2.83
10032		0.000	0.000	10.162	-3.88

200102	0.000	0.000	26.765	-2.00
100102	0.000	0.000	10.627	-2.83
10011	5.040	2.590	10.629	-2.34
100112	0.000	0.000	10.629	-2.34
10012	6.650	3.770	10.439	-3.56
20013	0.000	0.000	37.606	-2.00
10013	9.010	4.860	10.709	-2.20
200132	0.000	0.000	37.606	-2.00
100132	0.000	0.000	10.709	-2.20
20014	0.000	0.000	26.801	-1.94
10014	11.800	6.050	10.712	-1.92
200142	0.000	0.000	26.801	-1.94
100142	0.000	0.000	10.713	-1.92
20015	0.000	0.000	37.735	-1.39
10015	6.870	3.330	10.741	-1.73
200152	0.000	0.000	37.735	-1.39
100152	0.000	0.000	10.742	-1.73
20016	0.000	0.000	37.756	-1.34
10016	4.720	2.540	10.756	-1.56
200162	0.000	0.000	37.756	-1.34
100162	0.000	0.000	10.757	-1.56
3003	0.000	0.000	107.457	-2.93
6006	0.000	0.000	103.679	-5.21
9009	0.000	0.000	108.410	-1.80
100010	0.000	0.000	111.932	-2.00
1000102	0.000	0.000	111.932	-2.00
130013	0.000	0.000	112.108	-2.24
1300132	0.000	0.000	112.550	-1.76
140014	0.000	0.000	112.078	-1.94
1400142	0.000	0.000	112.084	-1.94
150015	0.000	0.000	112.415	-1.75
1500152	0.000	0.000	112.733	-1.40
160016	0.000	0.000	112.825	-1.35
1600162	0.000	0.000	112.560	-1.59
601	10.510	5.670	107.011	-2.01
602	16.400	7.940	107.873	-1.73
603	-13.280	0.000	107.611	-1.70
604	10.510	5.090	107.141	-1.95
601001	0.000	0.000	10.235	-2.01
602001	0.000	0.000	10.318	-1.73
603001	0.000	0.000	10.293	-1.70
604001	0.000	0.000	10.248	-1.95

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.972	1.508	0.912	0.002	0.061	0.009	2.193
3003	1003	1.508	0.912	1.506	0.876	0.002	0.035	0.009	1.324
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.160	-0.000
3	10032	2.472	1.527	2.462	1.372	0.010	0.155	0.015	3.515
100	201	28.322	14.457	28.001	14.071	0.319	0.384	0.159	1.667
201	1	28.001	14.335	27.943	14.251	0.058	0.084	0.160	0.327
1	202	24.487	12.352	24.442	12.288	0.044	0.064	0.140	0.285
202	2	24.442	12.610	24.122	12.225	0.319	0.384	0.141	1.899
203	4	16.374	8.204	16.211	8.008	0.163	0.196	0.096	1.414
4	204	13.511	6.677	13.472	6.631	0.038	0.046	0.080	0.398
204	6	8.720	3.942	8.693	3.909	0.027	0.032	0.051	0.435
6	7	1.339	-0.047	1.337	-0.048	0.001	0.001	0.007	0.092
7	8	-8.003	-4.096	-8.046	-4.157	0.042	0.061	-0.048	-0.800
8	205	-11.404	-5.897	-11.443	-5.954	0.039	0.057	-0.068	-0.521
205	9	-11.443	-5.684	-11.462	-5.719	0.019	0.035	-0.068	-0.284
9	206	-32.722	-22.000	-33.460	-23.069	0.735	1.064	-0.209	-3.367
206	207	-33.460	-22.416	-33.934	-23.283	0.472	0.863	-0.207	-2.457
207	300	-33.934	-22.911	-34.002	-23.060	0.067	0.149	-0.206	-0.390
9	602	17.779	14.697	17.701	14.476	0.078	0.220	0.122	0.962
602	603	1.294	6.828	1.288	6.812	0.006	0.016	0.037	0.261
603	604	14.546	7.083	14.513	6.990	0.033	0.093	0.087	0.484
604	601	3.997	2.173	3.994	2.166	0.002	0.007	0.024	0.134
601	7	-6.522	-3.221	-6.530	-3.241	0.007	0.020	-0.039	-0.235
15	150015	3.159	1.572	3.156	1.484	0.003	0.087	0.018	1.354
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.554	0.001	0.011	-0.008	-0.318
20015	200152	-1.516	-0.554	-1.516	-0.554	0.000	0.000	-0.025	-0.000
1500152	200152	1.517	0.554	1.516	0.554	0.000	0.000	0.008	0.020
15	1500152	3.719	1.948	3.717	1.873	0.002	0.075	0.021	1.016
1500152	100152	2.200	1.318	2.200	1.300	0.001	0.018	0.013	0.447
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.137	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.026	0.111

300	209	21.647	11.539	21.590	11.411	0.057	0.127	0.123	0.521
209	14	5.109	2.963	5.088	2.917	0.020	0.045	0.030	0.786
14	15	-0.374	-1.124	-0.375	-1.124	0.000	0.000	-0.006	-0.022
15	100	-7.310	-3.948	-7.359	-4.055	0.048	0.106	-0.042	-1.284
14	140014	5.905	3.224	5.899	3.029	0.005	0.194	0.034	1.680
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.910	3.212	5.904	3.017	0.005	0.194	0.034	1.674
1400142	100142	5.908	3.007	5.903	3.007	0.005	0.000	0.034	0.080
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.356	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.005	0.000	0.034	0.079
16	160016	1.620	0.909	1.619	0.871	0.001	0.038	0.009	1.221
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.048
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.017	0.000
1600162	200162	-1.029	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.005	-0.006	-0.229
16	1600162	3.107	1.766	3.104	1.676	0.003	0.089	0.018	1.498
1600162	100162	4.133	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.024	0.098
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.248	0.000
160016	10016	0.589	0.466	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.379
14	16	-6.448	-1.750	-6.462	-1.771	0.014	0.020	-0.034	-0.321
16	210	-11.237	-4.151	-11.294	-4.233	0.056	0.082	-0.061	-0.780
210	200	-11.294	-3.804	-11.309	-3.826	0.015	0.022	-0.060	-0.206
13	130013	5.106	2.921	5.099	2.681	0.007	0.239	0.030	2.456
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.410	0.000	0.005	-0.006	-0.237
20013	200132	-1.005	-0.410	-1.005	-0.410	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.415	1.005	0.410	0.000	0.005	0.006	0.237
13	1300132	3.922	2.364	3.917	2.218	0.004	0.145	0.023	1.982
1300132	100132	2.912	1.803	2.910	1.771	0.001	0.032	0.018	0.616
100132	10013	2.910	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.183	0.000
130013	10013	6.104	3.086	6.094	3.086	0.010	0.000	0.035	0.145
209	13	16.481	9.420	16.481	9.420	0.000	0.000	0.096	0.001
13	208	7.397	3.773	7.397	3.773	0.000	0.000	0.042	0.001
208	300	-21.847	-11.547	-21.906	-11.677	0.058	0.129	-0.124	-0.523
11	10011	2.523	1.385	2.518	1.295	0.005	0.090	0.015	1.917
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.154	-0.000
11	100112	2.524	1.383	2.519	1.293	0.005	0.090	0.015	1.915
10	100010	8.591	4.312	8.585	4.062	0.006	0.249	0.049	1.415
100010	10010	8.577	4.085	8.571	3.930	0.006	0.154	0.049	0.904
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.511	-0.001
1000102	100102	8.594	4.040	8.589	3.885	0.006	0.154	0.049	0.896
10	1000102	8.592	4.313	8.587	4.063	0.006	0.249	0.049	1.415
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
100	211	0.000	-0.285	0.000	-0.285	0.000	0.000	0.001	-0.001
211	200	-0.000	0.024	-0.000	0.024	0.000	0.000	-0.000	0.001
6	6006	7.329	4.298	7.312	3.728	0.017	0.568	0.046	4.022
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.312	3.728	7.295	3.728	0.017	0.000	0.046	0.182
4	1004	2.691	1.636	2.678	1.449	0.012	0.186	0.017	3.850
2	1002	3.558	2.117	3.538	1.809	0.020	0.306	0.022	4.794
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601	601001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.244	15.689	29.064	15.291	0.179	0.397	0.167	1.198
10	11	11.798	6.535	11.778	6.490	0.020	0.044	0.069	0.330
604	604001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
603	603001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9009	3.429	1.908	3.428	1.879	0.001	0.029	0.021	0.429
11	12	6.701	4.014	6.686	3.980	0.015	0.033	0.040	0.439
12	10012	6.667	4.193	6.646	3.768	0.021	0.424	0.040	3.578
9009	2009	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.428	1.879	3.428	1.859	0.001	0.020	0.021	0.294
204	5	4.753	2.969	4.751	2.967	0.002	0.002	0.030	0.046
5	1005	4.737	2.909	4.717	2.538	0.020	0.369	0.030	4.266
203	3	4.005	2.624	4.005	2.624	0.000	0.000	0.025	0.009
2	203	20.553	10.554	20.380	10.302	0.173	0.251	0.120	1.304
1	1001	3.446	1.928	3.428	1.659	0.018	0.268	0.020	4.261
602	602001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	3.348	2.191	3.328	1.889	0.020	0.301	0.021	5.118
7	1007	2.802	1.631	2.788	1.429	0.013	0.201	0.017	3.918

ДОДАТОК 3

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6400.0 год

Час втрат: 3155.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 138.174 МВт / 884.311 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.870 МВт / 856.768 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.503 МВт / 11.052 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.503 МВт / 11.052 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.554 МВт / 3.545 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.966 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.860 МВт / 4.510 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.362 МВт / 15.562 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницькийенерговузол	-35.841	-18.933	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.226	-0.39
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.879	-0.48
202	202	0.000	0.000	107.576	-0.57
2	Петрик	0.000	0.000	105.564	-1.02
203	203	0.000	0.000	104.189	-1.41
3	Літин	0.000	0.000	104.179	-1.41
4	Кожухів	0.000	0.000	102.700	-1.77
204	204	0.000	0.000	102.283	-1.87
5	Курортна	0.000	0.000	102.234	-1.88
6	Хмільник	0.000	0.000	101.827	-1.99
7	Уланів	0.000	0.000	101.734	-2.06
8	Вишенька	0.000	0.000	102.572	-1.81
205	205	0.000	0.000	103.120	-1.66
9	Юрівка	0.000	0.000	103.420	-1.54
206	206	0.000	0.000	106.973	-0.82
207	207	0.000	0.000	109.583	-0.13
300	Козятин	-77.731	-47.503	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	Калинівка	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.912	-4.24
1002		3.540	1.810	9.644	-5.08
2003		0.000	0.000	34.139	-3.21
1003		3.970	2.250	9.630	-4.27
1004		2.680	1.450	9.461	-4.98
1005		4.720	2.540	9.379	-5.51
2006		0.000	0.000	32.789	-5.76
1006		7.300	3.730	9.348	-5.70
1007		2.790	1.430	9.365	-5.48
1008		3.330	1.890	9.330	-5.86
2009		0.000	0.000	34.479	-1.96
1009		3.430	1.860	9.823	-2.23
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.630	-4.27
200102		0.000	0.000	25.529	-2.19
100102		0.000	0.000	10.129	-3.11

10011	5.040	2.590	10.131	-2.57
100112	0.000	0.000	10.131	-2.57
10012	6.650	3.770	9.930	-3.91
20013	0.000	0.000	35.885	-2.19
10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	101.972	-3.21
6006	0.000	0.000	97.941	-5.76
9009	0.000	0.000	102.989	-1.96
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74
601	10.510	5.670	101.496	-2.19
602	16.400	7.940	102.415	-1.88
603	-13.280	0.000	102.134	-1.85
604	10.510	5.090	101.635	-2.12
601001	0.000	0.000	9.708	-2.19
602001	0.000	0.000	9.796	-1.88
603001	0.000	0.000	9.769	-1.85
604001	0.000	0.000	9.721	-2.12

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.983	1.509	0.916	0.003	0.067	0.010	2.335
3003	1003	1.509	0.916	1.506	0.876	0.003	0.039	0.010	1.409
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.169	-0.000
3	10032	2.473	1.545	2.462	1.372	0.011	0.172	0.016	3.742
100	201	28.486	15.059	28.126	14.626	0.358	0.431	0.169	1.777
201	1	28.126	14.867	28.061	14.772	0.065	0.094	0.169	0.348
1	202	24.604	12.843	24.554	12.770	0.050	0.072	0.148	0.304
202	2	24.554	13.063	24.194	12.631	0.358	0.431	0.149	2.023
203	4	16.424	8.436	16.241	8.215	0.183	0.220	0.102	1.506
4	204	13.540	6.833	13.497	6.781	0.043	0.052	0.085	0.423
204	6	8.743	4.025	8.712	3.988	0.030	0.036	0.054	0.463
6	7	1.357	-0.071	1.355	-0.072	0.001	0.002	0.008	0.097
7	8	-8.006	-4.185	-8.054	-4.254	0.048	0.069	-0.051	-0.852
8	205	-11.413	-6.075	-11.458	-6.139	0.044	0.064	-0.073	-0.557
205	9	-11.458	-5.896	-11.479	-5.935	0.022	0.039	-0.072	-0.305
9	206	-32.724	-22.447	-33.551	-23.645	0.824	1.193	-0.221	-3.580
206	207	-33.551	-23.051	-34.083	-24.025	0.530	0.970	-0.219	-2.621
207	300	-34.083	-23.685	-34.159	-23.852	0.075	0.167	-0.218	-0.417
9	602	17.768	14.891	17.681	14.644	0.087	0.246	0.129	1.022
602	603	1.276	6.967	1.269	6.949	0.007	0.018	0.040	0.279
603	604	14.529	7.194	14.492	7.089	0.037	0.104	0.091	0.516
604	601	3.976	2.245	3.973	2.237	0.003	0.008	0.026	0.144
601	7	-6.542	-3.177	-6.550	-3.200	0.008	0.022	-0.041	-0.247
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
300	209	21.657	11.755	21.593	11.614	0.063	0.140	0.129	0.550
209	14	5.102	3.018	5.079	2.968	0.022	0.050	0.031	0.830

14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
14	16	-6.455	-1.804	-6.470	-1.827	0.015	0.022	-0.036	-0.339
16	210	-11.242	-4.245	-11.305	-4.336	0.062	0.090	-0.064	-0.823
210	200	-11.305	-3.944	-11.321	-3.968	0.017	0.024	-0.063	-0.218
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
209	13	16.491	9.485	16.491	9.485	0.000	0.000	0.100	0.001
13	208	7.409	3.827	7.409	3.826	0.000	0.000	0.044	0.001
208	300	-21.851	-11.752	-21.915	-11.895	0.064	0.143	-0.131	-0.552
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.536	-0.001
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
100	211	0.000	-0.261	0.000	-0.261	0.000	0.000	0.001	-0.001
211	200	-0.000	0.022	-0.000	0.022	0.000	0.000	-0.000	0.001
6	6006	7.334	4.367	7.314	3.728	0.019	0.637	0.048	4.318
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.314	3.728	7.295	3.728	0.019	0.000	0.048	0.191
4	1004	2.692	1.658	2.678	1.449	0.014	0.208	0.018	4.115
2	1002	3.561	2.151	3.538	1.809	0.023	0.341	0.023	5.116
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601	601001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
604	604001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
603	603001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9	9009	3.429	1.913	3.429	1.881	0.001	0.032	0.022	0.454
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.311
204	5	4.754	3.008	4.752	3.006	0.002	0.002	0.032	0.049
5	1005	4.740	2.953	4.717	2.538	0.023	0.413	0.031	4.571
203	3	4.005	2.641	4.004	2.641	0.000	0.000	0.027	0.010
2	203	20.624	10.883	20.429	10.601	0.194	0.281	0.127	1.391
1	1001	3.448	1.957	3.428	1.659	0.020	0.297	0.021	4.527
602	602001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	3.350	2.228	3.328	1.889	0.022	0.338	0.023	5.486
7	1007	2.803	1.655	2.788	1.429	0.015	0.225	0.018	4.199

ДОДАТОК К

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6400.0 год

Час втрат: 3155.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 121.968 МВт / 780.592 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 117.470 МВт / 751.808 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.720 МВт / 11.739 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.720 МВт / 11.739 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.526 МВт / 3.366 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.307 МВт / 0.970 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.833 МВт / 4.336 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.554 МВт / 16.075 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-38.373	-19.361	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.110	-0.44
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.742	-0.55
202	202	0.000	0.000	107.418	-0.65
2	Петрик	0.000	0.000	105.262	-1.17
203	203	0.000	0.000	103.779	-1.63
3	Літин	0.000	0.000	103.769	-1.63
4	Кожухів	0.000	0.000	102.141	-2.07
204	204	0.000	0.000	101.674	-2.21
5	Курортна	0.000	0.000	101.625	-2.22
6	Хмільник	0.000	0.000	101.134	-2.38
7	Уланів	0.000	0.000	100.869	-2.56
8	Вишенька	0.000	0.000	103.108	-1.97
205	205	0.000	0.000	104.304	-1.66
9	Юрівка	0.000	0.000	104.967	-1.44
206	206	0.000	0.000	107.704	-0.75
207	207	0.000	0.000	109.687	-0.12
300	Козятин	-72.273	-40.199	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	Калинівка	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.898	-4.31
1002		3.540	1.810	9.613	-5.25
2003		0.000	0.000	33.998	-3.44
1003		3.970	2.250	9.589	-4.51
1004		2.680	1.450	9.405	-5.33
1005		4.720	2.540	9.318	-5.90
2006		0.000	0.000	32.547	-6.20
1006		7.300	3.730	9.279	-6.14
1007		2.790	1.430	9.279	-6.04
1008		3.330	1.890	9.384	-5.98
2009		0.000	0.000	34.999	-1.84
1009		3.430	1.860	9.972	-2.11
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.590	-4.52
200102		0.000	0.000	25.529	-2.19
100102		0.000	0.000	10.129	-3.11
10011		5.040	2.590	10.131	-2.57
100112		0.000	0.000	10.131	-2.57
10012		6.650	3.770	9.930	-3.91

20013	0.000	0.000	35.885	-2.19
10013	9.010	4.860	10.215	-2.41
200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	101.552	-3.44
6006	0.000	0.000	97.216	-6.20
9009	0.000	0.000	104.542	-1.84
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74
601	10.510	5.670	100.077	-3.00
604	10.510	5.090	99.737	-3.19
601001	0.000	0.000	9.572	-3.00
604001	0.000	0.000	9.540	-3.19

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.984	1.509	0.916	0.003	0.068	0.010	2.358
3003	1003	1.509	0.916	1.506	0.876	0.003	0.039	0.010	1.423
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.169	-0.000
3	10032	2.473	1.547	2.462	1.372	0.012	0.174	0.016	3.779
100	201	31.017	15.486	30.601	14.985	0.415	0.499	0.182	1.893
201	1	30.601	15.226	30.525	15.116	0.075	0.109	0.182	0.370
1	202	27.068	13.185	27.009	13.100	0.059	0.085	0.161	0.326
202	2	27.009	13.392	26.585	12.882	0.422	0.508	0.162	2.171
203	4	18.775	8.619	18.543	8.341	0.231	0.277	0.115	1.663
4	204	15.842	6.953	15.785	6.885	0.056	0.068	0.098	0.475
204	6	11.031	4.121	10.985	4.065	0.046	0.055	0.067	0.552
6	7	3.629	-0.008	3.620	-0.019	0.010	0.011	0.021	0.279
7	8	-20.327	-11.678	-20.654	-12.151	0.326	0.471	-0.134	-2.280
8	205	-24.013	-13.964	-24.215	-14.256	0.201	0.291	-0.155	-1.212
205	9	-24.215	-14.007	-24.315	-14.190	0.099	0.182	-0.155	-0.674
9	206	-27.792	-16.009	-28.317	-16.769	0.523	0.757	-0.176	-2.761
206	207	-28.317	-16.167	-28.654	-16.783	0.336	0.614	-0.174	-1.992
207	300	-28.654	-16.442	-28.702	-16.548	0.048	0.106	-0.174	-0.314
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
20010	200102	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.001	0.000
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
100102	10010	8.589	3.885	8.588	3.885	0.000	0.000	0.536	0.001
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
300	208	21.915	11.895	21.851	11.752	0.064	0.143	0.131	0.552
208	13	-7.409	-3.826	-7.409	-3.827	0.000	0.000	-0.044	-0.001
13	209	-16.491	-9.485	-16.491	-9.485	0.000	0.000	-0.100	-0.001
209	14	5.102	3.018	5.079	2.968	0.022	0.050	0.031	0.830
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070

1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000
1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
14	16	-6.455	-1.804	-6.470	-1.827	0.015	0.022	-0.036	-0.339
16	210	-11.242	-4.245	-11.305	-4.336	0.062	0.090	-0.064	-0.823
210	200	-11.305	-3.944	-11.321	-3.968	0.017	0.024	-0.063	-0.218
209	300	-21.593	-11.614	-21.657	-11.755	0.063	0.140	-0.129	-0.550
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
10013	100132	-2.910	-1.771	-2.911	-1.771	0.000	0.000	-0.192	-0.000
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
200132	20013	1.005	0.411	1.005	0.411	0.000	0.000	0.017	0.000
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
200	211	0.000	-0.022	0.000	-0.022	0.000	0.000	0.000	-0.001
211	100	-0.000	0.261	-0.000	0.261	0.000	0.000	-0.001	0.001
9009	2009	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9009	1009	3.429	1.880	3.428	1.859	0.001	0.021	0.022	0.305
4	1004	2.692	1.661	2.678	1.449	0.014	0.211	0.018	4.172
8	1008	3.350	2.224	3.328	1.889	0.022	0.334	0.022	5.467
7	1007	2.804	1.659	2.788	1.429	0.015	0.229	0.019	4.295
7	601	21.135	10.729	21.049	10.486	0.086	0.242	0.135	0.827
604	604001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601	601001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6	6006	7.334	4.376	7.315	3.728	0.019	0.646	0.049	4.400
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.315	3.728	7.295	3.728	0.019	0.000	0.049	0.192
2	1002	3.561	2.154	3.538	1.809	0.023	0.343	0.023	5.153
1	1001	3.448	1.958	3.428	1.659	0.020	0.297	0.021	4.542
601	604	10.534	5.065	10.515	5.012	0.019	0.053	0.067	0.358
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
204	5	4.754	3.013	4.752	3.011	0.002	0.002	0.032	0.050
5	1005	4.740	2.958	4.717	2.538	0.023	0.418	0.032	4.642
3003	2003	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
203	3	4.005	2.643	4.004	2.642	0.000	0.000	0.027	0.010
2	203	23.015	11.131	22.779	10.789	0.235	0.340	0.140	1.503
9	9009	3.429	1.912	3.429	1.880	0.001	0.031	0.022	0.445

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 6400.0 год

Час втрат: 3155.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 138.174 МВт / 884.311 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 133.870 МВт / 856.768 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.503 МВт / 11.052 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.503 МВт / 11.052 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.554 МВт / 3.545 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.966 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.860 МВт / 4.510 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.362 МВт / 15.562 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосполучення	-35.841	-18.933	110.000	0.00
201	201	0.000	0.000	108.226	-0.39
1	Агрономічне	0.000	0.000	107.879	-0.48
202	202	0.000	0.000	107.576	-0.57
2	Петрик	0.000	0.000	105.564	-1.02
203	203	0.000	0.000	104.189	-1.41
3	Літин	0.000	0.000	104.179	-1.41
4	Кожухів	0.000	0.000	102.700	-1.77
204	204	0.000	0.000	102.283	-1.87
5	Курортна	0.000	0.000	102.234	-1.88
6	Хмільник	0.000	0.000	101.827	-1.99
7	Уланів	0.000	0.000	101.734	-2.06
8	Вишенька	0.000	0.000	102.572	-1.81
205	205	0.000	0.000	103.120	-1.66
9	Юрівка	0.000	0.000	103.420	-1.54
206	206	0.000	0.000	106.973	-0.82
207	207	0.000	0.000	109.583	-0.13
300	Козятин	-77.731	-47.503	110.000	0.00
208	208	0.000	0.000	109.449	-0.22
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.193	-0.73
11	Глухівці	0.000	0.000	107.847	-0.86
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.388	-1.03
13	Сигнал	0.000	0.000	109.450	-0.22
209	209	0.000	0.000	109.451	-0.22
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.624	-0.53
15	Калинівка	0.000	0.000	108.648	-0.53
211	211	0.000	0.000	110.001	-0.00
200	200	-11.321	-3.946	110.000	0.00
210	210	0.000	0.000	109.782	-0.08
16	Турбів	0.000	0.000	108.961	-0.38
1001		3.430	1.660	9.912	-4.24
1002		3.540	1.810	9.644	-5.08
2003		0.000	0.000	34.139	-3.21
1003		3.970	2.250	9.630	-4.27
1004		2.680	1.450	9.461	-4.98
1005		4.720	2.540	9.379	-5.51
2006		0.000	0.000	32.789	-5.76
1006		7.300	3.730	9.348	-5.70
1007		2.790	1.430	9.365	-5.48
1008		3.330	1.890	9.330	-5.86
2009		0.000	0.000	34.479	-1.96
1009		3.430	1.860	9.823	-2.23
20010		0.000	0.000	25.529	-2.19
10010		17.170	7.820	10.128	-3.11
10032		0.000	0.000	9.630	-4.27
200102		0.000	0.000	25.529	-2.19
100102		0.000	0.000	10.129	-3.11
10011		5.040	2.590	10.131	-2.57
100112		0.000	0.000	10.131	-2.57
10012		6.650	3.770	9.930	-3.91
20013		0.000	0.000	35.885	-2.19
10013		9.010	4.860	10.215	-2.41

200132	0.000	0.000	35.885	-2.19
100132	0.000	0.000	10.216	-2.41
20014	0.000	0.000	25.568	-2.12
10014	11.800	6.050	10.219	-2.10
200142	0.000	0.000	25.568	-2.12
100142	0.000	0.000	10.219	-2.10
20015	0.000	0.000	36.019	-1.52
10015	6.870	3.330	10.250	-1.89
200152	0.000	0.000	36.020	-1.52
100152	0.000	0.000	10.250	-1.89
20016	0.000	0.000	36.043	-1.47
10016	4.720	2.540	10.265	-1.71
200162	0.000	0.000	36.043	-1.47
100162	0.000	0.000	10.266	-1.71
3003	0.000	0.000	101.972	-3.21
6006	0.000	0.000	97.941	-5.76
9009	0.000	0.000	102.989	-1.96
100010	0.000	0.000	106.764	-2.19
1000102	0.000	0.000	106.764	-2.19
130013	0.000	0.000	106.958	-2.45
1300132	0.000	0.000	107.420	-1.93
140014	0.000	0.000	106.923	-2.12
1400142	0.000	0.000	106.929	-2.12
150015	0.000	0.000	107.277	-1.92
1500152	0.000	0.000	107.611	-1.53
160016	0.000	0.000	107.710	-1.48
1600162	0.000	0.000	107.433	-1.74
601	10.510	5.670	101.496	-2.19
602	16.400	7.940	102.415	-1.88
603	-13.280	0.000	102.134	-1.85
604	10.510	5.090	101.635	-2.12
601001	0.000	0.000	9.708	-2.19
602001	0.000	0.000	9.796	-1.88
603001	0.000	0.000	9.769	-1.85
604001	0.000	0.000	9.721	-2.12

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
3	3003	1.511	0.983	1.509	0.916	0.003	0.067	0.010	2.335
3003	1003	1.509	0.916	1.506	0.876	0.003	0.039	0.010	1.409
1003	10032	-2.461	-1.372	-2.462	-1.372	0.000	0.000	-0.169	-0.000
3	10032	2.473	1.545	2.462	1.372	0.011	0.172	0.016	3.742
100	201	28.486	15.059	28.126	14.626	0.358	0.431	0.169	1.777
201	1	28.126	14.867	28.061	14.772	0.065	0.094	0.169	0.348
1	202	24.604	12.843	24.554	12.770	0.050	0.072	0.148	0.304
202	2	24.554	13.063	24.194	12.631	0.358	0.431	0.149	2.023
203	4	16.424	8.436	16.241	8.215	0.183	0.220	0.102	1.506
4	204	13.540	6.833	13.497	6.781	0.043	0.052	0.085	0.423
204	6	8.743	4.025	8.712	3.988	0.030	0.036	0.054	0.463
6	7	1.357	-0.071	1.355	-0.072	0.001	0.002	0.008	0.097
7	8	-8.006	-4.185	-8.054	-4.254	0.048	0.069	-0.051	-0.852
8	205	-11.413	-6.075	-11.458	-6.139	0.044	0.064	-0.073	-0.557
205	9	-11.458	-5.896	-11.479	-5.935	0.022	0.039	-0.072	-0.305
9	206	-32.724	-22.447	-33.551	-23.645	0.824	1.193	-0.221	-3.580
206	207	-33.551	-23.051	-34.083	-24.025	0.530	0.970	-0.219	-2.621
207	300	-34.083	-23.685	-34.159	-23.852	0.075	0.167	-0.218	-0.417
9	602	17.768	14.891	17.681	14.644	0.087	0.246	0.129	1.022
602	603	1.276	6.967	1.269	6.949	0.007	0.018	0.040	0.279
603	604	14.529	7.194	14.492	7.089	0.037	0.104	0.091	0.516
604	601	3.976	2.245	3.973	2.237	0.003	0.008	0.026	0.144
601	7	-6.542	-3.177	-6.550	-3.200	0.008	0.022	-0.041	-0.247
15	150015	3.159	1.580	3.156	1.484	0.003	0.096	0.019	1.426
150015	20015	-1.516	-0.543	-1.516	-0.555	0.001	0.012	-0.009	-0.335
20015	200152	-1.516	-0.555	-1.516	-0.555	0.000	0.000	-0.026	-0.000
1500152	200152	1.517	0.555	1.516	0.555	0.000	0.000	0.009	0.021
15	1500152	3.719	1.959	3.717	1.875	0.002	0.083	0.022	1.070
1500152	100152	2.200	1.320	2.200	1.300	0.001	0.019	0.014	0.470
100152	10015	2.200	1.300	2.199	1.300	0.000	0.000	0.144	0.000
150015	10015	4.672	2.027	4.666	2.027	0.006	0.000	0.027	0.116
300	209	21.657	11.755	21.593	11.614	0.063	0.140	0.129	0.550
209	14	5.102	3.018	5.079	2.968	0.022	0.050	0.031	0.830
14	15	-0.370	-1.114	-0.370	-1.114	0.000	0.000	-0.006	-0.023
15	100	-7.302	-4.017	-7.355	-4.135	0.053	0.117	-0.044	-1.357
14	140014	5.906	3.243	5.900	3.029	0.006	0.213	0.036	1.770
140014	20014	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	-0.003
20014	200142	0.004	-0.010	0.004	-0.010	0.000	0.000	0.000	0.000

1400142	200142	-0.004	0.010	-0.004	0.010	0.000	0.000	-0.000	0.003
14	1400142	5.911	3.231	5.905	3.017	0.006	0.213	0.036	1.764
1400142	100142	5.909	3.007	5.903	3.007	0.006	0.000	0.036	0.083
100142	10014	5.903	3.007	5.902	3.007	0.000	0.000	0.374	0.001
140014	10014	5.896	3.039	5.890	3.039	0.006	0.000	0.036	0.083
16	160016	1.621	0.913	1.619	0.872	0.002	0.041	0.010	1.285
160016	20016	1.030	0.405	1.030	0.405	0.001	0.000	0.006	0.050
20016	200162	1.030	0.405	1.030	0.405	0.000	0.000	0.018	0.000
1600162	200162	-1.030	-0.399	-1.030	-0.405	0.000	0.006	-0.006	-0.241
16	1600162	3.107	1.775	3.104	1.676	0.003	0.098	0.019	1.576
1600162	100162	4.134	2.076	4.129	2.076	0.005	0.000	0.025	0.103
100162	10016	4.129	2.076	4.129	2.076	0.000	0.000	0.259	0.000
160016	10016	0.589	0.467	0.588	0.463	0.000	0.004	0.004	0.398
14	16	-6.455	-1.804	-6.470	-1.827	0.015	0.022	-0.036	-0.339
16	210	-11.242	-4.245	-11.305	-4.336	0.062	0.090	-0.064	-0.823
210	200	-11.305	-3.944	-11.321	-3.968	0.017	0.024	-0.063	-0.218
13	130013	5.108	2.945	5.100	2.681	0.008	0.263	0.031	2.590
130013	20013	-1.005	-0.405	-1.005	-0.411	0.000	0.005	-0.006	-0.250
20013	200132	-1.005	-0.411	-1.005	-0.411	0.000	0.000	-0.017	-0.000
1300132	200132	1.006	0.416	1.005	0.411	0.000	0.005	0.006	0.250
13	1300132	3.923	2.382	3.918	2.222	0.005	0.159	0.024	2.090
1300132	100132	2.912	1.806	2.911	1.771	0.002	0.035	0.018	0.649
100132	10013	2.911	1.771	2.910	1.771	0.000	0.000	0.192	0.000
130013	10013	6.105	3.086	6.094	3.086	0.011	0.000	0.037	0.151
209	13	16.491	9.485	16.491	9.485	0.000	0.000	0.100	0.001
13	208	7.409	3.827	7.409	3.826	0.000	0.000	0.044	0.001
208	300	-21.851	-11.752	-21.915	-11.895	0.064	0.143	-0.131	-0.552
11	10011	2.523	1.395	2.518	1.295	0.005	0.099	0.015	2.023
10011	100112	-2.519	-1.293	-2.519	-1.293	0.000	0.000	-0.161	-0.000
11	100112	2.524	1.392	2.519	1.293	0.005	0.099	0.015	2.021
10	100010	8.593	4.353	8.586	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
100010	10010	8.578	4.101	8.571	3.930	0.007	0.170	0.051	0.956
10010	100102	-8.588	-3.885	-8.589	-3.885	0.000	0.000	-0.536	-0.001
1000102	100102	8.595	4.055	8.589	3.885	0.007	0.170	0.051	0.948
10	1000102	8.594	4.354	8.587	4.078	0.007	0.274	0.051	1.498
1000102	200102	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.000
200102	20010	-0.008	0.023	-0.008	0.023	0.000	0.000	-0.001	-0.000
100010	20010	0.008	-0.023	0.008	-0.023	0.000	0.000	0.000	0.000
100	211	0.000	-0.261	0.000	-0.261	0.000	0.000	0.001	-0.001
211	200	-0.000	0.022	-0.000	0.022	0.000	0.000	-0.000	0.001
6	6006	7.334	4.367	7.314	3.728	0.019	0.637	0.048	4.318
6006	2006	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6006	1006	7.314	3.728	7.295	3.728	0.019	0.000	0.048	0.191
4	1004	2.692	1.658	2.678	1.449	0.014	0.208	0.018	4.115
2	1002	3.561	2.151	3.538	1.809	0.023	0.341	0.023	5.116
3003	2003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
601	601001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
208	10	29.260	15.916	29.062	15.477	0.197	0.437	0.175	1.264
10	11	11.800	6.651	11.778	6.602	0.022	0.049	0.072	0.350
604	604001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
603	603001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
9	9009	3.429	1.913	3.429	1.881	0.001	0.032	0.022	0.454
11	12	6.703	4.081	6.687	4.044	0.017	0.037	0.042	0.464
12	10012	6.670	4.238	6.646	3.768	0.024	0.468	0.042	3.793
9009	2009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9009	1009	3.429	1.881	3.428	1.859	0.001	0.022	0.022	0.311
204	5	4.754	3.008	4.752	3.006	0.002	0.002	0.032	0.049
5	1005	4.740	2.953	4.717	2.538	0.023	0.413	0.031	4.571
203	3	4.005	2.641	4.004	2.641	0.000	0.000	0.027	0.010
2	203	20.624	10.883	20.429	10.601	0.194	0.281	0.127	1.391
1	1001	3.448	1.957	3.428	1.659	0.020	0.297	0.021	4.527
602	602001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8	1008	3.350	2.228	3.328	1.889	0.022	0.338	0.023	5.486
7	1007	2.803	1.655	2.788	1.429	0.015	0.225	0.018	4.199

ДОДАТОК Л
ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації комутаційного електрообладнання.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

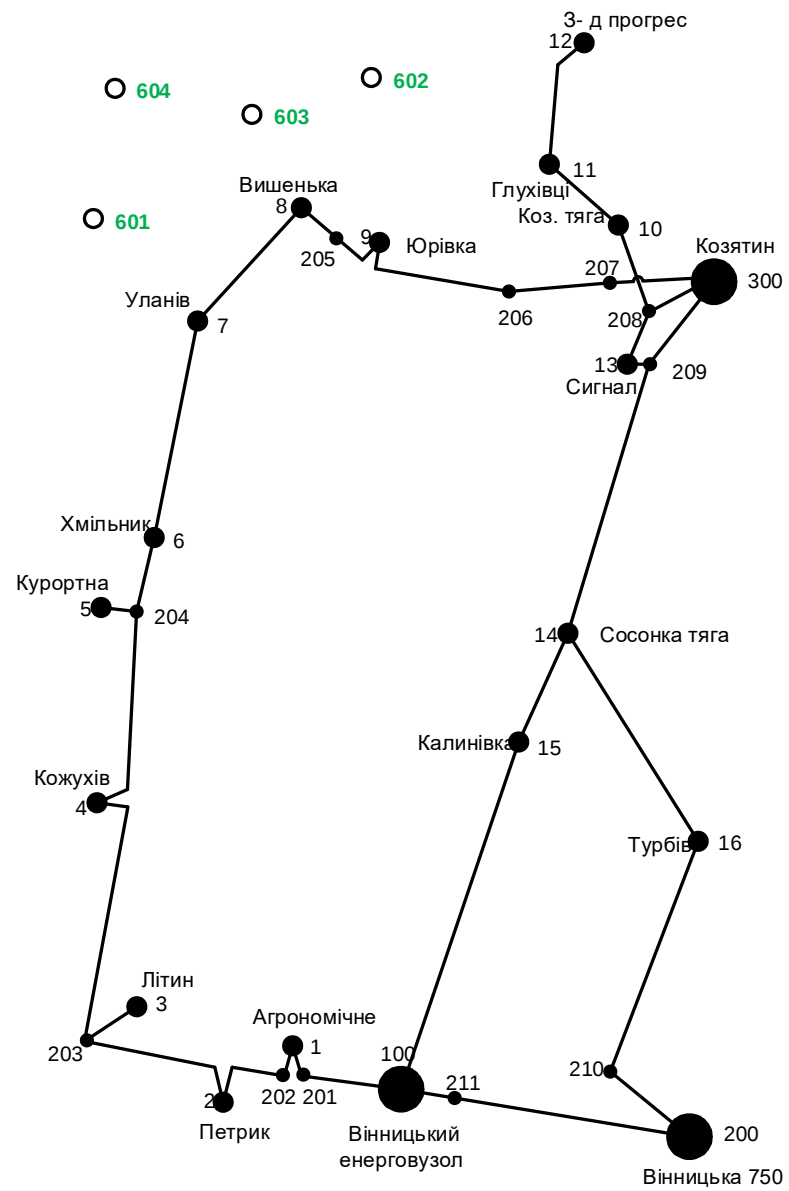
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено дослідження особливостей експлуатації комутаційного електрообладнання.

Об'єктом дослідження є заданий фрагмент електромереж, розташований на території Вінницької області.

Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

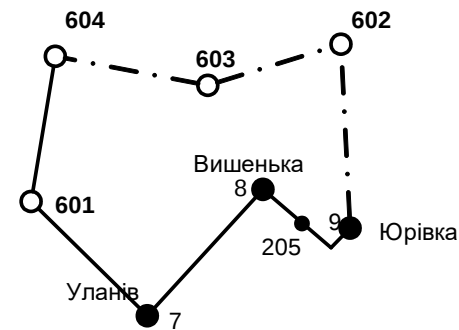
Методи дослідження. Для аналізу і розв'язку поставленої задачі були використані загально прийняті методи математичного моделювання. Реалізація обрахунків в цій роботі забезпечена використанням відомих прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110».

СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



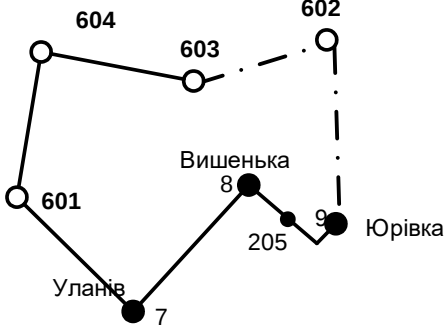
ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Варіант 3.1



Найекономічніший варіант розвитку

Варіант 1.1

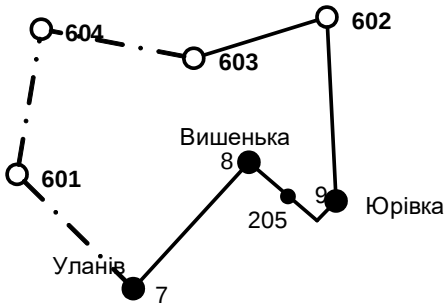


Послідовність будівництва	
—————	ЛЕП яка будується на першому році
- . - . - .	ЛЕП яка будується на другому році

Варіант 2.1



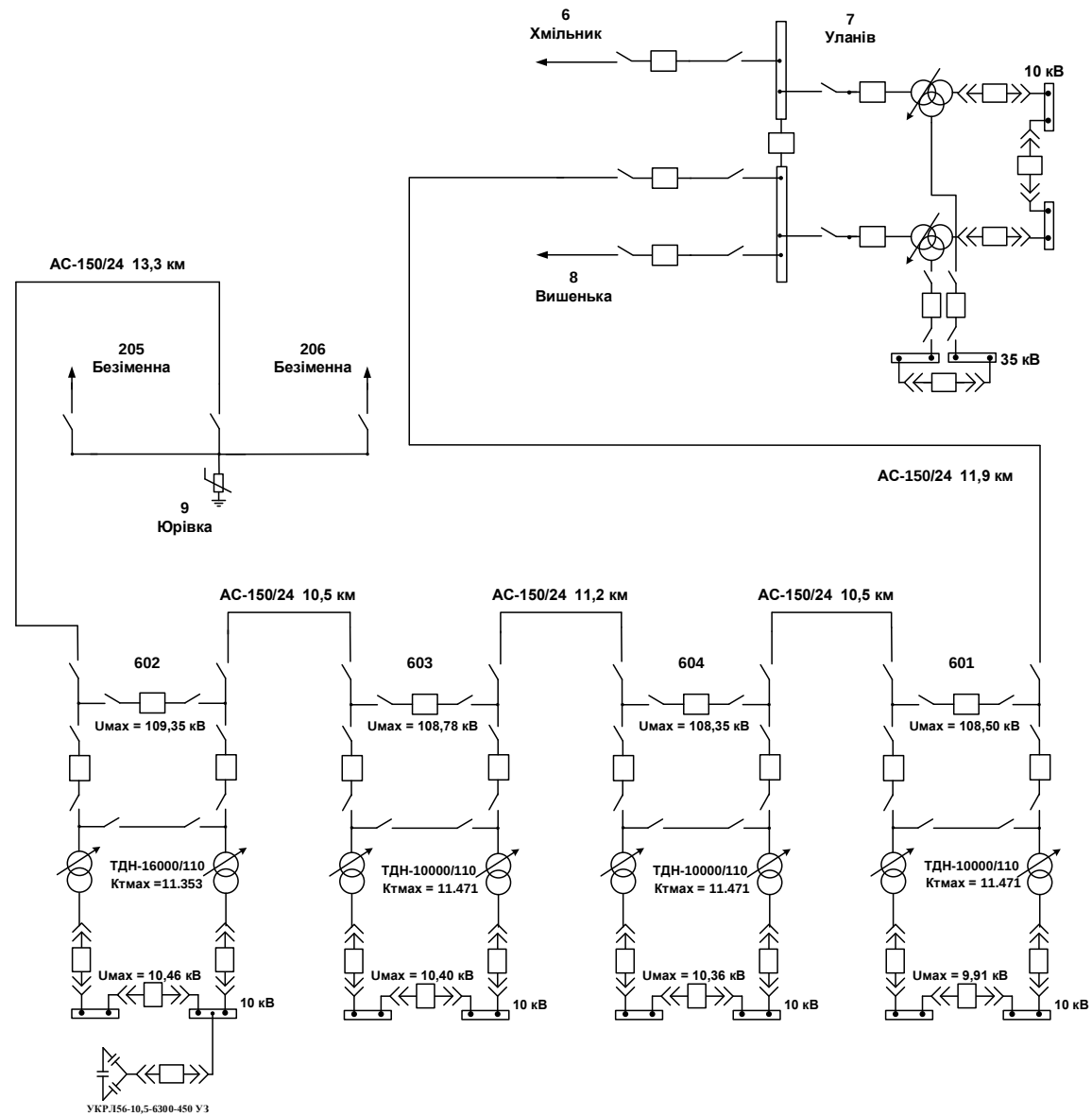
Варіант 4.1



Варіант 5.1



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвиненої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	32,4
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	133 870
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	282 047,86
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	8,1
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,36
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,76
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	6 640
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	15 560