

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

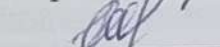
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ
ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

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


 Черната М.О.

Керівник, к.т.н., ст.викладач. каф. ЕСС.

 Сікорська О.В.


« 12 » 12 2023 р.

Опонент: КТН, доц. ЕСФЕМ

 Кириленко М.В.

« 12 » 12 2023 р.

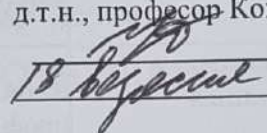
Допущено до захисту

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

« 11 » 11 2023 р.

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

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

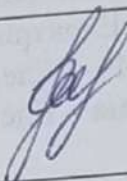

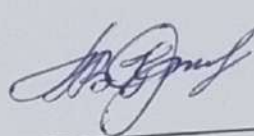
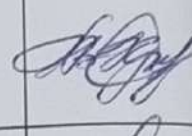



2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Черната Михайлу Олександровичу
(прізвище, ім'я, по батькові)














Тема роботи: «Розвиток фрагмента електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії»

1. Керівник роботи к.т.н., ст.викладач каф. ЕСС Сікорська О.В.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 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 післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 120 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 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.
4. Зміст текстової частини: Вступ. Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір силових трансформаторів на підстанціях і вибір перерізу проводів. Вибір схем підстанцій. Оцінка балансу потужностей. Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ. Техніко-економічні показники для визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. Вплив відновлюваних джерел енергії на режими розподільних електричних мереж. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Схеми існуючої мережі. 3. Визначення оптимальної схеми. 4. Схеми оптимального варіанту. 5. Основні техніко-економічні показники. 6. Модель СЕС. 7. модель СЕС що працює паралельно з системою. 8. Зміна струму на виході інвертора. 9. Зміна напруги на виході інвертора. 10. Зміна напруги під час синхронізації. 11. Залежність втрат від варіанту схем підключення. 12. Розрахунок заземлювального пристрою ВРП-110 кВ. 13. Висновки

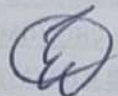
6. Консультанти розділів роботи		Підпис, дата	
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	завдання видав	виконано прийнято
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О.В., к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	<i>Сікорська О.В.</i> Кобилянський О.В., д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П.М.
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	
5.	Вибір силових трансформаторів на підстанціях і вибір перерізу проводів	18.10.23	25.10.23	
6.	Вибір схем підстанцій	03.11.23	05.11.23	
7.	Оцінка балансу потужностей	06.11.23	14.11.23	
8.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	
9.	Техніко-економічні показники для визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	
10.	Вплив відновлюваних джерел енергії на режими розподільних електричних мереж	21.11.23	25.11.23	
11.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	
12.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	
13.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	

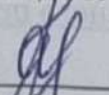
Студент



Черната М.О.

підпис

Керівник



Сікорська О.В.

підпис

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	4
ANNOTATION.....	5
ВСТУП.....	7
1. ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	11
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	12
2. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	13
2.1 Лінеаризація цільової функції	17
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	20
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі.....	20
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвиткуЕМ	21
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	26
4. ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ І ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ	28
4.1 Вибір трансформаторів.....	28
4.2 Визначення конструктивних перерізів ліній електропередачі	29
5. ВИБІР СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ	32
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	33
5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції	34
5.3 Оцінювання надійності схем підстанції	36
6 ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	44
7 РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕМ	47
7.1 Створення розрахункової схеми електромережі та введення вихідних даних	47
7.2. Проведення розрахунків	48
7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунку	49
7.4. Регулювання напруги в мережі	49
8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	54

9 ВПЛИВ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НОРМАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	74
9.1 Моделювання впливу відновлюваних джерел енергії на якість електричної енергії	74
9.2 Оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж з ВДЕ.....	79
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	86
10.1 Задачі розділу.....	86
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП	80
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.....	88
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	90
10.5 Розрахунок захисного заземлення	93
10.6 Пожежна безпека.....	99
ВИСНОВКИ	103
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	105
ДОДАТОК А	108
ДОДАТОК Б.....	109
ДОДАТОК В	112
ДОДАТОК Г.....	115
ДОДАТОК Д	118
ДОДАТОК Е.....	121
ДОДАТОК Є	122
ДОДАТОК Ж	123
ДОДАТОК З.....	124
ДОДАТОК И	125
ДОДАТОК І.....	128

АНОТАЦІЯ

Черната Михайло Олександрович «Розвиток фрагмента електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 102 с./ На укр. мові. рис.21, табл.33, бібліогр.20.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує силові трансформатори.

ANNOTATION

Chernata Mykhailo "Development of a fragment of the electrical network with renewable energy sources." Master thesis. – Vinnytsia: VNTU. 2023 – 102 p./ In Ukrainian. speech fig. 21, table 33, bibliography 20.

The work simulates the development of a fragment of the electrical network with renewable energy sources.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing power transformers was carried out.

ВСТУП

Першочерговим завданням проектування електроенергетичних систем є розробка з урахуванням останніх досягнень науки і техніки, а також техніко-економічне обґрунтування рішень, що визначають формування енергетичних об'єднань і розвиток електростанцій, електричних мереж і засобів їх експлуатації та управління, що забезпечує оптимальну надійність і забезпечує споживачів електричною і тепловою енергією в необхідних обсягах і певної якості з найменшими витратами. План розвитку розподільних мереж повинен містити пропозиції щодо нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних мереж або мереж передачі з метою досягнення (підтримання) належної балансової надійності ОЕС України.

При плануванні розширення електромереж необхідно враховувати:

- обґрунтовані прогнози обсяги та потужності попиту на електричну енергію, потужність приєднаних до розподільчих мереж електростанцій, у тому числі з виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії, пропускна спроможність ліній;
- фактичні та очікувані зміни у приєднанні споживачів до електричних мереж;
- вплив відновлюваних джерел енергії;
- план розвитку об'єднаної енергетичної системи України;
- комплексні плани розвитку територій.

При проектуванні симплексним методом визначено найбільш економічно вигідний варіант схеми приєднання нових споживачів, а методом динамічного програмування – найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. При розробці розвитку визначаються потужності трансформаторів на підстанціях і електричні з'єднання цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибирається найбільш економічний розподіл цих джерел і вибираються необхідні засоби регулювання напруги.

Отже, дослідження електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, їх взаємний вплив є актуальною науково-прикладною задачею.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії за техніко-економічними показниками .

Задачі кваліфікаційної роботи. Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проаналізовано режими електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує високовольтне електрообладнання.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж.

Предметом дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ- 110».

Наукова новизна полягає у підтвердженні впливу відновлюваних джерел енергії на режими електричних мереж.

Особистий внесок. Усі результати, які складають основний зміст роботи отримані автором самостійно.

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним із факторів, який необхідно враховувати при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Загальна встановлена потужність генеруючих одиниць енергосистеми повинна бути більшою за відповідне прогнозоване максимальне навантаження на кожному рівні розширення. Якщо зазначені потужності рівні, будь-яке відхилення потужностей як агрегатів у бік зменшення, так і навантаження в бік збільшення призведе до дефіциту потужності та недопостачання електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності енергоблоків на першому поверсі порівняно з навантаженням, тобто створення резерву активної потужності в електромережі, призводить, з одного боку, до підвищення надійності електропостачання і зменшення шкоди, спричиненої недопостачанням споживачів електроенергією, а з іншого боку, можуть знадобитися витрати на будівництво та експлуатацію додаткових генеруючих потужностей для електростанцій. Щоб ці витрати не були переоцінені, потрібен чіткий і точний прогноз навантаження.

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти методом найменших квадратів. Цей метод дозволяє замінити табличну функцію $P_{\max}(T)$ на аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$:

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

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' і b' здійснюється шляхом мінімізації виразу, записаного методом найменших квадратів:

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

де $P_{\max,i}$ – максимальна продуктивність в i -му році, яка знаходиться шляхом розв’язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після диференціювання вхідної функції згідно з (9.3) доступна остаточно версія лінійної системи рівнянь для визначення коефіцієнтів регресії a' і b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після заміни вхідних даних з табл. 9. Присвоєння системі (9.4), остання має вигляд:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 952, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1917843. \end{cases}$$

звідки $a' = 0,4727$, $b' = -857,1$, тобто функція регресії має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,4727T - 857,9.$$

За допомогою табличного редактора Excel визначили наближену функцію та її коефіцієнти (рис. 1.1).

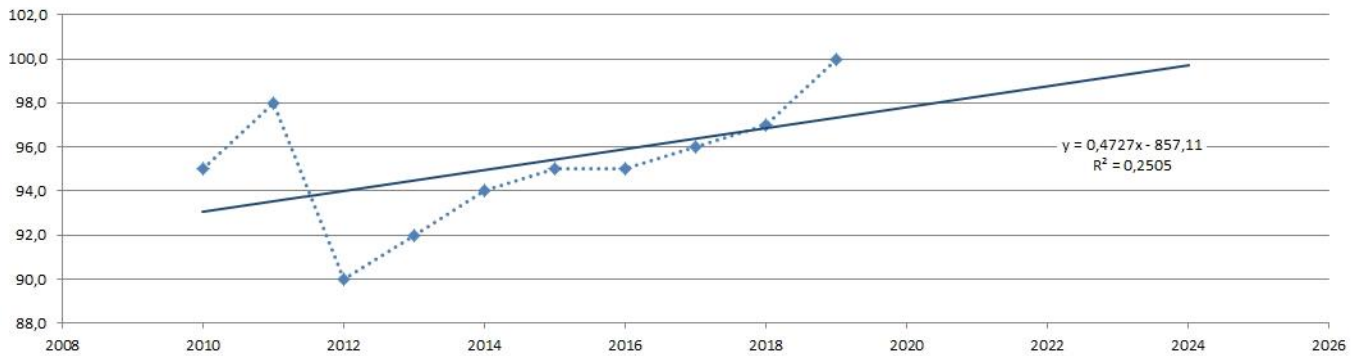


Рисунок 1.1 – Графіки визначених таблицею $P_{\max}(T)$ і регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

З аналізу цього графіка (рис. 1.1) можна зробити висновок, що загальне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024 рік суттєво не зросте і становитиме 99,6%. Тому необхідно вжити заходів щодо забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозованих режимів роботи технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі з урахуванням прогнозу Додаток А показав, що напруги у всіх вузлах відповідають граничним значенням або можуть бути знижені до них за допомогою наявних контрольних пристроїв.

Проведено перевірку відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів, що свідчить про роботу основного обладнання в економному або близькому до нього режимі, як показано в таблиці 9.9.

На території, де планується розширення електричних мереж, лінії електропередачі існуючої мережі мають достатню резервну потужність для транспортування електроенергії до нових споживачів та відповідні рівні напруги у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.1 – Порівняння струмів проводів

Вітки	2-14	14-208	208-200	200-207	207-13
Марка дроту	АС-120	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, I	390	390	390	450	450
Розрахунок поточний, I	9	38	37	79	19

Таблиця 1.2 – Напруги потенційних вузлів приєднання

вузол	2	14	200	13
Напруга вузла, кВ	113.1	113.2	113.8	113.5

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження на ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним порівняно з довгостроково допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

1.2 Формування максимальної схеми електромережі

Після оцінки розташування нових ПС та їх близькості до реальної мережі був побудований максимальний графік рис. 9.2, який представляє всі можливі варіанти приєднання нових ПС.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на збірних шинах підстанцій у зоні нового будівництва (табл. 1.2), усі вони пропонують можливість підключення додаткового навантаження на стороні високої напруги. З економічних міркувань потенційні вузли підключення нових ліній електропередач можна визначити, зокрема симплексним методом.

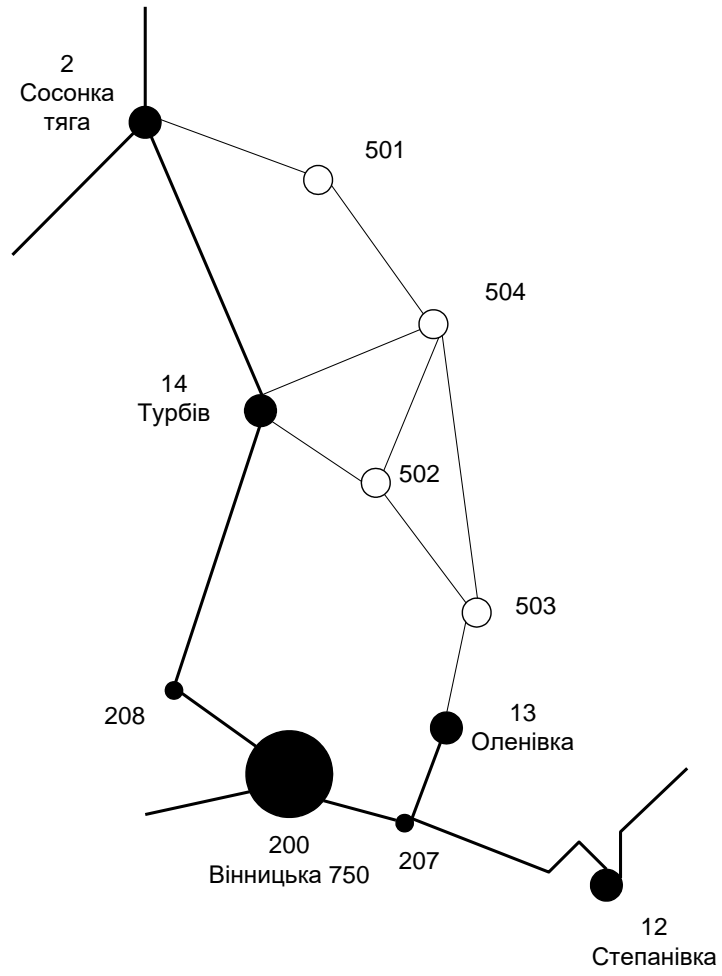


Рисунок 1.2 – Максимальна діаграма схеми

– II етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I етапу, на основі використання Симплекс-алгоритму (СА).

Оскільки симплексний метод є методом лінійного програмування, а цільова функція дисконтованої вартості розширення електромережі є нелінійною за своєю природою, її необхідно лінеаризувати, щоб застосувати симплексний метод.

У таблиці на рис. 2.1 наведено характер і коефіцієнти дисконтованих витрат у вигляді квадратичної функції ліній електропередачі. Значення вартісних коефіцієнтів визначено на підставі даних нормативного документа СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 «Зведені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередачі напругою від 0,38 кВ. до 150 кВ».

Таблиця 2.1 – Коефіцієнти значень для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат $\hat{A} = a + b \cdot P^2$

Вітки	Приблизна потужність P, що передається по лініях електропередачі, МВт	Коефіцієнт a, тис. грн	Коефіцієнт b, грн. / МВт ²	дисконтована вартість ліній електропередач у розмірі 000 грн
2-501	17.8	4935,1	0,835	5018,5
14-502	17.8	4230,1	0,715	4301,6
14-504	17.8	6345,1	1,073	6452,4
13-503	17.8	3525,0	0,596	3584,7
501-504	17.8	6697,6	1,133	6810,9
504-502	17.8	6697,6	1,133	6810,9
502-503	17.8	3525,0	0,596	3584,7
504-503	17.8	8812,6	1491	8961,7

У таблиці на рис. 2.2 наведено результати лінеаризації дисконтованих витрат методом січних. Результати показують, що постійна частка витрат однакова для обох функцій. Співвідношення постійної та змінної складових витрат зумовлює необхідність урахування першої складової в оптимізаційних розрахунках, оскільки вона має суттєвий вплив на критерій оптимальності. Проте, через особливість

підходу до пошуку розв'язку лінійними методами, в задачі (2.1) зазначена складова не врахована.

На основі цього було знайдено оптимальне рішення з використанням дисконтованих витрат з урахуванням капіталовкладень у змінній частині (табл. 2.3), яка залежить від продуктивності потоків. Незважаючи на переваги такого підходу, він потребує ітераційного уточнення рішення, яке й було проведено надалі.

Таблиця 2.2 - Значення коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $\hat{A} = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	дисконтована вартість ліній електропередачі (квадратична функція) у тис. грн	Коефіцієнт один 1000 грн	Коефіцієнт b_1 , грн. / МВт	дисконтована вартість ЛЕП (лінійна функція) в тис. грн
2-501	5199,2	4935,1	14 850	5199,2
14-502	4456,5	4230,1	12 729	4456,5
14-504	6684,7	6345,1	19 093	6684,7
13-503	3713,7	3525,0	10 607	3713,7
501-504	7056,1	6697,6	20,154	7056,1
504-502	7056,1	6697,6	20,154	7056,1
502-503	3713,7	3525,0	10 607	3713,7
504-503	9284,4	8812,6	26 518	9284,4

Таблиця 2.3 – Коефіцієнти значень для цільової функції дисконтованих витрат $\hat{A}_D = c \cdot P$

Вітки	дисконтована вартість ліній електропередачі (квадратична функція) у тис. грн	Коефіцієнт c , тис. грн/МВт	дисконтована вартість ЛЕП (лінійна функція) в тис. грн
2-501	5199,2	292,3	5199,2
14-502	4456,5	250,5	4456,5
14-504	6684,7	375,8	6684,7
13-503	3713,7	208,8	3713,7
501-504	7056,1	396,6	7056,1
504-502	7056,1	396,6	7056,1
502-503	3713,7	208,8	3713,7
504-503	9284,4	521,9	9284,4

Симплексна таблиця для задачі в цій постановці мала вигляд, зображений на рис. 2.2 :

Номери вузлів	Перелік ЛЕП									Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	5,38	
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	15,14	
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	11,06	
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	4,00	
Коефіцієнти цільової функції	562,398	482,055	723,083	401,713	763,254	763,254	401,713	401,713		0,000	
Потужності ЛЕП	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	
Змінні складові витрат	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 2.2 – Вихідні дані для розв’язування оптимізаційної задачі схеми розподілу ЕМ симплекс-методом (початкова симплекс-таблиця)

Використання Microsoft_ _ Excel рішення симплексної таблиці на рис. 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП									Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	0,00	
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	0,00	
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	0,00	
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	562,398	482,055	723,083	401,713	763,254	763,254	401,713	401,713		17661,391	
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235	
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	0,000	0,000	0,000	0,000		278,365	
Дисконтовані витрати, тис. грн										19313,600	

Рисунок 2.3 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

Оскільки використане представлення дисконтованих витрат передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції, пов’язаних зі зміною потоків по лініях, то коефіцієнти витрат були уточнені (рис. 2.4) і перераховані (рис. 2.5).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	0,00
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	0,00
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	921,741	290,149	1590,563	325,330	762,949	762,949	401,552	401,552		19313,600
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	0,000	0,000	0,000	0,000		278,365
Дисконтовані витрати, тис. грн										19313,600

Рисунок 2.4 – Коригування факторів витрат через зміни потоків електроенергії
вздовж ліній

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	0,00
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	0,00
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	0,00
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	921,741	290,149	1590,563	325,330	762,949	762,949	401,552	401,552		19313,600
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000		19035,235
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	0,000	0,000	0,000	0,000		278,365
Дисконтовані витрати, тис. грн										19313,600

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення

Після багаторазового уточнення коефіцієнтів цільової функції була отримана ЕМ-схема, подібна до результату першої ітерації. Тому ця схема є оптимальною. Його графічне зображення показано на рис. 2.6.

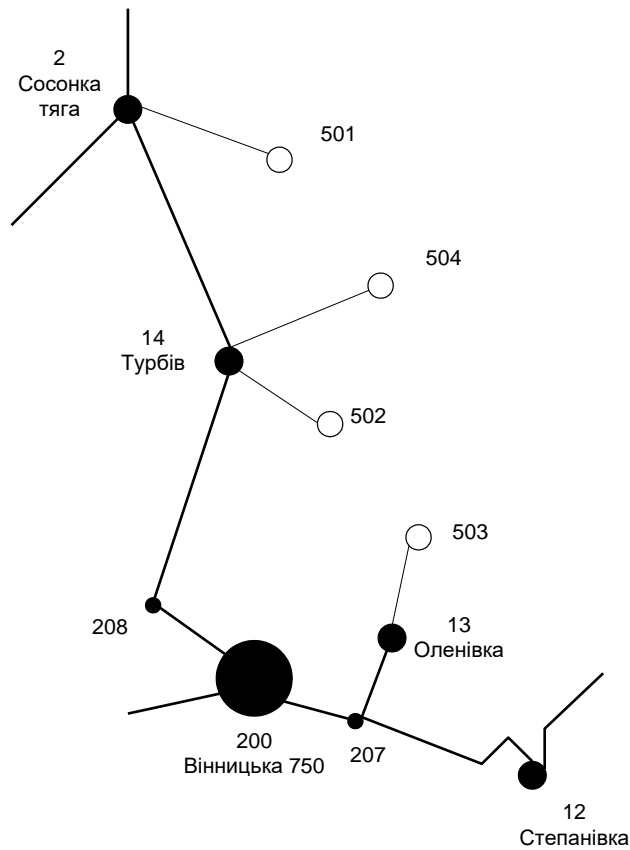


Рисунок 2.6 – Діаграма оптимальної схеми ЕМ, отримана симплексним методом

Однак така схема (рис. 2.6) згідно ПУЕ [1] не забезпечує новим споживачам певного рівня надійності електропостачання. Тому для утворення замкнутих контурів необхідно додатково формувати лінії.

Тому між вузлами 502-503 та 501-504 було вирішено побудувати додаткові лінії електропередач, забезпечивши таким чином кожного споживача електроенергією від двох незалежних джерел живлення. У результаті вартість системи була розрахована за електронною таблицею на рис. 2.7, що забезпечує достатню надійність. Кошторисна вартість системи зросла на 10 226 960 тис. грн порівняно з системою, визначеною після розрахунку симплексним методом. Графічне зображення схеми показано на рис. 2.8.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП								Потужност і вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-502	14-504	13-503	501-504	504-501	502-503	503-502		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	5,38	1,11
502	0	1	0	0	0	0	-1	1	15,14	2,22
503	0	0	0	1	0	0	1	-1	11,06	-2,22
504	0	0	1	0	1	-1	0	0	4,00	-1,11
Коефіцієнти цільової функції	921,741	290,149	1590,563	325,330	762,949	762,949	401,552	401,552		21051,918
Потужності ЛЕП	5,3802792	15,14449	4	11,05946	1,11	0	2,22	0		
Постійні складові витрат	4935,061	4230,052	6345,078	3525,044	6697,583	0,000	3525,044	0,000		29257,861
Змінні складові витрат	24,164	164,102	17,172	72,927	1,396	0,000	2,939	0,000		282,699
Дисконтовані витрати, тис. грн										29540,560

Рисунок 2.7 – Вартість адаптації системи з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів

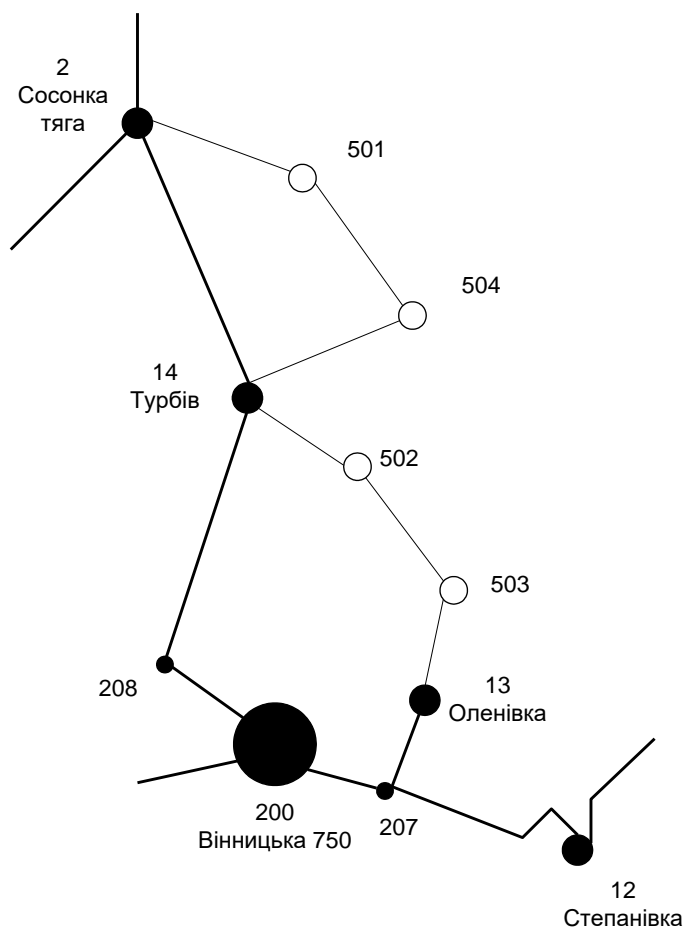


Рисунок 2.8 – Оптимальна схема ЕМ, що забезпечує певну категорію електропостачання споживачів

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

3.1. Вибір методу визначення оптимального порядку та структури проєктованої мережі

Для завдань електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергетичних систем, необхідно забезпечити пошук найкращого з точки зору витрат варіанту одночасного задоволення різноманітних технічних вимог електропостачання споживачів. Це означає, що підбирається не тільки потужність станцій, їх розташування, конфігурація та напруга мережі, а й параметри всіх елементів енергосистеми, які забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стабільності та координацію процесу управління.

Одночасне вирішення цих проблем у вигляді єдиної математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду низки взаємопов'язаних підзадач синтезу енергетичної системи на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше такі моделі розглядаються як моделі для визначення мінімальних економічних витрат з урахуванням природних та економічних обмежень. Однак ці функції витрат є математично неперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосування лінійних чи нелінійних методів оптимізації до задач у таких умовах неможливо без попереднього спрощення.

Крім того, прийняття оптимальних рішень на етапі розробки та експлуатації енергосистеми пов'язане з постійним доповненням інформацією. Це призводить до збільшення кількості моделей, а отже і можливостей оптимізації, що створює додаткові труднощі при використанні лінійних і нелінійних методів.

Тому, крім лінійних і нелінійних методів оптимізації, для вирішення задач оптимізації в енергетиці використовують також метод динамічного програмування.

Динамічне програмування є одним із методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатоступінний процес для функції багатьох

змінних. У динамічному програмуванні операція поділяється на кілька послідовних кроків, кожен з яких оптимізує функцію змінної.

3.2. Вибір оптимальної послідовності побудови електромережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж живлення нових навантажень, які будуть введені протягом двох років (вузли 5 01, 5 02, 5 03, 5 04). Для нашого варіанту прийнято три опорні точки живлення: 2, 13 і 14, відносно яких розглядаються варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію :

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

де B_t – витрати за t часу будівництва об'єкта;

$E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт зниження різних витрат часу до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$);

T – термін будівництва (у роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E, \quad (3.2)$$

Для вирішення необхідних задач (3.1) можна використовувати метод нелінійного програмування, в тому числі метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох фаз: прямого і зворотного.

На першому етапі від першого до останнього року визначається умовно оптимальна схема електромережі. Кожен крок вибрано так, щоб загальні витрати для i та $(i+1)$ років були мінімальними:

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

Це означає, що витрати на перший рік розраховуються з урахуванням усіх можливих варіантів впровадження. Отриманий таким чином варіант має оптимальну знижену вартість.

Однак, оскільки в попередні роки не було відомо, які варіанти будуть доступні в наступному році, отримане рішення є приблизним і потребує уточнення.

На другому етапі, переходячи від останнього до першого року, уточнюються параметри енергетичної мережі та перебіг її оптимальної структури за критерієм (3.3).

При постановці задачі динамічного програмування використовується цільова функція (3.1), причому функція вартості B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Як оптимізувати електромережу відповідно до поставленої задачі:

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

Коефіцієнти a_i і b_i походять з Excel. Враховуються обмеження максимальної довжини ліній електропередач, що будуються протягом року: $L_{\max} \leq 25$ км, а також обмеження балансування потужностей.

Перший крок. Через три роки необхідно забезпечити енергопостачання пунктів 5 01, 5 02, 5 03, 5 04. Оскільки за рік неможливо ввести більше 25 км ліній,

то очевидно, що в перший рік розвитку можна буде побудувати лінії лише для одного-двох споживачів, у другий рік – для двох інших. а на третій рік завершити будівництво.

Варіант 1

1-й рік – будуємо єдину ланцюгову лінію до вузла 504 . Таким чином, загальне збільшення протяжності ліній електромереж становить 12,6 км, що не перевищує лімітів на введення ліній у 25 км. Для розрахунку першого року для кожної будівельної лінії використовується V_t формула (3.4) . Подібним чином проводяться розрахунки для решти варіантів розвитку системи ЕС в перший рік. Результати розрахунків представлені в таблиці. 3 . 9.

Кожна наступна сходинка формується з урахуванням розвитку живлення на попередній сходинці. Обмеження на введену довжину лінії також враховується для кожного варіанту.

2 курс - Можемо побудувати одноланцюгові лінії 504-501 і 13-503. Результати розрахунків представлені в таблиці. 3.2.

3 курс - Будуємо одноланцюгові лінії 502-503, 14-502 і 2-509. Результати розрахунків представлені в таблиці. 3 . 3.

Таблиця 3 . 1 - Можливі варіанти розвитку системи на перший рік

виконання	LEP	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	B_i , тис. грн	V_{Σ} , тис. грн	IN, Тисяча гривень
1	14-504	12.6	12.6	4	6362,3	6362,3	8561,0
2	14-502	8.4	15.4	26.2	4721,2	8319,2	11194,3
	502-503	7		11.06	3598,0		
3	14-502	8.4	15.4	15.14	4394,1	7992,0	10754,1
	13-503	7		11.06	3598,0		
4	2-501	9.8	22.4	5.38	4959,2	11321,5	15234,2
	14-504	12.6		4	6362,3		
5	2-501	9.8	23.1	1.38	4936,7	11652,4	15679,4
	501-504	13.3		4	6715,7		
6	13-503	7	14	26.2	3934,3	7596,0	10221,2
	503-502	7		15.14	3661,7		

Таблиця 3.2 – Можливі варіанти розширення електромережі на другий рік

виконання	LEP	L _i , км	LΣ, км	P _i , мВт	Б _i , тис. грн	В _Σ , тис. грн	IN, Тисяча гривень																																																																																																																																				
1.1	504-501	13.3	20.3	13.3	6898,0	10496,0	12175,3																																																																																																																																				
	13-503	7		11.06	3598,0			1.2	14-502	8.4	22.4	11.6	4326,3	11514,7	13357,1	502-503	7	3.6	3532,8	503-13	7	14.8	3655,6	2.1	2-501	9.8	23.1	1.38	4936,7	11652,4	13516,7	501-504	13.3	4	6715,7	2.2	14-504	12.6	19.6	4	6362,3	10017,9	11620,8	13-503	7	14.8	3655,6	3.1	2-501	9.8	23.1	1.38	4936,7	11652,4	13516,7	501-504	13.3	4	6715,7	3.2	2-501	9.8	22.4	5.28	4958,3	11320,6	13131,9	14-504	12.6	4	6362,3	4.1	13-503	7	14	26.2	3934,3	7596,0	8811,4	502-503	7	15.14	3661,7	4.2	14-502	8.4	15.4	15.14	4394,1	7992,0	9270,8	13-503	7	11.06	3598,0	5.1	13-503	7	14	26.2	3934,3	7596,0	8811,4	502-503	7	15.14	3661,7	5.2	14-502	8.4	15.4	15.14	4394,1	7992,0	9270,8	13-503	7	11.06	3598,0	6.1	14-504	12.6	21	4	6362,3	10688,6	12398,8	14-502	8.4	11.6	4326,3	6.2	2-501	9.8	23.1	1.38	4936,7	11652,4	13516,7
1.2	14-502	8.4	22.4	11.6	4326,3	11514,7	13357,1																																																																																																																																				
	502-503	7		3.6	3532,8																																																																																																																																						
	503-13	7		14.8	3655,6																																																																																																																																						
2.1	2-501	9.8	23.1	1.38	4936,7	11652,4	13516,7																																																																																																																																				
	501-504	13.3		4	6715,7																																																																																																																																						
2.2	14-504	12.6	19.6	4	6362,3	10017,9	11620,8																																																																																																																																				
	13-503	7		14.8	3655,6																																																																																																																																						
3.1	2-501	9.8	23.1	1.38	4936,7	11652,4	13516,7																																																																																																																																				
	501-504	13.3		4	6715,7																																																																																																																																						
3.2	2-501	9.8	22.4	5.28	4958,3	11320,6	13131,9																																																																																																																																				
	14-504	12.6		4	6362,3																																																																																																																																						
4.1	13-503	7	14	26.2	3934,3	7596,0	8811,4																																																																																																																																				
	502-503	7		15.14	3661,7																																																																																																																																						
4.2	14-502	8.4	15.4	15.14	4394,1	7992,0	9270,8																																																																																																																																				
	13-503	7		11.06	3598,0																																																																																																																																						
5.1	13-503	7	14	26.2	3934,3	7596,0	8811,4																																																																																																																																				
	502-503	7		15.14	3661,7																																																																																																																																						
5.2	14-502	8.4	15.4	15.14	4394,1	7992,0	9270,8																																																																																																																																				
	13-503	7		11.06	3598,0																																																																																																																																						
6.1	14-504	12.6	21	4	6362,3	10688,6	12398,8																																																																																																																																				
	14-502	8.4		11.6	4326,3																																																																																																																																						
6.2	2-501	9.8	23.1	1.38	4936,7	11652,4	13516,7																																																																																																																																				
	501-504	13.3		4	6715,7																																																																																																																																						

Таблиця 3.3 – Варіанти розширення електромережі на третій рік

виконання	LEP	L _i , км	LΣ, км	P _i , мВт	Б _i , тис. грн	В _Σ , тис. грн	IN, Тисяча гривень	ВΣ, Тисяча гривень
1,1,1	2-501	9.8	25.2	4.2	4949,8	12808,9	12808,9	33545,2
	14-502	8.4		11.6	4326,3			
	502-503	7		3.6	3532,8			
1,2,1	2-501	9.8	23.1	4.2	4949,8	11649,0	11649,0	33567,1
	501-504	13.3		1.2	6699,2			
2,1,1	14-504	12.6	19.6	2.7	6352,9	10008,5	10008,5	34719,5
	13-503	7		14.8	3655,6			
2,2,1	2-501	9.8	23.1	4.2	4949,8	11649,0	11649,0	34464,1
	501-504	13.3		1.2	6699,2			
3,1,1	502-503	7	19.6	3.6	3532,8	9885,7	9885,7	34156,5
	14-504	12.6		2.7	6352,9			
3,2,1	501-504	13.3	20.3	1.2	6699,2	11232,0	11232,0	35118.0
	502-503	7		3.6	3532,8			
4,1,1	14-502	8.4	21.7	11.6	4326,3	11025,5	11025,5	35071,1
	501-504	13.3		1.2	6699,2			
4,2,1	501-504	13.3	21.3	1.2	6699,2	10232,0	10232,0	34737.0
	502-503	7		3.6	3532,8			
5,1,1	14-504	12.6	21	2.7	6352,9	10679,2	10679,2	35170.0
	14-502	8.4		11.6	4326,3			
5,2,1	14-504	12.6	19.6	2.7	6352,9	9885,7	9885,7	34835,9
	502-503	7		3.6	3532,8			
6,1,1	2-501	9.8	23.1	4.2	4949,8	11649,0	11649,0	34269.0
	501-504	13.3		1.2	6699,2			
6,2,1	14-504	12.6	21	2.7	6352,9	10679,2	10679,2	34417,1
	14-502	8.4		11.6	4326,3			

3.3 Прийняття остаточного варіанту оптимальної схеми електромережі

Згідно V_{Σ} з табл. 3.3 Виберіть найдешевший варіант. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі визначається умовно оптимальний варіант рішення (для нашого розрахунку варіант 9.9.1) . Крім того, наведено розподіл потоку та вартість будівництва за рік.

Оскільки у варіанті 9.9.1 підключення підстанцій 2-501 та 14-502, 502-503 призводить до зміни перетоків електроенергії в лініях електропередач, побудованих в перший рік, необхідно уточнити вартість цього варіанту. , який наведено в таблиці 3.4. Значення білих потоків потужності взяті з Додатку Б.

Таблиця 3.4 – Пояснення варіанту розширення електромережі

виконання	LEP	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$B_{и ж}$, тис. грн	$B_{\Sigma ж}$, тис. грн	За зростанням, Тисяча гривень
1,1,1	2-501	9.8	25.2	4.2	4949,8	12808,9	12808,9
	14-502	8.4		11.6	4326,3		
	502-503	7		3.6	3532,8		
1.1	504-501	13.3	20.3	1.2	6699,2	10354,9	12011,6
	13-503	7		14.8	3655,6		
1	14-504	12.6	12.6	2.7	6352,9	6352,9	8548,5
						$U_{школі \Sigma}$	33369,0

Після уточнення вартість за 3 рік впала до загальної суми 33369,0 тис. грн., тому залишається оптимальною. Тому для подальших розрахунків використовується схема, наведена на рис. 3 . 9.

Зазначена схема відповідає вимогам надійності для споживачів першої та другої категорій надійності, а потужність, що проходить по ній, відповідає економічним інтервалам струму для одноланцюгових ліній.

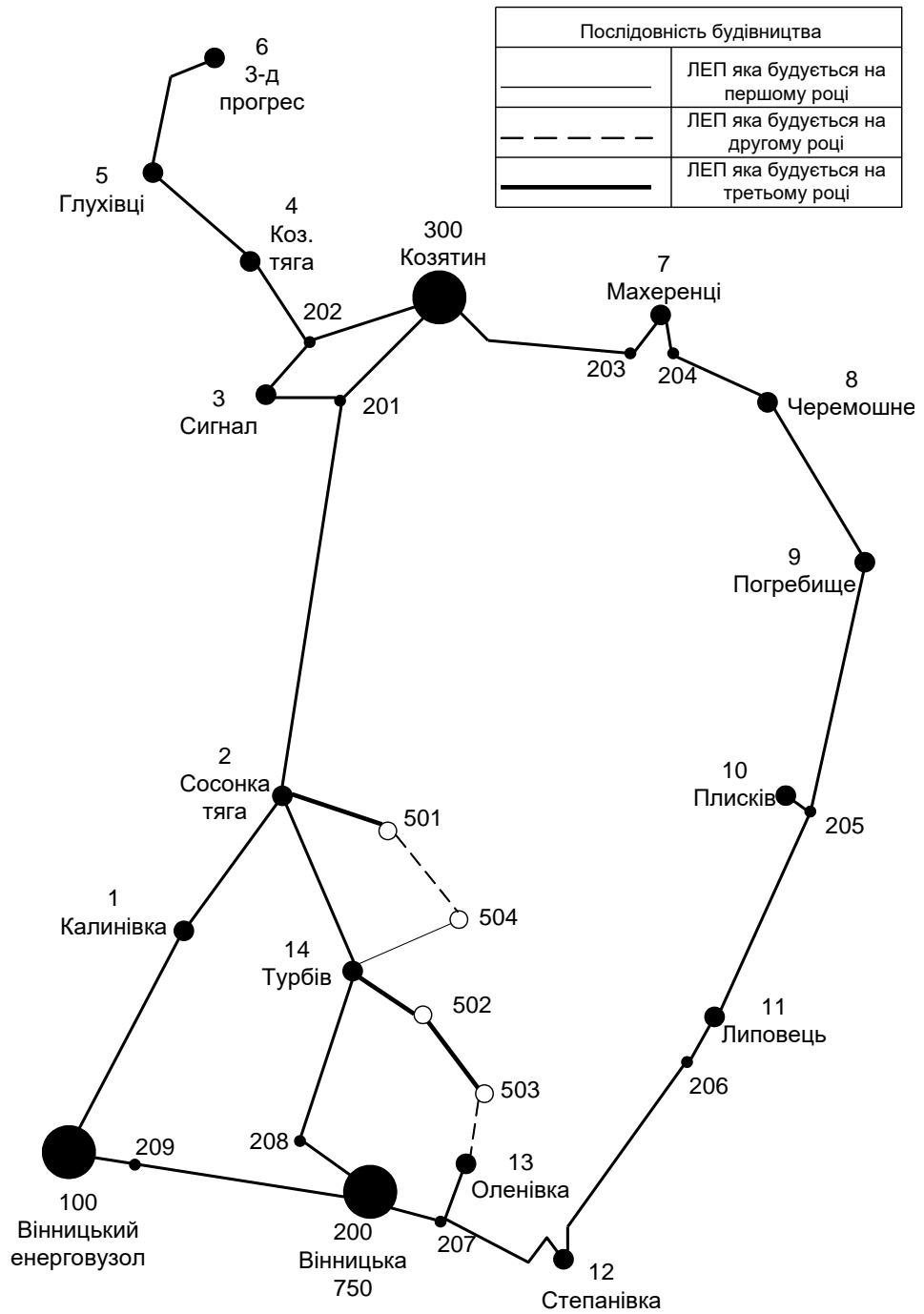


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема з використанням методу динамічного програмування

4 ВИБІР СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ І ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ

4.1 Вибір трансформаторів

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання підстанцій у нормальній експлуатації з урахуванням реального графіка та початкового коефіцієнта навантаження, а також температури навколишнього середовища виходить за рамки цього проекту. Отже, згідно з практикою проектування, потужність трансформаторних систем на підстанціях може вибиратися з умов допустимого перевантаження в післяаварійному режимі на 40% на час всього добового максимуму, який триває не більше 6 годин, не більше ніж 5 днів.

Трансформатори підбираються за такими критеріями:

1. При наявності в навантаженні підстанції споживачів 1 категорії кількість встановлених трансформаторів має бути не менше двох.
2. На підстанціях, що постачають електроенергію споживачам 2-ї та 3-ї категорій, допускається встановлення 1-го трансформатора за наявності в зоні мережі центрального пересувного трансформаторного резерву та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше 1 доби. Цього навряд чи вистачить на сьогодні.

Трансформатори підбираються за такими формулами:

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

де n_T - кількість трансформаторів одного типу, встановлених на підстанції;

Для 501 вузла згідно (4.1):

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{6,18}{1,4 \cdot (2-1)} = 4,41 \text{ МВА}$$

У вказаному діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора потужністю 6,3 МВА.

Таким же чином проводився відбір трансформаторів з інших підстанцій, результати наведені в таблиці 4.9.

Також встановлюємо два трансформатори у вузлах 502, 5 03 та 5 04.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	сон МВА	Межі регулювання	U _{ном} обмотки, кВ		ти _к	ΔPk	ΔPh	я _х	P	X	ΔQ _х
				VN	NN	%	кВт	кВт	%	ом	ом	кВар
5 01	ТМН- 6300/110	6.3	±9 ×1,78%	115	11	10.5	44	19.5	0,8	14.7	220.4	50.4
5 02	ТДН- 16000/110	16	±9 ×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4.38	86.7	112
5 0 3	ТДН- 10000/110	10	±9 ×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70
5 0 4	ТМН- 6300/110	6.3	±9 ×1,78%	115	11	10.5	44	19.5	0,8	14.7	220.4	50.4

4.2 Визначення конструктивних перерізів ліній електропередачі

Далі визначаємо розрахункові струми у всіх лініях за оптимальним варіантом за формулою (4.2):

$$I_{\text{розрп}} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_{\text{л}}|}{n_{\text{л}}}; \quad (4,2)$$

$$I_{\text{розр}2-501} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{2-501}}{n_{\text{л}}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{28}{1} = 29,4 (\text{I});$$

$$I_{\text{розр}501-504} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{7}{1} = 7,3 (\text{I});$$

$$I_{\text{розр}504-14} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{14}{2} = 14,7 (\text{I});$$

$$I_{\text{розр}14-502} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{68}{1} = 71,4 (\text{I});$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{23}{1} = 24,1 (\text{A});$$

$$I_{\text{розр}13-503} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{89}{1} = 93,4 (\text{A});$$

Час найбільшого напруження $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Тому $\alpha_T = 1$ для $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ год.

Відповідно до таблиці в [3] вибираємо перетин проводів і параметри лінії.

- Номінальна напруга - 110 кВ;
- Тип опор - одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- льодове покриття - III;

Таблиця 4.2 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	R, МВт	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{Е,І}}$	Марка дроту
2-501	4.17	29.4	125	АС-120/19
501-504	1.25	7.3	125	АС-120/19
504-14	2.71	14.7	125	АС-120/19
14-502	11.61	71.4	125	АС-120/19
502-503	3.62	24.1	125	АС-120/19
503-13	14.80	93.4	125	АС-120/19

Відповідно до ПУЕ [1], мережу 110 кВ рекомендується прокладати кабелями АС 240/39, але допускається АС-120/19. Розрахунки проводились у програмі

«Втрати-110» після аварійної роботи (Додаток Д), при можливому виході з ладу однієї з ліній 2-501,504-14 та 13-503,14-502. Показані струми в нових колах після аварійної роботи та порівняні з максимально допустимими струмами для АС-120/19 .

Таблиця 4.3 – Струми в лініях електропередачі в режимі ПА

LEP ДТП _ на лінії електропередачі	2-501	504-14	13- 503	14-502	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	бренд відправити
	течії	I	I	I	I	I	
2-501	0	17	35	20	35	390	АС-120/19
501-504	31	19	7	12	31	390	АС-120/19
504-14	17	0	22	8-й	22	390	АС-120/19
14-502	62	63	150	0	150	390	АС-120/19
502-503	24	23	63	87	87	390	АС-120/19
503-13	86	85	0	150	150	390	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів значень струму в аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19 було вирішено використовувати кабель АС-120/19, оскільки він повністю відповідає вимогам нормативних документів.

5 ВИБІР СХЕМ ПІДСТАНЦІЙ

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

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

вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

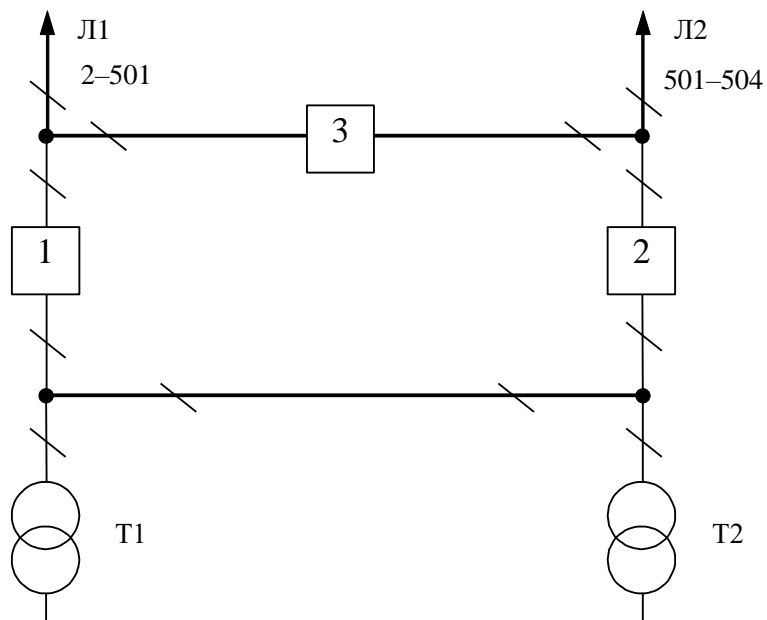


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалуджувальних підстанцій Оленівка (вузол 13) пропонується здійснити реконструкцію теперішніх схем: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.2).

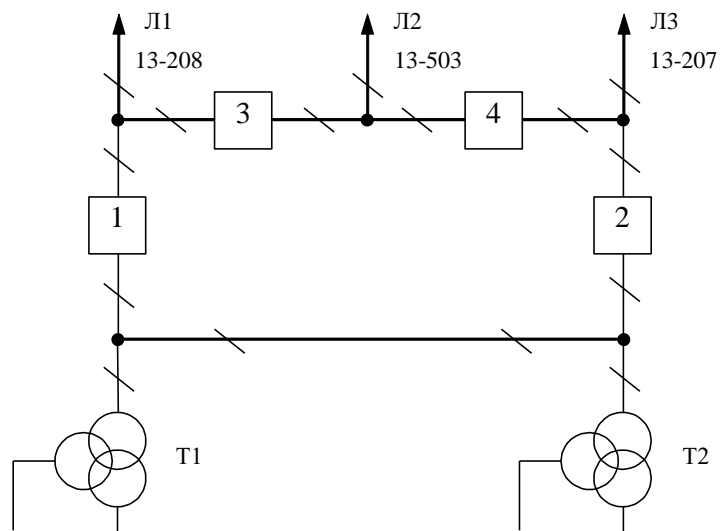


Рисунок 5.2– Схема вузлової підстанції (вузол 13) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для підстанції Турбів (вузол 14) – розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.3).

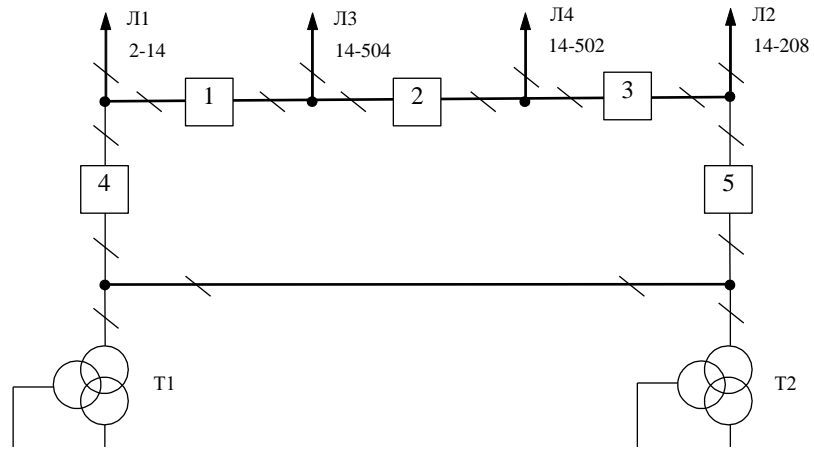


Рисунок 5.3 – Схема вузлової підстанції (вузол 14) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Для розподільчого пристрою ВН підстанції Сосонка-тяга (вузол 2) необхідно здійснити підключення одноланцюгової ЛЕП (2-501) рис 5.4.

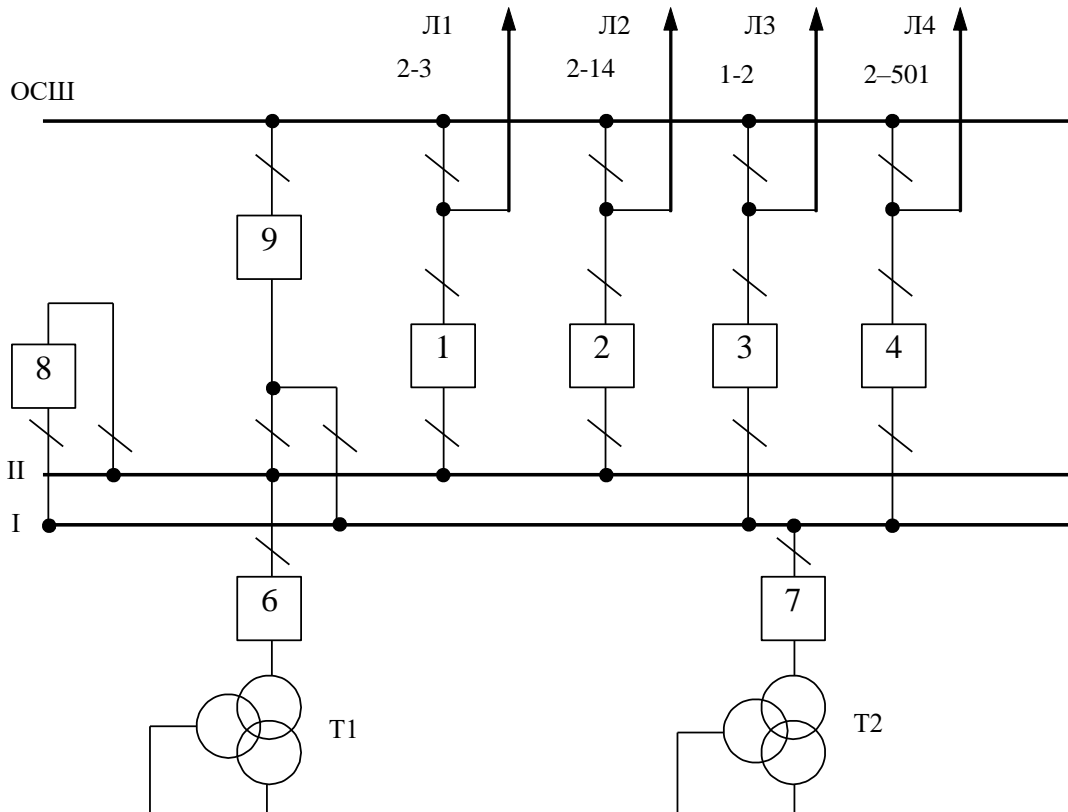


Рисунок 5.4 – Схема відгалужувальної підстанції (вузол 2) – дві робочі та обхідна системи шин

5.3 Оцінювання надійності схем вузлової підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП.

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу 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_B (год.), періодичність m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_R (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для схеми підстанції (пункт 504) (рис.5.1), так як дана підстанція являється СЕС то її відключення може впливати на зміну перетоків потужності по лініям інших споживачів.

Розрахунок ведеться по формі табл.5.1, де в лівому стовпці вписані 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 , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

$$K_0 = 1 - 3 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9486.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

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

де $T_{П1} = 500$ год;

$$\text{Тоді } T_{B2П1} = 250 - (250)^2 / 2 \cdot 500 = 187,5 \text{ год.}$$

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = \sum T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (5.5)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 120$ грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 5400$ год).

Таблиця 5.1 - Показники надійності елементів схеми підстанції РП (вузол 504)

№ Відмова елементів	елемент, що відмовився	параметр потік Відмова ося 1/ год	Елементи, що не з'єднані, математичне сподівання кількості відмов і часу відновлення при ремонті елемента, а також коефіцієнт режиму K_j			
			$K_0 = 0,9486$	B_1 0,0171	Y_2 0,0171	$Y_{3-му}$ 0,0171
			Для режиму K_j порядковий номер			
			0	1	2	3
1	B_1	0,0248	L1; T1 0,0235 1; 250	–	L1, L2; T1, T2 0,0004 1; 187,5	L1, T1 0,0004 187,5
2	Y_2	0,0248	L2; T2 0,0235 1; 250	L1, L2; T1, T2 0,0004 1; 187,5	–	L2; T2 0,0004 187,5
3	$Y_{3-му}$	0,0248	L1, L2, T1, T2 0,0235 1	L1, T1; L2, T2 0,0004 187,5; 1	L1, T1; L2, T2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми вузлової підстанції (вузол 504)

Л1,Л2,Т1,Т2	1	4	1	4	0,006785
Д(Л1,Л2),Д(Т1,Т2)	187,5	4		2	0,636120
				Загальна кількість недовідпущеної ЕЕ, МВт*год	0,642905
				Вартість недовідпущеної ЕЕ, грн/кВт*год	85
				Збиток від недовідпуску ЕЕ, тис. грн	54,646949

Збитки від перерви електропостачання для варіанту схем підстанції будуть мати такі значення, визначаються за формулою (5.5):

$$Зб=(0,006785+0,642905) \cdot 85= 54,65(\text{тис.грн.});$$

Як видно з результатів розрахунку, вартість збитку від перерви електропостачання для СЕС (вузол 504) складає 54,65 тис.грн.

6 ОЦІНКА БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 501, 504 записуємо так:

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 5,38 + 0,05 \cdot 5,38 = 5,11 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

$\sum P_{\text{ні}}$ - сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{м}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ - втрати активної потужності в лініях і трансформаторах

приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$;

$K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (6.2)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{5,11}{0,95} = 5,38 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (6.3)$$

$$Q_r = \sqrt{5,38^2 - 5,11^2} = 1,68 \text{ (МВАр)}.$$

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах.

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i}; \quad (6.4)$$

$$Q_{\text{СП}} = 3,05 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}}; \quad (6.5)$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 3,05 = 0,3 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{\text{ЛЕП}}); \quad (6.6)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–502.

$$Q_{\text{ЛЕП14-504}} = 111,86^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 12,6) = 0,42 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,33 + 0,45 + 0,42 = 1,2 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = Q_{\text{СП}} + \Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} - Q_{\text{Г}} - Q_{\text{ЛЕП}}; \quad (6.7)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 3,05 + 0,3 - 1,68 - 1,2 = 0,47 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 3,05 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 1,68 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-600-200 УЗ на 0,6 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 509.

Також розрахуємо необхідність встановлення компенсуючого пристрою у вузлах 502 та 503 відповідно за формулами (6.1–6.7):

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 26,20 + 0,05 \cdot 26,20 = 24,89 \text{ (МВт)};$$

$$S_{\Gamma} = \frac{24,89}{0,95} = 26,20 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{26,84^2 - 26,20^2} = 8,18 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 13,12 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 13,12 = 1,3 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{ЛЕП 14-502}} = 111,75^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,28 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,28 + 0,23 + 0,24 = 0,75 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 13,12 + 1,3 - 8,18 - 0,75 = 5,50 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживача 13,12 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 8,18 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ на 5,85 МВАр на низькій стороні вузла 502.

7 РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного режиму енергосистеми (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу «RVM – Hign» Втрати. Даний програмний комплекс дозволяє розраховувати усталений режим ввідної електромережі 110/35/10 кВ за заданою інформацією про відгалуження (довжина, марка проводу) і вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, кількість і тип).

7.1 Створення розрахункової схеми електромережі та введення вихідних даних

7.1.1 Введення та редагування інформації про вузли

Для введення або редагування інформації про вузли електромережі виберіть у головному вікні програми розділ «Відомості про вузли» та натисніть кнопку «Змінити інформацію про вузли».

Щоб ввести або відредагувати певний параметр, за допомогою $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ клавіш перемістіть курсор у відповідну клітинку, натисніть Enter і введіть, виберіть або відредагуйте значення. Щоб завершити введення або редагування параметра, знову натисніть Enter.

У відповідних полях можна ввести «N-вузол», «Назва вузла», « U_n , кВ», « R_n , MW», « Q_n , MVar».

Після завершення редагування інформації про вузол натисніть кнопку «Завершити зміну інформації». Якщо в початкові дані були внесені зміни, введені значення перевіряються і, якщо помилок немає, відбувається вихід з режиму редагування. Після введення інформації по всіх вузлах електромережі за наведеним алгоритмом було створено файл вхідних даних. Для вузлів із файлу вхідних даних див. Додаток В.

7.1.2 Введення та редагування інформації про гілку

Для введення або редагування інформації про лінії електромережі виберіть у головному вікні програми розділ «Інформація про лінію» та натисніть кнопку «Змінити інформацію про лінію».

Щоб ввести або відредагувати певний параметр, за допомогою ←↑↓→клавіш перемістіть курсор у відповідну клітинку, натисніть Enter і введіть, виберіть або відредагуйте значення. Щоб завершити введення або редагування параметра, знову натисніть Enter.

Номери початкових і кінцевих вузлів розгалуження (цілі числа) вводяться в поля «Nstart» і «Nend».

Тип гілки вказується в полі Тип. Якщо тип лінії «Одноланцюгова лінія електропередачі» або «Дволанцюгова лінія електропередачі», в полі «Не/пожежа» натисніть клавішу «Enter» і виберіть марку проводу з доступного списку. " введіть довжину рядка.

Якщо вказана трансформаторна гілка, натисніть «Enter» у полі «Тип трансформатора» та виберіть тип трансформатора з доступного списку. Щоб завершити введення або редагування інформації про філію, натисніть кнопку Повна зміна інформації. Якщо значення параметрів були змінені, перевіряється правильність введення даних і видається відповідне повідомлення в разі виявлення помилок.

За вказаною схемою внесено інформацію по всіх наявних відгалуженнях електромережі. Інформацію про розгалуження з файлу вхідних даних див. у Додатку А.

7.2 Проведення розрахунків

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх правильність. Для цього доступний модуль перевірки ланцюга на наявність помилок.

Щоб отримати доступ до модуля тестування даних, натисніть кнопку Аналіз схеми в головному вікні програми. При цьому на екрані з'являється вікно тестового модуля, вигляд якого залежить від наявності або відсутності помилок на схемі мережі. Якщо під час перевірки помилок не виявлено, можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки «Готово» активує розрахункові функції програми.

Якщо в схемі виявлено помилки, у вікно тестування додаються поля, які вказують на помилки схеми та найбільш ймовірні способи їх виправлення.

При натисканні кнопки Розрахунок введені дані перевіряються. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У цьому вікні відображається процес розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконано правильно, внизу вікна засвітиться поле Завершено. У цьому випадку закриття вікна Режим розрахунку натисканням кнопки Готово відкриє вікно Результати розрахунку.

7.3 Аналіз та виведення результатів розрахунку

Основними результатами розрахунків за цією програмою є втрати потужності та електроенергії в конкретній електричній мережі. При цьому програма також розраховує заданий режим електромережі - надається інформація про значення напруг у вузлах електромережі та струмів у її гілках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електромережі 110/35/10 кВ представлені в Додатку А у вигляді трьох таблиць - загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по лініях та по вузлах.

Файл вхідних даних для розробки показано в Додатку В.

Отримані результати стаціонарних розрахунків електричної мережі 110/35/10 кВ після розробки представлені в додатку Б.

Аналізуючи отриману інформацію, ми переконалися, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Живильна мережа характеризується низькими втратами потужності 1,688 МВт або 1,9 % виробленої генерації.

представлені в додатках Б та Д відповідно .

7.4. Регулювання напруги в мережі

Споживачі можуть ефективно працювати лише з нормованими значеннями частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Основним завданням підтримки напруги в електромережах є забезпечення необхідних показників якості енергії. У розподільних мережах 10 кВ регулювання напруги відбувається безпосередньо в енергетичних вузлах за допомогою трансформаторів з перемикачами.

Цей підрозділ містить добірку дійсних гілок трансформаторів.

Регулювання напруги здійснюється для забезпечення нормативних відхилень напруги на рейках вторинної напруги підстанцій.

Значення напруг у вузлах на верхній і низькій стороні без регулювання РПН (табл. 7.1):

Таблиця 7.1 – Значення напруги в нових вузлах на стороні 110 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим _	Мінімальний режим _	Післяаварійний режим
501	112.13	109.20	116,49
502	111,76	108,98	116,80
503	111,82	109.01	116.03
504	112.17	109.24	115,70

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	10.44	10.32	10.81
502	10.57	10.31	10.77
503	10.31	10.29	10,69
504	10.75	10.47	11.19

Напруги на низьковольтних шинах споживачів повинні бути

$$(0,95 \div 9,05) U_{\text{ном}} = 9,5 \div 10,5 \text{ кВ}$$

Для високовольтних шин рівні напруги визначаються параметрами існуючої мережі та визначаються в результаті розрахунку максимального режиму навантаження (Додаток Б).

Фактичний рівень напруги на вузлі:

$$U_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (7.1)$$

де $\Delta U'_{\text{T}}$ - втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони високої напруги.

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{H}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (7.2)$$

де $U_{\text{ВН}}$ - розрахункове значення рівня робочої напруги у вузлі ; P_{H} , Q_{H} – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі .

U_{HH} передбачено на низьковольтній стороні підстанції (вважаємо, що U_{HH} дорівнює 10,5 кВ для компенсації падіння напруги в мережах 10 кВ).

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

Далі ми визначаємо фактичний коефіцієнт трансформації трансформатора та число розпаювання на основі обмежень регулювання та номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Усі трансформатори, що використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ і напругу низької сторони 11 кВ, а також контрольні межі ± 9 x 9,78%. Розрахунок ефективного коефіцієнта трансформації здійснюється за формулою:

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (7.4)$$

З урахуванням меж регулювання кожний наступний ефективний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступному числу відпаювання, дорівнює добутку розрахункового коефіцієнта перетворення K_{Td} за формулою (7.4) на відносне число робочих витків, що відповідає числу відпаювання. А коефіцієнт трансформації для комп'ютера є величиною, зворотною дійсному коефіцієнту трансформації.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені у високовольтну сторону, для ПС 509.

$$\Delta U_{T501} = \frac{2,70 \cdot 14,7 + 1,39 \cdot 220,4}{112,13} = 3,08 \text{ кВ}$$

Відповідно до (8.3) визначаємо шуканий коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{112,13 - 3,08}{10,5} = 10,38$$

Детальніше за табл. 7.3 ефективний коефіцієнт трансформації $K_{t501d} = 10,298$, що відповідає десятій розпайці.

Фактичний рівень напруги в першому вузлі розраховується за формулою (7.1).

$$U_{HH501d} = \frac{112,13 - 3,08}{10,298} = 10,59 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Ефективні коефіцієнти трансформації трансформаторів

НІ _	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
До туберкульозу	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки проводимо для решти нових вузлів споживання схеми та заносимо в таблицю. 7.4 .

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків регулювання напруги

Номер підстанції на схемі –	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації –	Актуальна напруга на шинах НН, кВ	Номер розпайки	Ефективний коефіцієнт трансформації	Навпаки Фактор трансформації
5 01	3.08	10.3 8	10,5 9	10	10,298	0,097
5 02	1.35	10, 51	10, 5 6	9	10, 455	0,095
5 03	4.28	10.2 4	10, 60	11	10,141	0,098
5 04	0,40	10, 64	10, 53	8-й	10, 611	0,094

Після розробки заходів з регулювання напруги на підстанціях було проведено розрахунок режиму максимальних ЕМ навантажень після введення заданих коефіцієнтів трансформації на підстанціях 501, 502, 503, 504 (додаток Е). Результати показали, що існуючі можливості керування на підстанціях забезпечують можливість роботи з якісною напругою на стороні 10 кВ.

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

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

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0.16$ – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях); $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$ – зміна прибутку в наступному $t+1$ році порівняно з роком t , тис.грн.

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

де C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ $\gamma = 0.12$ [2]); W_t

– додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (5400 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 14-504;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 504;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 14.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 13-503 та 501-504;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 501,503.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 13.

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 14-502, 2-501 та 503-502;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 502.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 2.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 70581,037 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.1–8.2. У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 123682,054 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.3–8.5. У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році складають 68156,473 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 8.6–8.7.

Таблиця 8.1 - Витрати на будівництво підстанції (вузол 504)

Ч.ч. відповідно з вкладки Ліцей 6.1	вузол PS	кількість	будівля-Немає роботи	обладнання Няня	Інший Вартість	Демонструвати-НІ працювати	експертиза від проекту	Загалом скарб-за витрати	схід-тонна Площа, зайняте обладнання орендна плата м ² -
1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
1	Створення сил безпеки трансформери Напруга, потужність:								
9.7	110/10 кВ, 6,3 В × А	2 одиниці	517,488	13498,936	451,372	371,798	3430	14843,022	190

Продовження табл. 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
2	Вузол ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ Силовий трансформатор Тор без перемикача	2 одиниці	87,512	2613,394	110 570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з перемикачем вбудовані трансформатори діючі двигуни	2 одиниці	373,308	5490,524	229 936	159 800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання до розділу Вимикач 110 кВ с вбудовані трансформатори діючі двигуни	1 одиниця	74 910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Підключення трансформатора Тор напругою 110 кВ	2 одиниці	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Підключення ремонтного мосту 110кВ	1 одиниця	54 027	287,744	24 915	10,315	1000	378 001	125,0
	Всього ВРП 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375 032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузол обладнання 10 кВ:								
4.1	Розподільні пристрої 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.9.1	Камера введення 10 кВ від Силовий трансформатор Мотор з вакуумом перемикач	2 одиниці	77,232	881,914	23 810	25,838	2000	1010,794	13.8
4.9.2	Редагування камери Вакуумний перемикач 10кВ	1 одиниця	38 616	421,721	11,364	12 424	1000	485,124	6.9
4.9.3	Редагування камери	1 одиниця	38 616	294,832	7960	9,162	1000	351,570	6.9

	Роз'єднувач 10 кВ								
4.9.4	Лінійна камера 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 одиниці	77,232	689 954	18 628	20 904	2000	808,718	13.8

Продовження табл. 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
4.9.5	Камера від трансформера Напруга тора 10 кВ	2 одиниці	77,232	275,736	12 844	10 476	2000	378,288	13.8
4.9.6	Камери з ін обладнання 10 кВ	2 одиниці	77,232	309,232	12,104	10,184	2000	410,752	9.0
Всього розподільні пристрої 10 кВ			386,160	2873,389	86,710	88,988	10 000	3445,246	64.2
1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
4.2	Власний трансформатор зовнішні потреби Рішучість Ємність:								
4.2.1	100 кВ А	2 одиниці	27,244	463,324	23,416	13 474	2000	529,458	20,0
Загалом			27,244	463,324	23,416	13 474	2000	529,458	20,0
5	ZPC:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.9.1	Пульти управління, ГНТБ, Резервний захист і Перемикач РПН силового трансформатора Мотор (чотири панелі)	2 Речення	481 046	1524,364	88,638	60 856	2,088	2156,992	96,0
5.9.2	ДФЗ і резервні панелі Охорона лінії 110 кВ с Вимикач (дві панелі)	2 Речення	274,882	1649,252	85 910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.9.3	Вирізати панелі Вимикач 110 кВ (один панелі)	1 одиниця	68,721	559,852	21 513	17,472	1000	668,558	24,0
5.9.4	Панель трансформаторів Напруга 110 кВ (один Панель на дві секції 110 кВ)	1 одиниця	68,721	386 946	8,085	11 081	1000	475,833	12,0
5.9.8	Вхідні поля 10 кВ і Вимикач секційний 10 кВ (одна панель на двох входи)	1 одиниця	137,441	347,406	21,315	14,343	1000	521,505	24,0
5.9.10	Шафа оперуповноваженого Постійний струм (КАРТ)	1 одиниця	66,801	680,462	33,562	20 854	1,002	802,681	12,0
5.9.11	Шафи низької напруги Обладнання (три шафи)	1 Речення	199,382	726 488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

5.9.12	Інші загальні органи використовувати (Центральна сигналізація, управління шинними пристроями - все чотири панелі)								
Всього ЗПК			1296,994	5874,770	300 057	207 699	9,186	7688,705	252,0
Орієнтовна загальна вартість			41295,594						

Таблиця 8.2 – Витрати на реконструкцію підстанції (вузол 14)

Ч.ч. відповідно з вкладкою Ліцей 6.1	вузол PS	кількість	будівля - Немає роботи	обладнання	Інший Вартість	Демонструвати-НІ працювати	експерт тиза від проекту	Загалом скарб-за витрати	схід-тонна Площа, зайняте обладнання орендна плата м2 -
1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
2	Вузол ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ Силовий трансформатор Тор без перемикача	2 одиниці	87,512	2613,394	110 570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з перемикачем вбудовані трансформатори діючі двигуни	4 одиниці	746 616	10981,048	459,872	319.6	4,964	12512,096	820,0
2.8	Приєднання до розділу Вимикач 110 кВ с вбудовані трансформатори діючі двигуни	3 одиниці	224 730	8128,254	333,933	222,861	3,648	8913,426	375,0
2.9	Підключення трансформатора	4 одиниці	152,304	4088.204	234,772	116 440	4,176	4595,896	288,0

	Тор напругою 110 кВ								
2.10	Підключення ремонтного мосту 110кВ	1 одиниця	54 027	287,744	24 915	10,315	1000	378 001	125,0
Всього ВРП 110 кВ			1265,189	26098,062	1164,062	741,626	15 926	29285,443	1868,0
Орієнтовна загальна вартість			29285,443						

Таблиця 8.3 – Витрати на реконструкцію підстанції (вузол 13)

Ч.ч. відповідно з вкладки Ліцей 6.1	вузол PS	кількість	будівля-Немає роботи	обладнання Няня	Інший Вартість	Демонструвати-НІ працювати	експертиза від проекту	Загалом скарб-за витрати	схід-тонна Площа, зайняте обладнання орендна плата м2 -
1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
2	Вузол ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ Силовий трансформатор Тор без перемикача	2 одиниці	87,512	2613,394	110 570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з перемикачем вбудовані трансформатори діючі двигуни	3 одиниці	559,962	8235,786	344,904	239 700	3,723	9384,072	615,0
2.8	Приєднання до розділу Вимикач 110 кВ с вбудовані трансформатори діючі двигуни	2 одиниці	149 820	5418,836	222,622	148,574	2432	5942,284	250,0
2.9	Підключення трансформатора Тор напругою 110 кВ	3 одиниці	114,228	3066,153	176 079	87,33	3,132	3446,922	216,0

2.12	Підключення ремонтного мосту 110кВ	1 одиниця	54 027	287,744	24 915	10,315	1000	378 001	125,0
Всього ВРП 110 кВ			965,549	19621,913	879 090	558,329	12 425	22037.303	1466,0
Орієнтовна загальна вартість			22037.303						

Таблиця 8.4 – Витрати на будівництво підстанції (вузол 50 3)

Ч.ч. відповідно з вкладкою Ліцей 6.1	вузол PS	кількість	будівля - Немає роботи	обладнання	Інший Вартість	Демонструвати- НІ працювати	експерт тиза від проекту	Загалом скарб-за витрати	схід- тонна Площа, зайняте обладнання орендна плата м2 -
1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
1	Створення сил безпеки трансформери Напруга, потужність:								

Продовження табл. 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
9.7	110/10 кВ, 10В×А	2 одиниці	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузол ВРП 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ Силовий трансформатор Тор без перемикача	2 одиниці	87,512	2613,394	110 570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з перемикачем вбудовані трансформатори діючі двигуни	2 одиниці	373,308	5490,524	229 936	159 800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання до розділу Вимикач 110 кВ с вбудовані трансформатори діючі двигуни	1 одиниця	74 910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Підключення трансформатора Тор напругою 110 кВ	2 одиниці	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

	Торцеві пластини - все чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Орієнтовна загальна вартість			53884,766						

Таблиця 8.5 – Витрати на будівництво підстанції (вузол 50 1)

Ч.ч. відповідн о з вкладко ю Ліцей 6.1	вузол PS	кіль кістка	будівл я- Немас роботи	обладнан ня Няня	Інший Вартіст ь	Демонструват и- НІ працювати	експер т тиза від проект у	Загалом скарб- за витрати	схід- тонна Площа, зайняте обладнан ня орендна плата м ² -
1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
1	Створення сил безпеки трансформе ри Напруга, потужність:								
9.7	110/10 кВ, 6,3 В × А	2 одини ці	517,48 8	13498,936	451,372	371,798	3430	14843,02 2	190
2	Вузол ВРП 110 кВ:								

Продовження табл. 8.5

1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з перемикачем вбудовані трансформатори діючі двигуни	2 одиниці	373,308	5490,524	229 936	159 800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання до розділу Вимикач 110 кВ с вбудовані трансформатори діючі двигуни	1 одиниця	74 910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Підключення трансформатора	2 одиниці	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

	Тор напругою 110 кВ									
2.12	Підключення ремонтного мосту 110кВ	1 одиниця	54 027	287,744	24 915	10,315	1000	378 001	125,0	
	Всього ВРП 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375 032	8,924	14789,163	1064,0	
4	Вузол обладнання 10 кВ:									
4.1	Розподільні пристрої 10 кВ ПС 110/10 кВ:									
4.9.1	Камера введення 10 кВ від Силовий трансформатор Мотор з вакуумом перемикач	2 одиниці	77,232	881,914	23 810	25,838	2000	1010,794	13.8	
4.9.2	Редагування камери Вакуумний перемикач 10кВ	1 одиниця	38 616	421,721	11,364	12 424	1000	485,124	6.9	
4.9.3	Редагування камери Роз'єднувач 10 кВ	1 одиниця	38 616	294,832	7960	9,162	1000	351,570	6.9	
4.9.4	Камерна лінія 10 кВ с Вакуумний перемикач	6 одиниць	347,544	3104,793	83,826	94 068	6000	3639,231	62.1	
4.9.5	Камера з трансформацією. Напруга 10 кВ	2 одиниці	77,232	275,736	12 844	10 476	2000	378,288	13.8	
4.9.6	Камери з ін Обладнання 10 кВ	2 одиниці	77,232	309,232	12,104	10,184	2000	410,752	9.0	
	Всього розподільні пристрої 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19	6654,047	126.3	
4.2	Власний трансформатор зовнішні потреби Рішучість Ємність:									
4.2.1	100 кВ А	2 одиниці	27,244	463,324	23,416	13 474	2000	529,458	20,0	
4.3	заземлюючий реактор 10кВ	2 Речення	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0	
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 0,6 МВА об	1 Речення						909,100		

Загалом			135,424	2055,654	102,568	60326	4,026	3267,098	72
5	ZPC:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.9.1	Пульти управління, ГНТБ, Резервний захист і Перемикач РПН силового трансформатора Мотор (чотири панелі)	2 Речення	481 046	1524,364	88,638	60 856	2,088	2156,992	96,0
5.9.2	ДФЗ і резервні панелі Охорона лінії 110 кВ с Вимикач (дві панелі)	2 Речення	274,882	1649,252	85 910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.9.3	Вирізати панелі Вимикач 110 кВ (один панелі)	1 одиниця	68,721	559,852	21 513	17,472	1000	668,558	24,0
5.9.4	Панель трансформаторів Напруга 110 кВ (один Панель на дві секції 110 кВ)	1 одиниця	68,721	386 946	8,085	11 081	1000	475,833	12,0
5.9.8	Вхідні поля 10 кВ і Вимикач секційний 10 кВ (одна панель на двох входи)	1 одиниця	137,441	347,406	21,315	14,343	1000	521,505	24,0
5.9.10	Шафа оперуповноваженого Постійний струм (КАРТ)	1 одиниця	66,801	680,462	33,562	20 854	1,002	802,681	12,0
5.9.11	Шафи низької напруги Обладнання (три шафи)	1 Речення	199,382	726 488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.9.12	Інші загальні органи використовувати (центральний Сигналізація, контроль Шиномонтажні пристрої 110- 10 кВ, автоматика Автоматичний вимикач 110 кВ ПРВВ, Торцеві пластини - все чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264
Орієнтовна загальна вартість			47759,985						

2.1	Приєднання 110 кВ Силовий трансформатор Тор без перемикача	2 одиниці	87,512	2613,394	110 570	72,410	2,138	2886,024	260,0
-----	---	--------------	--------	----------	---------	--------	-------	----------	-------

Продовження табл. 8.7

1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з перемикачем вбудовані трансформатори діючі двигуни	2 одиниці	373,308	5490,524	229 936	159 800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання до розділу Вимикач 110 кВ с вбудовані трансформатори діючі двигуни	1 одиниця	74 910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Підключення трансформатора Тор напругою 110 кВ	2 одиниці	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Підключення ремонтного мосту 110кВ	1 одиниця	54 027	287,744	24 915	10,315	1000	378 001	125,0
Всього ВРП 110 кВ			665,905	13145,182	594,118	375 032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузол обладнання 10 кВ:								
4.1	Розподільні пристрої 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.9.1	Камера введення 10 кВ від Силовий трансформатор Мотор з вакуумом перемикач	2 одиниці	77,232	881,914	23 810	25,838	2000	1010,794	13.8
4.9.2	Редагування камери Вакуумний перемикач	1 одиниця	38 616	421,721	11,364	12 424	1000	485,124	6.9
4.9.3	Редагування камери Роз'єднувач 10 кВ	1 одиниця	38 616	294,832	7960	9,162	1000	351,570	6.9

4.9.4	Камерна лінія 10 кВ с Вакуумний перемикач	14 одиниць	888,168	7934,471	214,222	240,396	14 000	9300,257	158.7
4.9.5	Камера від трансформера Напруга тора 10 кВ	4 одиниці	154,464	551,472	25,688	20 952	4000	756,576	27.6
4.9.6	Камери з ін обладнання 10 кВ	2 одиниці	77,232	309,232	12,104	10,184	2000	410,752	9.0
Всього розподільні пристрої 10 кВ			1274,328	10393642	295,148	318,956	33	12315,073	222.9

Продовження табл. 8.7

1	2	3	4	5	6	7	8-й	9	10
4.2	Власний трансформатор Вимоги до живлення:								
4.2.1	250кВА	2 одиниці	27,244	503 940	23 946	14 496	2000	571,626	32,0
4.3	заземлюючий реактор 10кВ	2 Речення	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
4.10	Система компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 4,05 МВА об	1 Речення						1658,7	
Загалом			135,424	2096,270	103 098	61,348	4,026	4058,866	84,0
5	ЗПК								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.9.1	Пульти управління, ГНТБ, Резервний захист і Перемикач РПН силового трансформатора Мотор (чотири панелі)	2 Речення	481 046	1524,364	88,638	60 856	2,088	2156,992	96,0
5.9.2	ДФЗ і резервні панелі Охорона лінії 110 кВ с Вимикач (дві панелі)	2 Речення	274,882	1649,252	85 910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.9.3	Вирізати панелі Вимикач 110 кВ (один панелі)	1 одиниця	68,721	559,852	21 513	17,472	1000	668,558	24,0
5.9.4	Панель трансформаторів Напруга 110 кВ (один Панель на дві секції 110 кВ)	1 одиниця	68,721	386 946	8,085	11 081	1000	475,833	12,0
5.9.8	Вхідні поля 10 кВ і Вимикач секційний 10 кВ (одна панель на двох	1 одиниця	137,441	347,406	21,315	14,343	1000	521,505	24,0

	входи)								
5.9.9	Панелі управління і Захист від заземлення Реактор (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 одиниця	68,721	412 888	21 485	13 855	1000	517 950	12.0
5.9.10	Шафа оперуповноваженого Постійний струм (КАРТ)	1 одиниця	66,801	680,462	33,562	20 854	1,002	802,681	12.0
5.9.11	Шафи низької напруги Обладнання (три шафи)	1 Речення	199,382	726 488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
Всього ЗПК			1365,715	6287,658	321,542	221,554	10,186	8206,655	264,0
Орієнтовна загальна вартість			63879,475						

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 12,6 = 18031,255 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 20,3 = 29050,356 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1431,052 \cdot 25,2 = 36062,510 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 70581,037 + 18031,255 = 88612,292 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 123682,054 + 29050,356 = 152732,410 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 68156,473 + 36062,510 = 104218,983 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

$\Delta W_{\text{т}}$ – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тл}} + \Delta W_{\text{тп}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та 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 обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

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

$$V_{Л1} = (18031,255 \cdot 0,3)/100 = 54,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л2} = (29050,356 \cdot 0,3)/100 = 87,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{Л3} = (36062,510 \cdot 0,3)/100 = 108,2 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П1} = (70581,037 \cdot 3)/100 = 2117,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П2} = (123682,054 \cdot 3)/100 = 3710,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П3} = (68156,473 \cdot 3)/100 = 2044,7 \text{ (тис.грн.)};$$

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

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:14–504 П/ст:14,504	0,021	0,009	130,7
2	ЛЕП:2–501,503–502 П/ст:2,501,502	0,16	0,1	1160,0
3	ЛЕП:14–502,504–502 П/ст:14,504	0,28	0,15	1930,0

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$V_1 = 54,1 + 2117,4 + 130,7 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2171,7 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_2 = 87,2 + 3710,5 + 1160,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 3799,5 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_3 = 108,2 + 2044,7 + 1930,0 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2156,1 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = (-4) \cdot 1200 = 4800 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (5,38 + 11,06) \cdot 5400 = 88776,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_3 = 15,14 \cdot 5400 = 81756,0 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

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

$$\Pi_1 = 5,5 \cdot 0,12 \cdot 4800 - 2171,7 = 996,3 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 88776 - 3799,5 = 13778,1 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 81756 - 2156,1 = 14031,6 \text{ тис.грн.}$$

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

$$E'_a = \frac{996,3 / (1 + 0,16) + 13778,1 / (1 + 0,16)^2 + 14031,6 / (1 + 0,16)^3}{88612,3 / (1 + 0,16) + 152732,4 / (1 + 0,16)^2 + 104218,9 / (1 + 0,16)^3} = 0,104$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ, що підтверджується достатньо високою рентабельністю капітальних затрат.

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,104 = 9,7 \text{ років}.$$

9 ВПЛИВ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА НОРМАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

9.1 Моделювання впливу відновлюваних джерел енергії на якість електричної енергії

Як зазначалось вплив ВДЕ на якість електричної енергії неоднозначний. Дослідження, за якими можна було б однозначно визначити рівень впливу, не проводились. Фірми, які спеціалізуються на експлуатації, наприклад, сонячні електричні станції (СЕС), запевняють, що вплив, якщо він має місце, мінімальний оскільки все обладнання сертифіковане. Було проведено моделювання автономної та паралельної роботи інвертра, яким комплектуються сонячні батареї з модулями MCW12060-12 максимальною потужністю модуля 120Вт і габаритними розмірами 1,411×0,691 м та вплив вітрових електричних станцій (ВЕС) з асинхронними генераторами на напругу в мережі під час пуску.

Використовуючи засоби SimPowerSystems було побудовано відповідні моделі СЕС та ВЕС (вигляд моделей подано в додатку). За мету ставилось проаналізувати сигнал на виході інвертора без його фільтрації при автономній роботі на активне та активно індуктивне навантаження.

Картину зміни вихідного сигналу показано на рисунку 9.1 для активного навантаження та на рисунку 9.3 для активно-індуктивного (зміна струму фази А). Аналіз гармонічного складу отриманих вихідних сигналів, показаний на рисунках 9.2 та 9.5, свідчить про суттєве відхилення від норм якості електричної енергії. Тобто робота інвертора без спеціальної системи фільтрації не допустима навіть в автономному режимі.

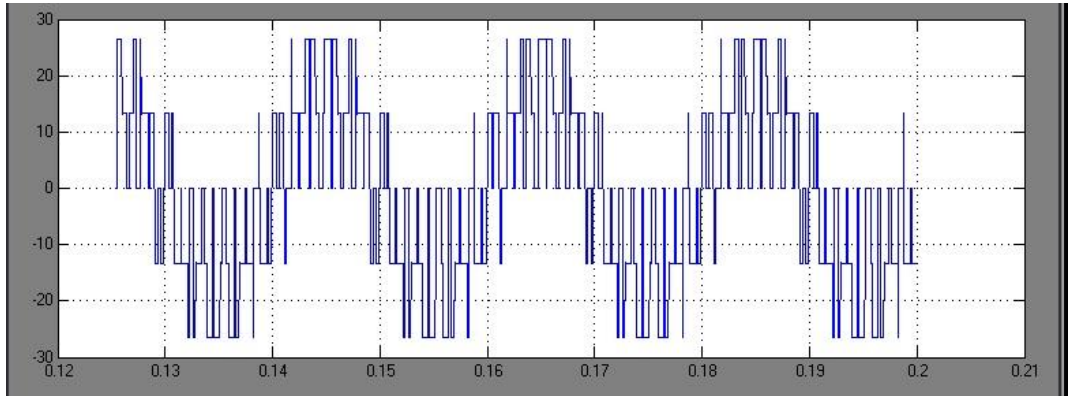


Рисунок 9.1 – Зміна стуму на виході інвертора для активного навантаження

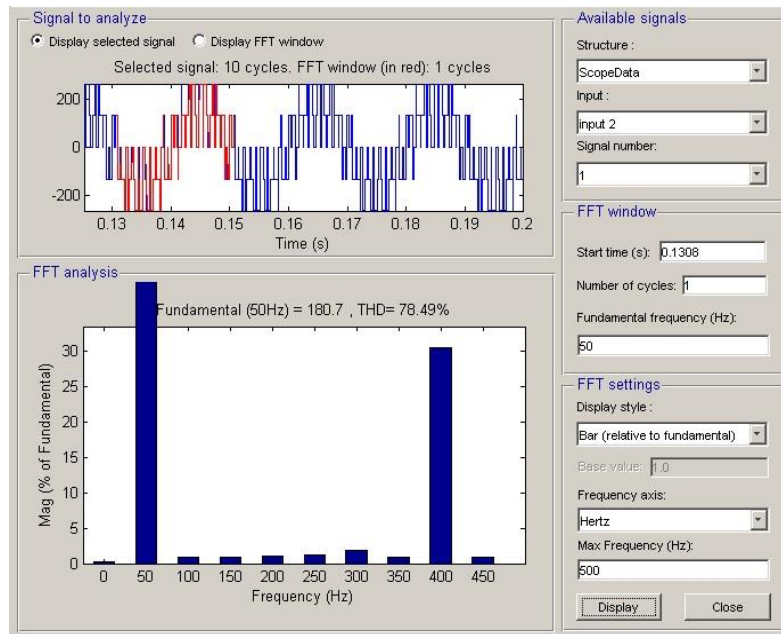


Рисунок 9.2 – Аналіз спектру гармонік

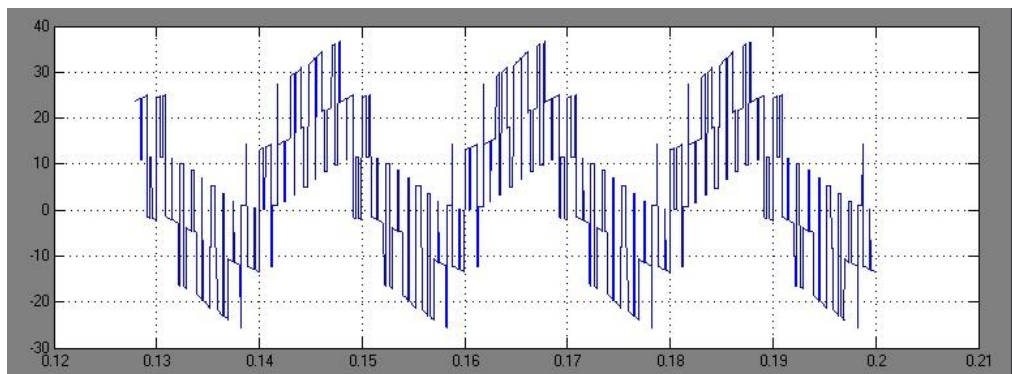


Рисунок 9.3 – Зміна стуму на виході інвертора для індуктивного навантаження

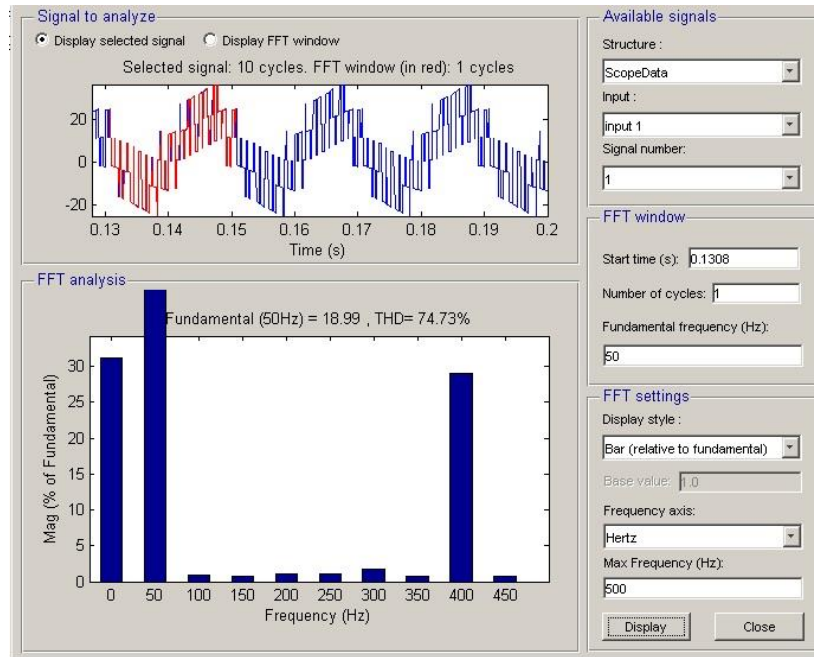


Рисунок 9.4 – Аналіз спектру гармонік

Моделювання з врахуванням фільтрувальних пристроїв показує покращення спектрального складу сигналу (рис. 9.5 та рис. 9.6). Фільтри підібрані так щоб отримати максимально допустиме значення несинусоїдності відповідно до ГОСТ – 13109-97. Це зроблено з метою аналізу взаємовпливу СЕС та розподільної електричної мережі.

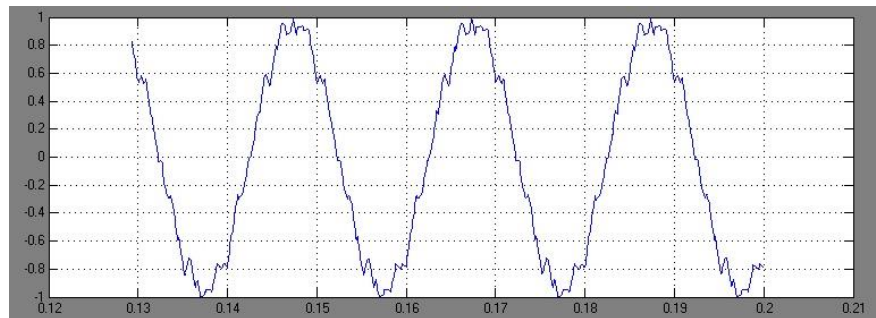


Рисунок 9.5 – Зміна напруги на виході інвертора для активного навантаження після фільтрації

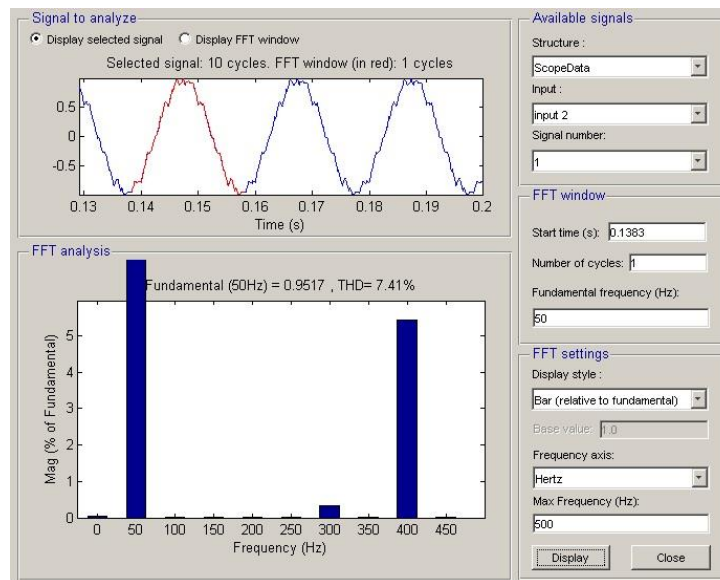


Рисунок 9.6 – Аналіз спектру гармонік

Отже якщо прийняти, що в мережі ідеально симетрична напруга, то під час підключення СЕС з сигналом на виході відповідно рисунку 9.5 напруга в мережі буде спотворюватись (рис. 9.7).

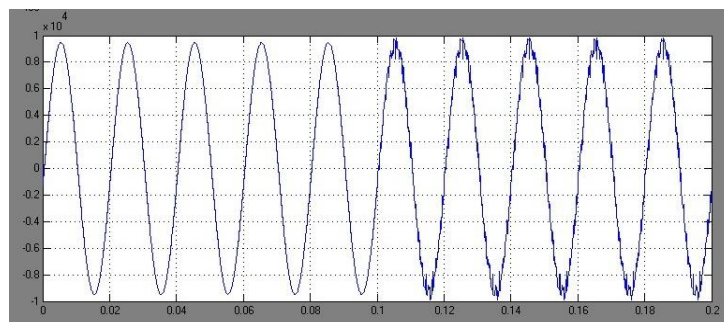


Рисунок 9.7 – Зміна напруги в мережі під час синхронізації з системою

Спектральний аналіз (рис. 9.8) дозволяє констатувати загальне покращення якості електричної енергії порівняно з аналізом показаним на рисунку 9.6. Отже можна зазначити, що має місце взаємовплив СЕС та системи за якістю електричної енергії. Параметри якості електричної енергії можуть змінюватись як вкращу сторону так і в гіршу.

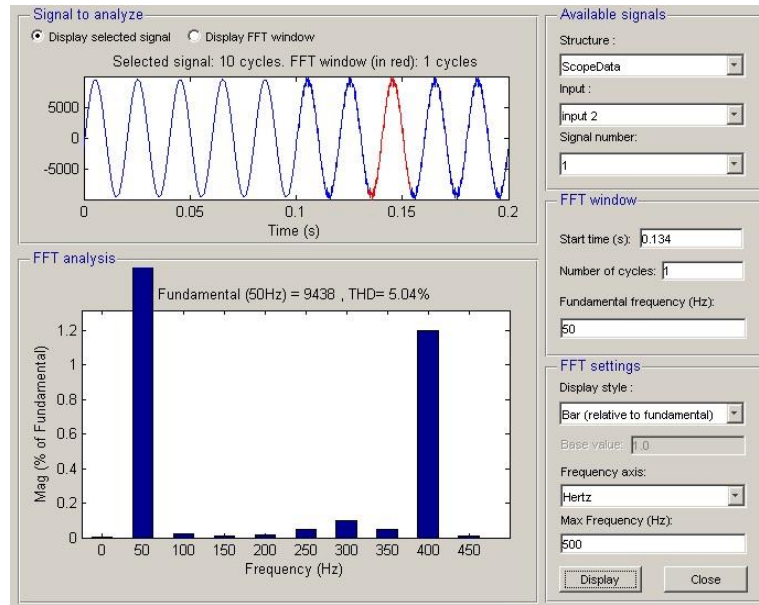


Рисунок 9.8 – Аналіз спектру гармонік

Результати моделювання пуску і підключення до мережі ВЕС з асинхронними генераторами (рис. 9.9) показують значний вплив на коливання напруги в мережі.

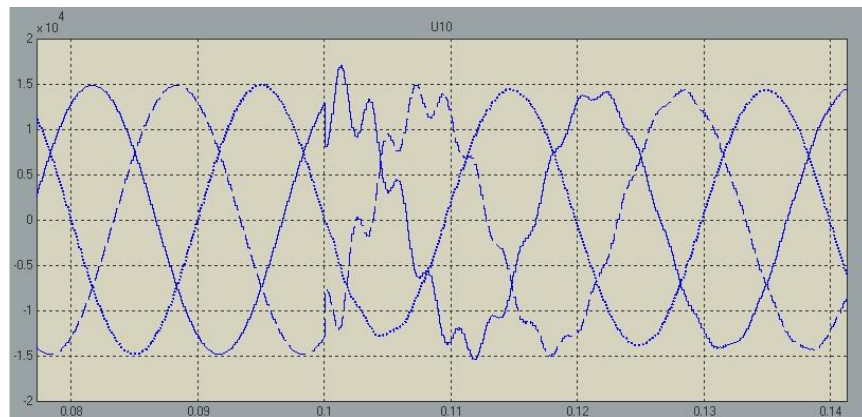


Рисунок 9.9 – Зміна напруги в мережі під час підключення ВЕС

Отже, якщо окремо на виході ВДЕ і в мережі вимоги з якості забезпечені, то не факт що під час їх паралельної роботи вимоги ГОСТу будуть забезпечені.

9.2 Оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж з ВДЕ

Враховуючи результати проведеного моделювання можна констатувати зміну режиму роботи розподільних електричних мереж (ЕМ) за рахунок підключення ВДЕ. Оскільки основні функції мереж полягають у надійному та якісному електропостачанні споживачів електричною енергією, то ВДЕ впливає на готовність до виконання зазначених функцій.

Оцінити готовність мереж виконувати зазначені функції можна шляхом оцінювання інтегрального показника якості функціонування.

Для оцінювання якості функціонування системи електропостачання доцільним є введення інтегрального показника, який враховував би особливості і функціональні можливості локальної системи:

$$B = B(\Delta P) + B(\omega) + B(\delta U). \quad (9.1)$$

де $B(\Delta P)$ – витрати на покриття втрат електроенергії; $B(\delta U)$ – втрати, викликані не відповідністю якості електроенергії нормативним вимогам; $B(\omega)$ – витрати на забезпечення відповідного рівня надійності електропостачання;

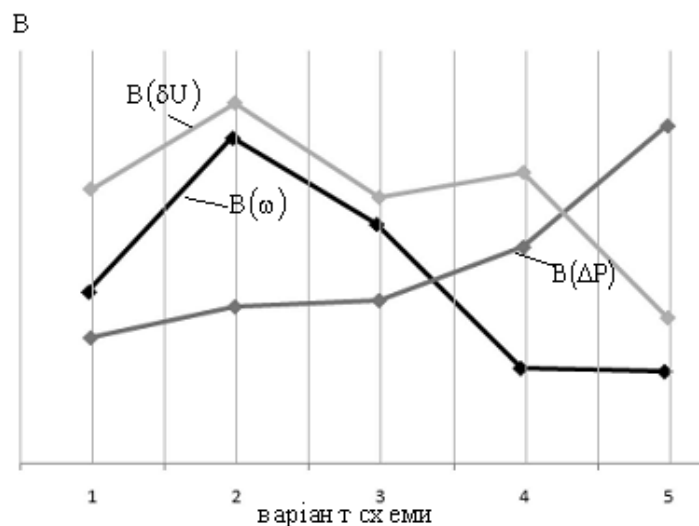


Рисунок 9.10 – Залежність витрат від варіанту схеми підключення ВДЕ

Від (9.1) можна перейти до виразу

$$F = \Delta P + P(\omega) + P(\delta U), \quad (9.2)$$

де ΔP – втрати активної потужності; $P(\omega)$ – недовідпущена потужність через ненадійність елементів ЕМ; $P(\delta U)$ – потужність, що не відповідає нормативам якості електричної енергії.

Оскільки є необхідність в аналізі властивостей системи, інформація про які не завжди повна, то доцільним є перехід до безрозмірної форми (9.2), використавши критеріальний метод [2].

В загальному критеріальна форма від (9.2) має вид:

$$F_* = \pi_1 \cdot P_*^{\alpha_\Delta} + \pi_2 \cdot P_*^{\alpha_\omega} + \pi_3 \cdot P_*^{\alpha_\delta}, \quad (9.3)$$

де P_* – відносне значення потужності, яка споживається в ЛЕС; π – критерії подібності, які в цьому випадку є ваговими коефіцієнтами; $\alpha_\Delta, \alpha_\omega, \alpha_\delta$ – постійні коефіцієнти, які характеризують вплив на якість функціонування ЕМ, відповідно втрат потужності, не надійності електропостачання, якості електричної енергії.

За базис в (9.3) прийнято оптимальне (мінімальне) значення P . Відповідна для (9.3) двоїста задача має вид [3]:

$$d_*(\pi_*) = \prod_{i=1}^3 \frac{\pi_{i0}^{\pi_i}}{\pi_i^{\pi_{i0}}};$$

де π_{i0} – критерії подібності, які відповідають “ідеальній” системі.

Якість функціонування системи можна оцінити інтегральним показником, який визначається як площа E , яка обмежена кривою $d_* = f(p_*)$ і прямою $d_* = \delta d_*$. Значення δd_* відповідає межі якості функціонування системи, за якою вона не придатна до виконання своїх функцій.

$$E = \int_{\pi_{*j}}^{\pi_{*j}} (d_{*}(\pi_{*j})) d\pi - \int_{\pi_{*j}}^{\pi_{*j}} (\delta d_{*}) d\pi.$$

Для оцінювання якості функціонування електричних мереж в [3, 4] було запропоновано критеріальну модель, що отримана на підставі подібності рівнянь Колмогорова та умов ортогональності та нормування критеріального програмування:

$$E = \sum_{i=1}^n p_i \prod_{j=1}^n p_j [A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]^{v_{ji}} - \sum_{i=n+1}^m p_i \prod_{j=1}^n p_j [A_{\min} \leq A \leq A_{\max}]^{v_{ji}}, \quad (9.4)$$

де m – загальна кількість можливих станів розподільної електричної мережі;

n – кількість робочих станів;

p_i – імовірність того, що показник якості електричної енергії A в допустимих межах при тому, що система перебуває в стані j ;

v – елементи матриці переходів, які є алгебраїчними сумами інтенсивностей відмов λ та інтенсивностей відновлень μ .

Розглянемо методику оцінювання якості функціонування на прикладі фрагменту схеми підстанції "Західна" ПАТ "Вінницяобленерго" (рис. 9.11).

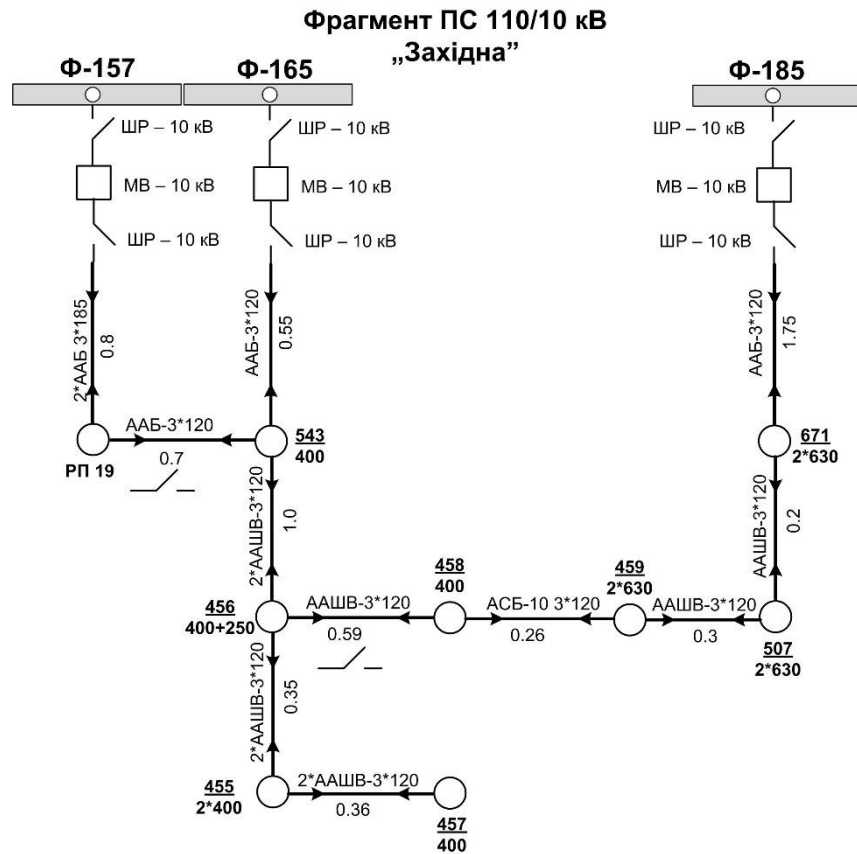


Рисунок 9.11 – Фрагмент схеми підстанції "Західна"

Для цієї схеми граф зміни станів, з врахуванням ієрархічних перетворень, матиме вигляд, наведений на рис. 9.12.

Під час побудови графу прийнято допущення щодо ідеальної надійності індивідуального захисту споживачів.

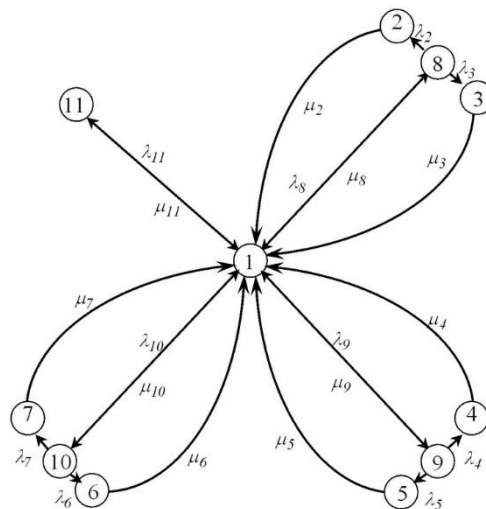


Рисунок 9.12 – Граф станів системи для варіанту живлення Φ-165

від шин підстанції "Західна"

Сутність станів об'єкту така:

стан 1 – всі лінії та комутаційне обладнання функціонують;

стан 2 – одне коло на двоколовій ділянці лінії ТП543 – ТП456 відмовило, з урахуванням можливих станів решти елементів розподільної мережі;

стан 3 – друге коло на двоколовій ділянці лінії ТП543 – ТП456 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;

стан 4 – одне коло на двоколовій ділянці лінії ТП456 – ТП455 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;

стан 5 – друге коло на двоколовій ділянці лінії ТП456 – ТП455 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;

стан 6 – одне коло на двоколовій ділянці лінії ТП455 – ТП457 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;

стан 7 – друге коло на двоколовій ділянці лінії ТП455 – ТП457 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;

стани 8 – 10 – всі споживачі фідера відключені від живлення в наслідок спрацювання релейного захисту разом з відмовою однієї з ліній ділянок ТП543 – ТП456, ТП456 – ТП455, ТП455 – ТП457, відповідно;

стан 11 – всі споживачі фідера відключені від живлення в наслідок спрацювання релейного захисту разом з відмовою ділянки Ф-165 – ТП-543.

За графом (рис. 9.12) складається система рівнянь (9.2).

Для решти варіантів живлення споживачів складаються графи станів та системи рівнянь за ними, використовуючи аналогічні правила та допущення.

Вихідні дані для розрахунку якості функціонування наведені в табл. 9.1 та табл. 9.2.

Таблиця 9.1 – Надійнісні показники

	λ (1/рік)	μ (1/рік)
Кабельна лінія	0,0122/км	292

Вимикач	0,006	2190
---------	-------	------

Таблиця 9.2 – Якість функціонування суміжних фідерів

Значення критерію якості функціонування	ф-157	ф-185
Е	0,8	0,7

Результат розв'язку системи рівнянь (9.2) наведені в табл. 9.3.

Таблиця 9.3 – Імовірності станів системи за графом рис. 9.12

P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	P ₇	P ₈	P ₉	P ₁₀	P ₁₁
0,99982	9,15E-10	9,15E-10	9,15E-10	9,15E-10	9,15E-10	9,15E-10	4,45E-05	4,45E-05	4,45E-05	4,45E-05

Імовірність відповідності ГОСТ відхилень напруги на затискачах споживачів визначається, використовуючи графік відхилення напруги (для ТП-457 при живленні від шин Ф-165 див. рис. 9.13).



Рисунок 9.13 – Відхилення напруги на затискачах ТП-457 протягом року

Під час розрахунку якості функціонування варіантів живлення від суміжних фідерів визначається результуюче значення як добуток якості функціонування відповідного фідера і фрагмента розподільної мережі живлення споживачів фідера ф-165. Наприклад, для живлення від ф-157 результуюче значення якості функціонування буде визначатись так:

$$E_1 = E_{543-456-455-457} \cdot E_{\phi-157}$$

Результати розрахунків варіантів живлення споживачів фідера наведені на рис. 9.14. Показники якості електроенергії визначаються для кожної підстанції окремо. Проаналізувавши результати розрахунку, можна так розташувати варіанти живлення: ф-165 та ф-157, для решти варіантів потрібен індивідуальний підхід, наприклад, для ТП 457 краще житись від ф-185(2), а для ТП 456 – ф-185(1).

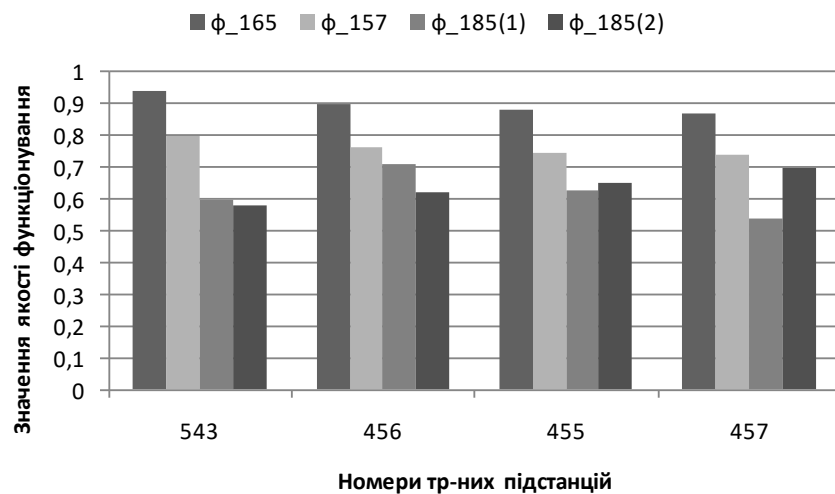


Рисунок 9.14 – Результати розрахунку

Отже, функціональна та структурна надлишковість ЕМ призводить до того, що існує певна свобода у виборі схем приєднання відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ). При цьому кожний варіант приєднання буде характеризуватись відповідним рівнем якості функціонування системи, тобто ефективністю (див. як приклад рис. 9.10).

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

10.1 Задачі розділу

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 та експлуатацією електрообладнання ВРП.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [17].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток фрагмента електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії», найголовнішим при експлуатації є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток фрагмента електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРП 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі акціонерного товариства "Вінницяобленерго" з аналізом особливостей експлуатації обладнання підстанцій» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,
- в) психофізіологічні:
 - фізичні перевантаження (динамічні)
 - нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
 - підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках

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;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту 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 унеможливають 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 огороженнях плакати безпеки.

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.

10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура (1°C) і відносна вологість повітря (XV, %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($\text{Вт}/\text{м}^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 10.1

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Допустима	Допустима		
		Верхня межа	Нижня межа	Допустима	Допустима
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27°C	0,1-0,3

10.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в $\text{мг}/\text{м}^3$.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в 1/8" у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [17].

10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [17, 20]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (10.1)$$

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9); m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ); N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне: $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$;

суміщене $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$.

10.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості E в люксах [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення $e_{\text{мін}}$ передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

10.4.5 Виробничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

Таблиця 10.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

10.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 10.4 допустимі рівні вібрації т постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації т постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	<u>2,8</u> 115	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , в знаменнику –логарифмічні рівні вібрації, дБ.

10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ

заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються блискавкозахист. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення $R_z=0.5$ Ом.

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить $116 \times 78 \text{ м}^2$.

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром $116 \times 78 \text{ м}$.

По таблиці 10.5 приймаємо в якості верхнього шару пісок ($\rho_{1з} = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), в якості нижнього шару суглинок ($\rho_{2л} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). ВРП знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 8.3 $h_c = 2 \text{ м}$ [27].

Таблиця 10.5 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$	Ґрунт	$\rho \text{ Ом}\cdot\text{м}$
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 10.6 – Кліматичні зони

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін h_c , м	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів $t = 0,7 \text{ м}$, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів $l_B = 15 \text{ м}$.

Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

провідниками. кількість комірок $\frac{78}{15} = 5,2$ і $\frac{116}{15} = 7,73$. Приймаємо 5 і 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками $\frac{78}{5} = 15,6$ м, між поперечними

$\frac{116}{7} = 16,57$ м. На рисунку 10.1 зображена схема заземлення.

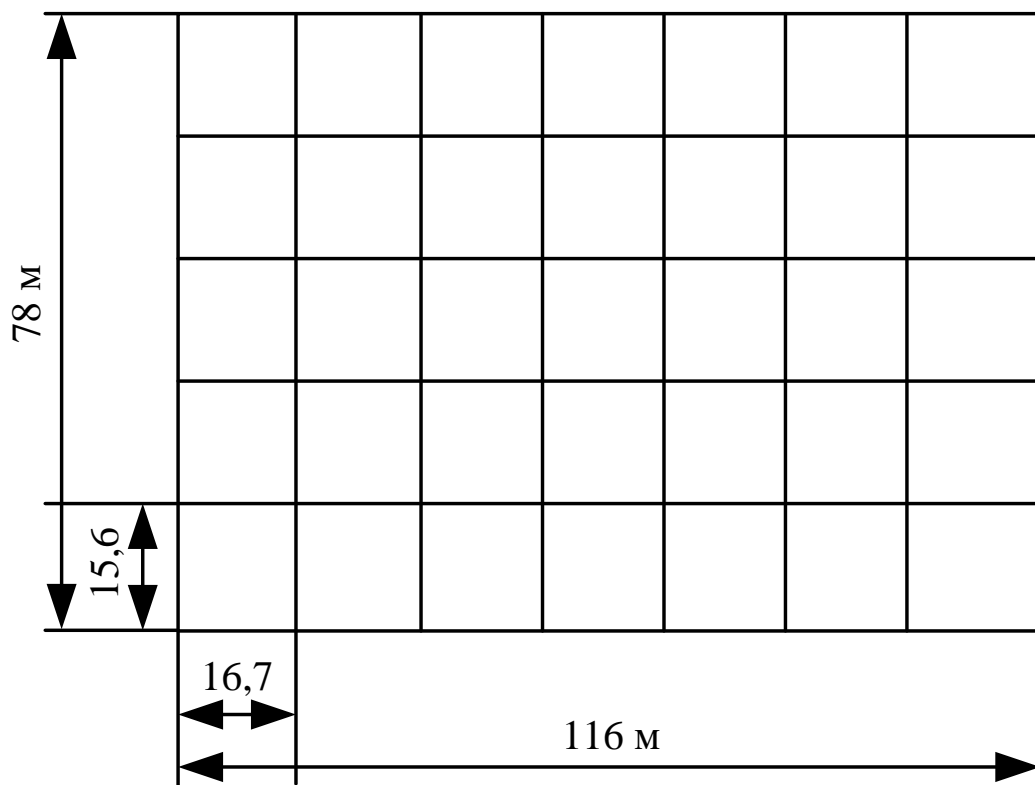


Рисунок 10.1– Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_{\Gamma} = 116\text{Ч} + 78\text{Ч} = 1320 \text{ (м)}.$$

Число вертикальних електродів $n_{\text{В}} = 16,57$, повна довжина вертикальних електродів

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м).}$$

$$L_B = 15 \cdot 16,57 = 248,55 \text{ (м).}$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / n_B, \text{ (м).}$$

$$\alpha = 388 / 16,57 = 23,4 \text{ (м).}$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{L_{\Gamma} + L_B}, \text{ (Ом)},$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95,12 \text{ (м}^2\text{)},$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,7}{95,12} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}},$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot 0,16 = 0,34,$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,27 \lg \frac{a}{l_B},$$

$$D = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,27 \lg \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$R = 0,34 \frac{113,288}{95,12} + \frac{113,288}{1320 + 248,55} = 0,43 \text{ (Ом).}$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}, \text{ (Ом)}.$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо $R_e = 1,5 \text{ Ом}$ [13].

$$R_3 = \frac{0,43 \cdot 1,5}{0,43 + 1,5} = 0,334 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

По таблиці 10.7 для тривалості впливу $\tau_B = 0,2 \text{ с}$ найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 10.7 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільш дозволена напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_{\text{Л}} = I_{\text{П0}}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}.$$

де α – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left(\frac{a \sqrt{S}}{l_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}.$$

З таблиці 10.8 визначаємо параметр М.

Таблиця 10.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
M	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82

Для $\rho_1/\rho_2 = 4$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0,72 \left(\frac{23,4 \cdot 95,12}{15 \cdot 1320} \right)^{0,45} = 0,269$$

Коефіцієнт $\beta = \frac{R_L}{R_L + R_C}$,

де $R_L = 1000$ Ом – опір тіла людини;

$R_C = 1,5\rho_{в.ш.}$ – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{в.ш.} = \rho_1 = 400$ – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625$$

$$I_{П0}^{(1)} \approx I_{П0}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

$$U_L = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,625 = 561 \text{ (В)}.$$

$U_L > U_{ДОТ. ДОП}$.

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсіпку шару гравія товщиною 0,2 м по всій території ВРП. Питомий опір верхнього шару при цьому $\rho_{в.ш.} = 5000$ Ом·м, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118$$

Підсіпка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення ρ_1/ρ_2 і величина M залишаються незмінними, тоді напругу дотику

$$U_{\text{Л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,118 = 106 \text{ (В)},$$

$U_{\text{Л}} < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРП 110 кВ.

10.6 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРП згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з

негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [7,9].

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$ і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

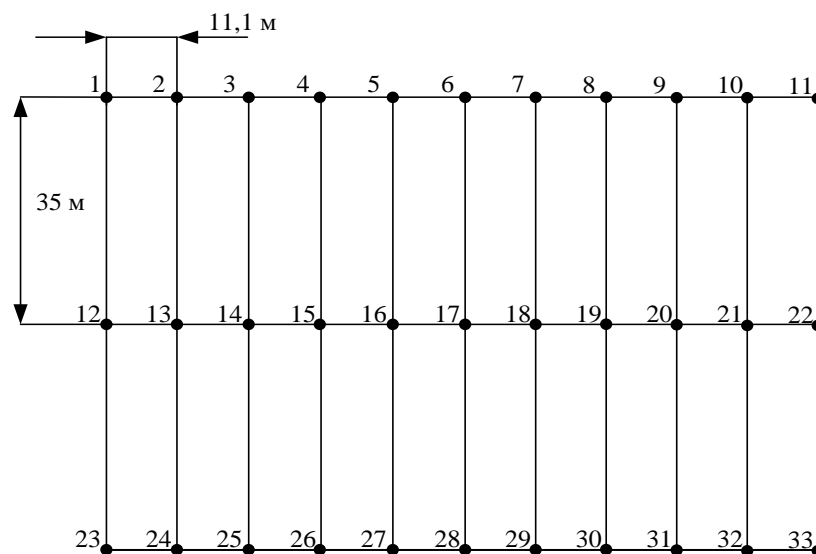


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60$ м;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [13].

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L_1 , м	L_2 , м	L_3 , м
r_x , м	7,125	7,125	7,125
h_0 , м	18,614	20,76	18,379
b_x , м	7	13,35	6,387

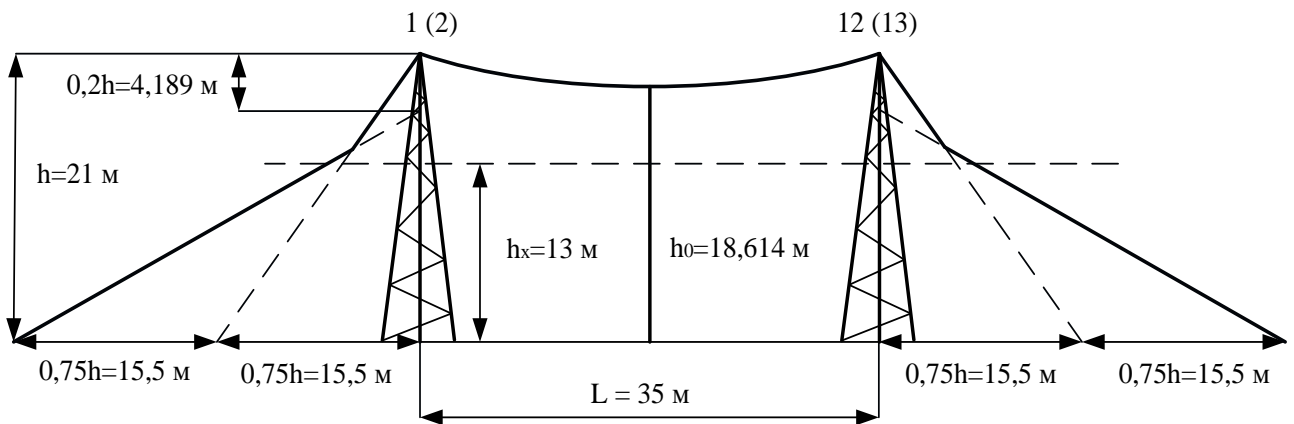


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

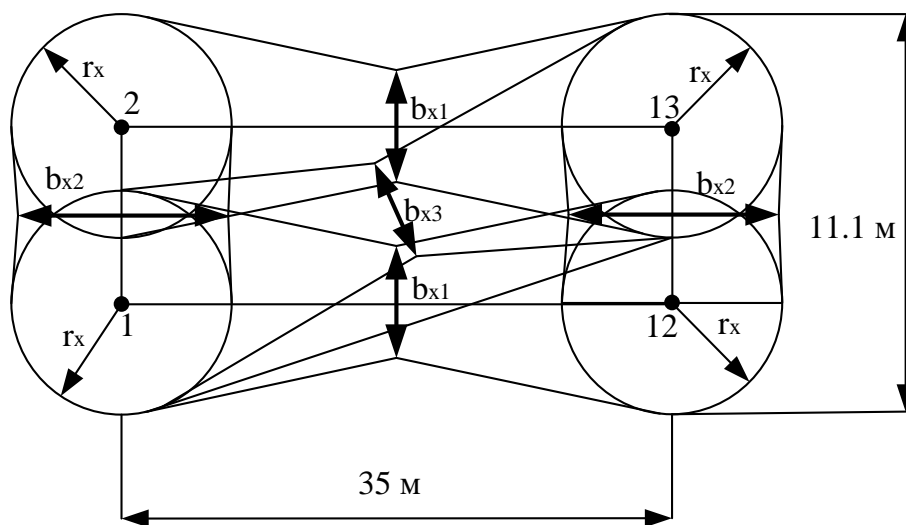


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРП 110 кВ задля пожежної безпеки.

ВИСНОВКИ

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

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №501, 502 та 503) та СЕС(вузол №504). Було задано, що до пунктів 501, 502, 503 та 504 під'єднані споживачі 1 категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 504) були визначені збитки від перерви електропостачання.

Для діючих підстанцій Турбів та Оленівка (вузли 13,14) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Спроектвана мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,7 МВт при сумарній активній потужності генерації 127,1 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 345563,7 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки рентабельність близька до нормативного значення, та термін окупності 9,7 років.

На підставі виконаного моделювання досліджено вплив відновлюваних джерел енергії на основні властивості розподільної електричної мережі, які безпосередньо впливають на якість її функціонування по відношенню до споживачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проєкт Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
- 2 Буткевич О. Ф., Гурєєва Т. М., Чижевський В. В. Юнєєва Н. Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості систем / Технічна електродинаміка. 2022. № 6. С. 42-51
3. Кириленко О. В., Павловський В. В., Блінов І. В. Науково-технічне забезпечення організації роботи ОЕС України в синхронному режимі з європейською континентальною енергетичною системою ENTSO-E / Техн. електродинаміка. 2022. № 5. 59-66.
4. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 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>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=5A3C2631CC0ADB7FF7F0E6F2BE94B134.app1?art_id=245239564&cat_id=245239555
6. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
7. Типові рішення при проєктуванні 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.
8. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Лежнюк П.Д. Електричні апарати. Фізичні основи електричних апаратів. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2007. –184 с.
12. Лежнюк П.Д. Електрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.

13. 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.

14. 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.

15. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

16. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

17. Природне і штучне освітлення : ДБН В.2.5-28-2006- [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>

18. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку : ДСН 3.3.6.037-99 - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>

19. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою : НАПБ Б.03.002-2007 – [чинний від 03.12.2007 року] - № 833

20. 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.

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагмента електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

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

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

Автор роботи _____ Черната М.О.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____ Сікорська О.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток Б

. Технічне завдання МКР

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

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

_____ (підпис)
" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З
ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

08-21.МКР.033.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст. викладач
_____ Сікорська О.В.

Магістрант групи 2ЕСМ-22 м
_____ Черната М.О.

Вінниця 2023 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 № 247 від 18 вересня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі з відновлюваними джерелами енергії за техніко-економічними показниками;

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

Для приєднання нових споживачів та забезпечення якості й ефективності їх електропостачання спроектувати розвиток електричних мереж 110/35/10 кВ АТ «Вінницяобленерго»з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “АВВ”, “Siemens” та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

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	18.09.23	20.09.23	
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	
5.	Вибір силових трансформаторів на підстанціях і вибір перерізу проводів	18.10.23	25.10.23	
6.	Вибір схем підстанцій	03.11.23	05.11.23	
7.	Оцінка балансу потужностей	06.11.23	14.11.23	
8.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	
9.	Техніко-економічні показники для визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	
10.	Вплив відновлюваних джерел енергії на режими розподільних електричних мереж	21.11.23	25.11.23	
11.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	
12.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	
13.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	

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.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 94.528 МВт / 829.429 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 92.840 МВт / 813.278 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.907 МВт / 8.992 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.503 МВт / 4.405 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.278 МВт / 2.754 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.781 МВт / 7.159 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.688 МВт / 16.151 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300		-63.023	-34.967	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.428	-0.21
4	Козятин тяг	0.000	0.000	113.148	-0.66
5	Глухівці	0.000	0.000	112.848	-0.78
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.457	-0.93
3	Сигнал	0.000	0.000	114.429	-0.21
201		0.000	0.000	114.430	-0.21
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	113.104	-0.71
1	Калинівка	0.000	0.000	113.178	-0.69
100		-31.452	-14.810	115.000	0.00
203		0.000	0.000	114.147	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	113.960	-0.38
204		0.000	0.000	113.838	-0.41
8	Черемошне	0.000	0.000	113.289	-0.63
9	Погребище	0.000	0.000	112.731	-0.79
205		0.000	0.000	112.643	-0.83
10	Плисків	0.000	0.000	112.632	-0.83
11	Липовець	0.000	0.000	112.771	-0.82
206		0.000	0.000	112.853	-0.80
12	Степанівка	0.000	0.000	113.492	-0.57
207		0.000	0.000	113.618	-0.53
13	Оленівка	0.000	0.000	113.542	-0.55
200		0.000	0.000	113.816	-0.46
209		0.000	0.000	114.908	-0.04
208		0.000	0.000	113.686	-0.51
14	Турбів	0.000	0.000	113.184	-0.67
10011		0.000	0.000	111.823	-1.94
10035		0.000	0.000	37.542	-1.58
10010		6.730	3.450	10.685	-1.91
10012		0.000	0.000	112.156	-1.59
100035		0.000	0.000	37.542	-1.58
100010		0.000	0.000	10.685	-1.92
2001		0.000	0.000	110.984	-2.44
20027		0.000	0.000	26.539	-2.44
20010		13.890	7.870	10.606	-2.41
3001		0.000	0.000	112.749	-1.78
30035		0.000	0.000	37.747	-1.79
30010		7.900	3.820	10.775	-1.76
40010		18.160	10.290	10.549	-2.97
20011		0.000	0.000	110.991	-2.44
200027		0.000	0.000	26.539	-2.44
200010		0.000	0.000	10.607	-2.41
30001		0.000	0.000	112.753	-1.79

300035	0.000	0.000	37.747	-1.79
300010	0.000	0.000	10.775	-1.76
400010	0.000	0.000	10.550	-2.97
50010	4.810	2.330	10.464	-3.80
60010	6.200	3.340	10.469	-3.37
70010	5.130	2.910	10.219	-5.67
7001	0.000	0.000	109.415	-3.66
70035	0.000	0.000	36.630	-3.66
80010	3.420	2.030	10.378	-4.01
9001	0.000	0.000	110.472	-2.54
9002	0.000	0.000	110.472	-2.54
90035	0.000	0.000	36.984	-2.54
90010	5.450	3.090	10.440	-3.57
900035	0.000	0.000	36.984	-2.54
900010	0.000	0.000	10.440	-3.57
1000010	2.990	1.860	10.358	-3.80
110010	6.840	3.310	10.478	-3.62
11001	0.000	0.000	109.719	-3.66
110035	0.000	0.000	36.732	-3.66
120010	3.100	1.750	10.463	-3.61
130010	3.200	1.550	10.505	-3.69
14001	0.000	0.000	111.900	-1.75
140035	0.000	0.000	37.445	-1.74
140010	5.020	2.710	10.665	-1.98
14002	0.000	0.000	111.615	-2.01
1400035	0.000	0.000	37.445	-1.74
1400010	0.000	0.000	10.666	-1.98
4001	0.000	0.000	111.382	-2.08
40027	0.000	0.000	26.634	-2.08
40001	0.000	0.000	111.382	-2.08
400027	0.000	0.000	26.634	-2.08

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4001	9.089	5.644	9.082	5.334	0.007	0.309	0.054	1.831
4001	40027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
40027	400027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
40001	400027	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40001	9.090	5.645	9.083	5.334	0.007	0.309	0.055	1.831
40001	400010	9.094	5.310	9.086	5.118	0.007	0.191	0.054	1.154
400010	40010	9.086	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.570	0.001
4001	40010	9.071	5.358	9.063	5.166	0.007	0.192	0.055	1.163
3	3001	3.955	2.049	3.951	1.911	0.004	0.137	0.022	1.734
3001	30035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
30035	300035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	300035	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30001	3.957	2.044	3.953	1.906	0.004	0.137	0.022	1.730
30001	300010	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.022	0.094
300010	30010	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.234	0.000
3001	30010	3.949	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.022	0.094
300	202	23.358	13.101	23.290	12.950	0.068	0.151	0.134	0.573
202	3	-6.268	-4.355	-6.269	-4.355	0.000	0.000	-0.038	-0.001
3	201	-14.236	-8.811	-14.236	-8.811	0.000	0.000	-0.084	-0.001
201	300	-23.033	-12.799	-23.100	-12.948	0.067	0.148	-0.133	-0.571
201	2	8.796	4.960	8.737	4.827	0.060	0.132	0.051	1.333
2	14	-1.766	-0.327	-1.767	-0.328	0.001	0.001	-0.009	-0.081
14	208	-6.843	-2.903	-6.865	-2.935	0.022	0.032	-0.038	-0.505
208	200	-6.865	-2.515	-6.871	-2.523	0.006	0.008	-0.037	-0.131
200	207	14.038	6.958	14.022	6.928	0.016	0.029	0.079	0.199
207	12	10.797	5.434	10.789	5.420	0.008	0.014	0.061	0.127
12	206	7.665	3.843	7.637	3.792	0.028	0.051	0.044	0.644
206	11	7.637	4.244	7.633	4.238	0.004	0.006	0.045	0.083
11	205	0.743	0.829	0.743	0.828	0.001	0.001	0.006	0.128
205	9	-2.272	-0.641	-2.273	-0.643	0.001	0.002	-0.012	-0.089
9	8	-7.777	-3.837	-7.805	-3.878	0.028	0.040	-0.044	-0.562
8	204	-11.253	-5.691	-11.285	-5.763	0.032	0.071	-0.064	-0.553
204	7	-11.285	-5.437	-11.294	-5.449	0.009	0.013	-0.063	-0.122
7	203	-16.473	-9.067	-16.493	-9.096	0.020	0.028	-0.095	-0.188
203	300	-16.493	-8.757	-16.565	-8.917	0.072	0.160	-0.094	-0.855
9	9001	2.732	1.729	2.728	1.612	0.004	0.117	0.017	2.356
9001	90035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
90035	900035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	900035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9002	2.732	1.729	2.728	1.612	0.004	0.117	0.017	2.356

9002	900010	2.729	1.610	2.724	1.542	0.004	0.068	0.017	1.422
900010	90010	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.173	0.000
9001	90010	2.727	1.614	2.723	1.546	0.004	0.068	0.017	1.425
200	209	-20.909	-9.040	-21.041	-9.282	0.132	0.241	-0.115	-1.095
209	100	-21.041	-8.973	-21.053	-8.994	0.011	0.020	-0.115	-0.092
14	14001	1.724	0.973	1.722	0.930	0.002	0.043	0.010	1.329
14001	140035	1.096	0.432	1.095	0.432	0.001	0.000	0.006	0.051
140035	1400035	1.095	0.432	1.095	0.432	0.000	0.000	0.018	0.000
14002	1400035	-1.095	-0.427	-1.095	-0.432	0.000	0.006	-0.006	-0.250
14	14002	3.305	1.892	3.302	1.789	0.003	0.103	0.019	1.630
14002	1400010	4.397	2.215	4.391	2.215	0.005	0.000	0.025	0.105
1400010	140010	4.391	2.215	4.391	2.215	0.000	0.000	0.266	0.000
14001	140010	0.626	0.497	0.626	0.493	0.000	0.004	0.004	0.411
2	2001	6.953	4.227	6.945	3.940	0.008	0.287	0.041	2.213
2001	20010	6.941	3.951	6.933	3.951	0.008	0.000	0.041	0.094
20010	200010	-6.949	-3.914	-6.949	-3.914	0.000	0.000	-0.433	-0.001
20011	200010	6.957	3.914	6.949	3.914	0.008	0.000	0.041	0.094
2	20011	6.960	4.213	6.952	3.925	0.008	0.286	0.041	2.206
20011	200027	-0.005	0.012	-0.005	0.012	0.000	0.000	-0.000	0.003
200027	20027	-0.005	0.012	-0.005	0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2001	20027	0.005	-0.012	0.005	-0.012	0.000	0.000	0.000	-0.003
2	1	-3.506	-2.650	-3.508	-2.653	0.001	0.003	-0.022	-0.074
1	100	-10.303	-5.601	-10.400	-5.816	0.097	0.214	-0.060	-1.830
10012	100010	2.150	1.354	2.150	1.337	0.001	0.018	0.013	0.461
100010	10010	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.137	0.000
10011	10010	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.026	0.109
10011	10035	-1.489	-0.572	-1.490	-0.583	0.001	0.011	-0.008	-0.335
10035	100035	-1.490	-0.583	-1.490	-0.583	0.000	0.000	-0.025	-0.000
10012	100035	1.490	0.583	1.490	0.583	0.000	0.000	0.008	0.019
1	10012	3.642	2.012	3.640	1.937	0.002	0.075	0.021	1.057
1	10011	3.095	1.626	3.093	1.540	0.003	0.086	0.018	1.411
11	11001	6.862	3.745	6.849	3.308	0.013	0.435	0.040	3.264
11001	110035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11001	110010	6.849	3.308	6.836	3.308	0.013	0.000	0.040	0.164
12	120010	3.114	1.982	3.098	1.749	0.015	0.232	0.019	4.312
207	13	3.225	1.737	3.224	1.734	0.001	0.003	0.019	0.076
13	130010	3.213	1.780	3.198	1.549	0.015	0.230	0.019	3.931
8	80010	3.438	2.325	3.418	2.029	0.020	0.295	0.021	5.041
202	4	29.558	17.674	29.365	17.245	0.193	0.427	0.173	1.287
6	60010	6.214	3.697	6.196	3.338	0.018	0.358	0.037	3.173
205	10	3.014	2.146	3.014	2.146	0.000	0.000	0.019	0.010
4	5	11.103	5.824	11.086	5.786	0.017	0.038	0.064	0.302
5	50010	4.825	2.660	4.807	2.329	0.018	0.330	0.028	3.682
5	6	6.246	3.512	6.233	3.484	0.013	0.028	0.037	0.395
7	7001	5.159	3.593	5.143	3.160	0.016	0.431	0.032	4.766
7001	70035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	70010	5.143	3.160	5.127	2.908	0.016	0.251	0.032	2.871
10	1000010	3.004	2.092	2.988	1.859	0.015	0.232	0.019	4.56

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.225 МВт / 1117.034 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.420 МВт / 1089.919 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.782 МВт / 17.673 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.782 МВт / 17.673 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.604 МВт / 5.291 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.419 МВт / 4.150 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.023 МВт / 9.442 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.805 МВт / 27.115 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300		-71.193	-40.679	115.000	0.00
202		0.000	0.000	114.348	-0.23
4	Козятин тяг	0.000	0.000	113.067	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.767	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.376	-0.95
3	Сигнал	0.000	0.000	114.349	-0.23
201		0.000	0.000	114.349	-0.23
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.061	-1.01
1	Калинівка	0.000	0.000	112.226	-0.96
100		-51.968	-28.282	115.000	0.00
203		0.000	0.000	114.002	-0.38
7	Махаренці	0.000	0.000	113.784	-0.43
204		0.000	0.000	113.631	-0.48
8	Черемошне	0.000	0.000	112.944	-0.75
9	Погребище	0.000	0.000	112.187	-0.96
205		0.000	0.000	111.969	-1.03
10	Плисків	0.000	0.000	111.959	-1.03
11	Липовець	0.000	0.000	111.791	-1.10
206		0.000	0.000	111.847	-1.08
12	Степанівка	0.000	0.000	112.264	-0.93
207		0.000	0.000	112.360	-0.89
13	Оленівка	0.000	0.000	111.915	-1.03
200		0.000	0.000	112.752	-0.77
209		0.000	0.000	114.823	-0.06
208		0.000	0.000	112.543	-0.83
14	Турбів	0.000	0.000	111.754	-1.06
10011		0.000	0.000	110.859	-2.24
10035		0.000	0.000	37.220	-1.88
10010		6.730	3.450	10.593	-2.21
10012		0.000	0.000	111.195	-1.88
100035		0.000	0.000	37.220	-1.88
100010		0.000	0.000	10.593	-2.21
2001		0.000	0.000	109.918	-2.78
20027		0.000	0.000	26.285	-2.78
20010		13.890	7.870	10.504	-2.75
3001		0.000	0.000	112.667	-1.81
30035		0.000	0.000	37.720	-1.81
30010		7.900	3.820	10.767	-1.79
40010		18.160	10.290	10.541	-2.99
20011		0.000	0.000	109.925	-2.78
200027		0.000	0.000	26.285	-2.78
200010		0.000	0.000	10.505	-2.75
30001		0.000	0.000	112.671	-1.81
300035		0.000	0.000	37.720	-1.81
300010		0.000	0.000	10.768	-1.79

400010	0.000	0.000	10.542	-3.00
50010	4.810	2.330	10.456	-3.83
60010	6.200	3.340	10.461	-3.39
70010	5.130	2.910	10.201	-5.74
7001	0.000	0.000	109.229	-3.73
70035	0.000	0.000	36.568	-3.73
80010	3.420	2.030	10.344	-4.15
9001	0.000	0.000	109.915	-2.72
9002	0.000	0.000	109.915	-2.72
90035	0.000	0.000	36.798	-2.72
90010	5.450	3.090	10.386	-3.76
900035	0.000	0.000	36.798	-2.72
900010	0.000	0.000	10.386	-3.76
1000010	2.990	1.860	10.290	-4.04
110010	6.840	3.310	10.381	-3.95
11001	0.000	0.000	108.709	-3.99
110035	0.000	0.000	36.394	-3.99
120010	3.100	1.750	10.341	-4.04
130010	3.200	1.550	10.344	-4.27
14001	0.000	0.000	110.452	-2.17
140035	0.000	0.000	36.960	-2.16
140010	5.020	2.710	10.526	-2.40
14002	0.000	0.000	110.163	-2.43
1400035	0.000	0.000	36.960	-2.16
1400010	0.000	0.000	10.527	-2.41
4001	0.000	0.000	111.300	-2.10
40027	0.000	0.000	26.614	-2.10
40001	0.000	0.000	111.300	-2.10
400027	0.000	0.000	26.614	-2.10
501	0.000	0.000	111.840	-1.04
504	0.000	0.000	111.861	-1.01
502	0.000	0.000	111.329	-1.17
503	0.000	0.000	111.451	-1.14
501010	5.380	3.050	10.353	-3.74
5010010	0.000	0.000	10.354	-3.74
5020010	15.140	7.760	10.304	-4.23
502010	0.000	0.000	10.305	-4.23
503010	11.060	5.360	10.270	-4.72
5030010	0.000	0.000	10.270	-4.72
5040010	-4.000	0.000	10.718	1.01
504010	0.000	0.000	10.718	1.01

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4001	9.089	5.645	9.082	5.334	0.007	0.310	0.055	1.834
4001	40027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
40027	400027	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
40001	400027	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40001	9.090	5.646	9.083	5.335	0.007	0.310	0.055	1.834
40001	400010	9.094	5.310	9.086	5.118	0.007	0.192	0.055	1.156
400010	40010	9.086	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.570	0.001
4001	40010	9.071	5.358	9.063	5.166	0.007	0.192	0.055	1.165
3	3001	3.955	2.049	3.951	1.911	0.004	0.137	0.022	1.737
3001	30035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
30035	300035	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	300035	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	30001	3.957	2.044	3.953	1.906	0.004	0.137	0.022	1.733
30001	300010	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.022	0.094
300010	30010	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.235	0.000
3001	30010	3.949	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.022	0.094
300	202	26.112	15.158	26.025	14.966	0.086	0.191	0.151	0.653
202	3	-3.534	-2.344	-3.534	-2.344	0.000	0.000	-0.021	-0.001
3	201	-11.501	-6.799	-11.502	-6.799	0.000	0.000	-0.067	-0.000
201	300	-25.772	-14.818	-25.857	-15.008	0.085	0.189	-0.150	-0.652
201	2	14.270	8.989	14.103	8.618	0.167	0.369	0.085	2.305
2	14	3.917	3.189	3.909	3.177	0.008	0.012	0.026	0.309
14	208	-10.092	-4.882	-10.143	-4.957	0.051	0.075	-0.058	-0.796
208	200	-10.143	-4.545	-10.157	-4.565	0.014	0.020	-0.057	-0.211
200	207	26.328	14.347	26.268	14.238	0.059	0.108	0.153	0.395
207	12	8.201	4.018	8.197	4.010	0.005	0.008	0.047	0.097
12	206	5.072	2.419	5.060	2.396	0.012	0.023	0.029	0.423
206	11	5.060	2.841	5.058	2.838	0.002	0.003	0.030	0.056
11	205	-1.831	-0.584	-1.833	-0.588	0.002	0.003	-0.010	-0.181
205	9	-4.848	-2.067	-4.855	-2.077	0.007	0.010	-0.027	-0.220

9	8	-10.358	-5.278	-10.409	-5.351	0.050	0.073	-0.060	-0.763
8	204	-13.857	-7.170	-13.907	-7.280	0.049	0.110	-0.080	-0.693
204	7	-13.907	-6.956	-13.920	-6.975	0.013	0.019	-0.079	-0.153
7	203	-19.100	-10.595	-19.126	-10.634	0.026	0.038	-0.111	-0.219
203	300	-19.126	-10.296	-19.225	-10.513	0.098	0.217	-0.110	-1.000
9	9001	2.732	1.731	2.728	1.613	0.004	0.118	0.017	2.380
9001	90035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
90035	900035	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	900035	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9002	2.732	1.731	2.728	1.613	0.004	0.118	0.017	2.380
9002	900010	2.729	1.611	2.724	1.542	0.004	0.068	0.017	1.436
900010	90010	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.174	0.000
9001	90010	2.727	1.615	2.723	1.546	0.004	0.068	0.017	1.439
207	13	18.067	10.456	18.021	10.372	0.046	0.085	0.107	0.449
13	503	14.797	8.747	14.752	8.682	0.044	0.064	0.089	0.468
503	502	3.620	2.466	3.617	2.461	0.003	0.004	0.023	0.123
502	14	-11.606	-6.348	-11.638	-6.394	0.032	0.046	-0.068	-0.428
502	502010	7.595	4.413	7.568	3.873	0.027	0.539	0.045	3.859
502010	5020010	7.568	3.873	7.567	3.873	0.000	0.000	0.475	0.001
502	5020010	7.590	4.423	7.563	3.882	0.027	0.539	0.045	3.866
503	503010	5.551	3.135	5.526	2.681	0.025	0.453	0.033	4.424
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.345	-0.001
503	5030010	5.553	3.131	5.528	2.676	0.025	0.453	0.033	4.418
200	209	-36.485	-18.479	-36.920	-19.275	0.434	0.793	-0.209	-2.082
209	100	-36.920	-18.966	-36.957	-19.034	0.037	0.068	-0.208	-0.177
14	14001	1.724	0.975	1.722	0.930	0.002	0.044	0.010	1.362
14001	140035	1.096	0.433	1.095	0.433	0.001	0.000	0.006	0.052
140035	1400035	1.095	0.433	1.095	0.433	0.000	0.000	0.018	0.000
14002	1400035	-1.095	-0.427	-1.095	-0.433	0.000	0.006	-0.006	-0.257
14	14002	3.305	1.894	3.302	1.789	0.003	0.105	0.020	1.671
14002	1400010	4.397	2.215	4.391	2.215	0.005	0.000	0.026	0.106
1400010	140010	4.391	2.215	4.391	2.215	0.000	0.000	0.269	0.000
14001	140010	0.626	0.498	0.626	0.493	0.000	0.004	0.004	0.419
14	504	-2.712	-0.569	-2.714	-0.572	0.002	0.003	-0.014	-0.110
504	501	1.253	-0.407	1.253	-0.408	0.000	0.001	0.007	0.023
501	2	-4.169	-3.558	-4.175	-3.567	0.006	0.009	-0.028	-0.222
501	501010	2.700	1.704	2.688	1.525	0.012	0.179	0.016	3.808
501010	5010010	-2.689	-1.523	-2.689	-1.523	0.000	0.000	-0.172	-0.000
501	5010010	2.701	1.703	2.689	1.523	0.012	0.179	0.016	3.805
504	504010	-1.994	0.071	-1.999	0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.191
504010	5040010	-1.999	0.000	-1.999	0.000	0.000	0.000	-0.107	-0.000
504	5040010	-1.994	0.070	-1.999	-0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.193
2001	20027	0.005	-0.012	0.005	-0.012	0.000	0.000	0.000	-0.003
20027	200027	0.005	-0.012	0.005	-0.012	0.000	0.000	0.000	0.000
20011	200027	-0.005	0.012	-0.005	0.012	0.000	0.000	-0.000	0.003
20011	200010	6.957	3.914	6.949	3.914	0.008	0.000	0.042	0.094
200010	20010	6.949	3.914	6.949	3.914	0.000	0.000	0.438	0.001
2001	20010	6.941	3.951	6.933	3.951	0.008	0.000	0.042	0.094
2	2001	6.954	4.233	6.946	3.940	0.008	0.292	0.042	2.254
2	20011	6.961	4.219	6.952	3.925	0.008	0.292	0.042	2.247
10012	100035	1.490	0.583	1.490	0.583	0.000	0.000	0.008	0.020
100035	10035	1.490	0.583	1.490	0.583	0.000	0.000	0.025	0.000
10011	10035	-1.489	-0.572	-1.490	-0.583	0.001	0.011	-0.008	-0.341
10011	10010	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.026	0.110
10010	100010	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.138	-0.000
10012	100010	2.150	1.355	2.150	1.337	0.001	0.018	0.013	0.469
1	10012	3.642	2.014	3.640	1.937	0.002	0.076	0.021	1.075
1	10011	3.095	1.628	3.093	1.540	0.003	0.088	0.018	1.436
2	1	-7.997	-5.798	-8.004	-5.814	0.007	0.015	-0.051	-0.167
1	100	-14.798	-8.777	-15.011	-9.248	0.211	0.469	-0.088	-2.790
12	120010	3.114	1.988	3.098	1.749	0.016	0.238	0.019	4.406
8	80010	3.438	2.327	3.418	2.029	0.020	0.297	0.021	5.073
13	130010	3.214	1.787	3.198	1.549	0.016	0.237	0.019	4.053
202	4	29.559	17.678	29.365	17.248	0.193	0.428	0.174	1.288
6	60010	6.214	3.697	6.196	3.338	0.018	0.358	0.037	3.177
5	50010	4.825	2.660	4.807	2.329	0.018	0.330	0.028	3.687
4	5	11.103	5.826	11.086	5.788	0.017	0.038	0.064	0.303
11	11001	6.862	3.753	6.849	3.308	0.013	0.444	0.040	3.326
5	6	6.246	3.513	6.233	3.485	0.013	0.028	0.037	0.396
7	7001	5.159	3.595	5.143	3.161	0.016	0.433	0.032	4.782
7001	70035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	70010	5.143	3.161	5.127	2.908	0.016	0.252	0.032	2.880
205	10	3.014	2.149	3.014	2.148	0.000	0.000	0.019	0.010
10	1000010	3.004	2.095	2.988	1.859	0.016	0.235	0.019	4.621
11001	110035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
11001	110010	6.849	3.308	6.836	3.308	0.013	0.000	0.040	0.165

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 42.093 МВт / 368.988 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 41.300 МВт / 361.788 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.166 МВт / 1.642 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.166 МВт / 1.642 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.571 МВт / 5.003 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.056 МВт / 0.555 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.627 МВт / 5.558 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.793 МВт / 7.200 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300		-22.544	-9.165	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.811	-0.09
4	Козятин тяг	0.000	0.000	109.405	-0.25
5	Глухівці	0.000	0.000	109.317	-0.30
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	109.199	-0.35
3	Сигнал	0.000	0.000	109.812	-0.09
201		0.000	0.000	109.812	-0.09
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	109.224	-0.35
1	Калинівка	0.000	0.000	109.268	-0.33
100		-15.527	-5.631	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.754	-0.15
7	Махаренці	0.000	0.000	109.694	-0.18
204		0.000	0.000	109.655	-0.19
8	Черемошне	0.000	0.000	109.480	-0.30
9	Погребище	0.000	0.000	109.271	-0.38
205		0.000	0.000	109.218	-0.41
10	Плисків	0.000	0.000	109.214	-0.41
11	Липовець	0.000	0.000	109.164	-0.43
206		0.000	0.000	109.180	-0.42
12	Степанівка	0.000	0.000	109.275	-0.35
207		0.000	0.000	109.297	-0.33
13	Оленівка	0.000	0.000	109.159	-0.38
200		0.000	0.000	109.408	-0.28
209		0.000	0.000	109.954	-0.02
208		0.000	0.000	109.357	-0.30
14	Турбів	0.000	0.000	109.142	-0.36
10011		0.000	0.000	108.830	-0.77
10035		0.000	0.000	36.469	-0.65
10010		2.200	1.100	10.406	-0.76
10012		0.000	0.000	108.938	-0.65
100035		0.000	0.000	36.469	-0.65
100010		0.000	0.000	10.406	-0.76
2001		0.000	0.000	108.519	-0.94
20027		0.000	0.000	25.949	-0.94
20010		4.500	2.600	10.377	-0.93
3001		0.000	0.000	109.274	-0.64
30035		0.000	0.000	36.584	-0.64
30010		2.600	1.200	10.449	-0.64
40010		5.900	3.400	10.375	-1.04
20011		0.000	0.000	108.522	-0.94
200027		0.000	0.000	25.949	-0.94
200010		0.000	0.000	10.377	-0.93
30001		0.000	0.000	109.276	-0.64
300035		0.000	0.000	36.584	-0.64
300010		0.000	0.000	10.449	-0.64

400010	0.000	0.000	10.375	-1.04
50010	1.600	0.800	10.345	-1.34
60010	2.000	1.100	10.351	-1.17
70010	1.700	0.900	10.291	-1.99
7001	0.000	0.000	108.374	-1.32
70035	0.000	0.000	36.282	-1.32
80010	1.100	0.700	10.318	-1.43
9001	0.000	0.000	108.556	-0.99
9002	0.000	0.000	108.556	-0.99
90035	0.000	0.000	36.343	-0.99
90010	1.800	1.000	10.342	-1.34
900035	0.000	0.000	36.343	-0.99
900010	0.000	0.000	10.342	-1.34
1000010	1.000	0.600	10.314	-1.44
110010	2.200	1.100	10.341	-1.37
11001	0.000	0.000	108.169	-1.38
110035	0.000	0.000	36.213	-1.38
120010	1.000	0.600	10.320	-1.37
130010	1.000	0.500	10.329	-1.41
14001	0.000	0.000	108.712	-0.73
140035	0.000	0.000	36.389	-0.73
140010	1.600	0.900	10.385	-0.81
14002	0.000	0.000	108.615	-0.82
1400035	0.000	0.000	36.389	-0.73
1400010	0.000	0.000	10.385	-0.81
4001	0.000	0.000	108.829	-0.74
40027	0.000	0.000	26.023	-0.74
40001	0.000	0.000	108.829	-0.74
400027	0.000	0.000	26.023	-0.74
501	0.000	0.000	109.201	-0.35
502	0.000	0.000	108.982	-0.42
503	0.000	0.000	109.012	-0.41
504	0.000	0.000	109.238	-0.31
501010	1.900	1.100	10.324	-1.33
5010010	0.000	0.000	10.324	-1.33
502010	5.300	2.700	10.308	-1.51
5020010	0.000	0.000	10.308	-1.51
503010	3.900	1.900	10.294	-1.70
5030010	0.000	0.000	10.294	-1.70
504010	-4.000	0.000	10.467	1.81
5040010	0.000	0.000	10.467	1.81

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	4001	2.950	1.754	2.949	1.720	0.001	0.034	0.018	0.583
4001	40027	0.004	-0.008	0.004	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
40027	400027	0.004	-0.008	0.004	-0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
40001	400027	-0.004	0.008	-0.004	0.008	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	40001	2.950	1.754	2.949	1.720	0.001	0.034	0.018	0.583
40001	400010	2.953	1.712	2.952	1.691	0.001	0.021	0.018	0.368
400010	40010	2.952	1.691	2.952	1.691	0.000	0.000	0.189	0.000
4001	40010	2.945	1.728	2.944	1.707	0.001	0.021	0.018	0.371
3	3001	1.300	0.616	1.299	0.600	0.000	0.016	0.008	0.544
3001	30035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	-0.001
30035	300035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	300035	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	0.001
3	30001	1.300	0.614	1.300	0.599	0.000	0.016	0.008	0.543
30001	300010	1.300	0.597	1.300	0.597	0.000	0.000	0.008	0.032
300010	30010	1.300	0.597	1.300	0.597	0.000	0.000	0.079	0.000
3001	30010	1.299	0.602	1.298	0.602	0.000	0.000	0.008	0.032
300	202	8.237	3.730	8.228	3.711	0.008	0.019	0.047	0.189
202	3	-1.406	-1.046	-1.406	-1.046	0.000	0.000	-0.009	-0.000
3	201	-4.058	-2.610	-4.058	-2.610	0.000	0.000	-0.025	-0.000
201	300	-8.145	-3.670	-8.154	-3.688	0.008	0.019	-0.047	-0.188
201	2	4.088	1.955	4.075	1.926	0.013	0.029	0.024	0.590
2	14	1.101	0.758	1.100	0.757	0.001	0.001	0.007	0.081
14	208	-2.655	-1.310	-2.659	-1.316	0.004	0.005	-0.016	-0.215
208	200	-2.659	-0.927	-2.660	-0.928	0.001	0.001	-0.015	-0.052
200	207	8.411	3.282	8.406	3.271	0.006	0.010	0.048	0.111
207	12	2.792	0.423	2.791	0.423	0.000	0.001	0.015	0.023
12	206	1.781	0.173	1.779	0.171	0.001	0.002	0.009	0.096
206	11	1.779	0.594	1.779	0.594	0.000	0.000	0.010	0.016
11	205	-0.448	-0.237	-0.448	-0.237	0.000	0.000	-0.003	-0.054
205	9	-1.459	-0.277	-1.460	-0.278	0.001	0.001	-0.008	-0.053

9	8	-3.298	-1.070	-3.303	-1.077	0.005	0.007	-0.018	-0.210
8	204	-4.414	-1.332	-4.419	-1.342	0.005	0.010	-0.024	-0.176
204	7	-4.419	-1.040	-4.420	-1.041	0.001	0.002	-0.024	-0.039
7	203	-6.141	-2.036	-6.144	-2.039	0.002	0.004	-0.034	-0.060
203	300	-6.144	-1.726	-6.153	-1.746	0.009	0.020	-0.034	-0.247
9	9001	0.900	0.520	0.900	0.507	0.000	0.013	0.005	0.728
9001	90035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
90035	900035	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
9002	900035	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	9002	0.900	0.520	0.900	0.507	0.000	0.013	0.005	0.728
9002	900010	0.900	0.507	0.900	0.499	0.000	0.007	0.005	0.441
900010	90010	0.900	0.499	0.900	0.499	0.000	0.000	0.057	0.000
9001	90010	0.900	0.508	0.899	0.500	0.000	0.007	0.005	0.442
207	13	5.614	3.072	5.609	3.064	0.005	0.008	0.034	0.139
13	503	4.598	2.695	4.594	2.688	0.004	0.007	0.028	0.148
503	502	0.662	0.724	0.662	0.723	0.000	0.000	0.005	0.030
502	14	-4.676	-2.081	-4.682	-2.088	0.005	0.007	-0.027	-0.161
502	502010	2.651	1.417	2.648	1.351	0.003	0.066	0.016	1.251
502010	5020010	-2.649	-1.347	-2.649	-1.347	0.000	0.000	-0.166	-0.000
502	5020010	2.653	1.413	2.649	1.347	0.003	0.066	0.016	1.248
503	503010	1.952	1.007	1.948	0.950	0.003	0.056	0.012	1.438
503010	5030010	-1.949	-0.949	-1.949	-0.949	0.000	0.000	-0.121	-0.000
503	5030010	1.952	1.005	1.949	0.949	0.003	0.056	0.012	1.436
200	209	-11.071	-3.802	-11.109	-3.872	0.038	0.069	-0.062	-0.548
209	100	-11.109	-3.589	-11.112	-3.594	0.003	0.006	-0.061	-0.046
14	14001	0.549	0.311	0.548	0.307	0.000	0.005	0.003	0.437
14001	140035	0.350	0.144	0.350	0.144	0.000	0.000	0.002	0.017
140035	1400035	0.350	0.144	0.350	0.144	0.000	0.000	0.006	0.000
14002	1400035	-0.350	-0.143	-0.350	-0.144	0.000	0.001	-0.002	-0.082
14	14002	1.052	0.605	1.051	0.594	0.000	0.011	0.006	0.536
14002	1400010	1.401	0.737	1.400	0.737	0.001	0.000	0.008	0.035
1400010	140010	1.400	0.737	1.400	0.737	0.000	0.000	0.088	0.000
14001	140010	0.199	0.163	0.199	0.162	0.000	0.000	0.001	0.135
14	504	-2.571	-0.332	-2.572	-0.335	0.002	0.003	-0.014	-0.096
504	501	1.396	-0.191	1.395	-0.191	0.001	0.001	0.007	0.037
501	2	-0.527	-0.933	-0.527	-0.933	0.000	0.000	-0.006	-0.023
501	501010	0.951	0.573	0.949	0.550	0.002	0.023	0.006	1.296
501010	5010010	-0.950	-0.549	-0.950	-0.549	0.000	0.000	-0.061	-0.000
501	5010010	0.951	0.572	0.950	0.549	0.002	0.023	0.006	1.295
504	504010	-1.994	0.073	-1.999	-0.000	0.005	0.073	-0.011	-0.142
504010	5040010	1.999	-0.000	1.999	-0.000	0.000	0.000	0.110	0.000
504	5040010	-1.994	0.074	-1.999	0.000	0.005	0.073	-0.011	-0.140
2001	20027	0.002	-0.004	0.002	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.001
20027	200027	0.002	-0.004	0.002	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
20011	200027	-0.002	0.004	-0.002	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.001
20011	200010	2.252	1.293	2.251	1.293	0.001	0.000	0.014	0.032
200010	20010	2.251	1.293	2.251	1.293	0.000	0.000	0.144	0.000
2001	20010	2.247	1.305	2.246	1.305	0.001	0.000	0.014	0.031
2	2001	2.249	1.333	2.248	1.301	0.001	0.032	0.014	0.717
2	20011	2.251	1.329	2.251	1.297	0.001	0.032	0.014	0.715
10012	100035	0.486	0.182	0.486	0.182	0.000	0.000	0.003	0.007
100035	10035	0.486	0.182	0.486	0.182	0.000	0.000	0.008	0.000
10011	10035	-0.486	-0.181	-0.486	-0.182	0.000	0.001	-0.003	-0.105
10011	10010	1.496	0.672	1.495	0.672	0.001	0.000	0.009	0.037
10010	100010	-0.703	-0.428	-0.703	-0.428	0.000	0.000	-0.046	-0.000
10012	100010	0.704	0.430	0.703	0.428	0.000	0.002	0.004	0.148
1	10012	1.190	0.620	1.189	0.612	0.000	0.008	0.007	0.335
1	10011	1.010	0.500	1.010	0.491	0.000	0.010	0.006	0.446
2	1	-2.142	-1.519	-2.143	-1.520	0.001	0.001	-0.014	-0.045
1	100	-4.397	-1.998	-4.414	-2.037	0.018	0.039	-0.025	-0.733
12	120010	1.001	0.625	0.999	0.600	0.002	0.026	0.006	1.408
8	80010	1.101	0.732	1.099	0.700	0.002	0.032	0.007	1.633
13	130010	1.001	0.523	0.999	0.500	0.002	0.024	0.006	1.205
202	4	9.634	5.097	9.613	5.050	0.021	0.046	0.057	0.408
6	60010	2.001	1.138	1.999	1.099	0.002	0.038	0.012	0.995
5	50010	1.601	0.837	1.599	0.799	0.002	0.038	0.010	1.187
4	5	3.636	1.419	3.635	1.415	0.002	0.004	0.021	0.088
11	11001	2.201	1.146	2.200	1.099	0.001	0.047	0.013	1.023
5	6	2.020	0.940	2.018	0.937	0.001	0.003	0.012	0.119
7	7001	1.702	0.971	1.701	0.926	0.002	0.045	0.010	1.348
7001	70035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7001	70010	1.701	0.926	1.699	0.899	0.002	0.026	0.010	0.818
205	10	1.011	0.676	1.011	0.676	0.000	0.000	0.006	0.003
10	1000010	1.001	0.625	0.999	0.600	0.002	0.026	0.006	1.411
11001	110035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11001	110010	2.200	1.099	2.199	1.099	0.001	0.000	0.013	0.055

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.897 МВт / 279.788 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.191 МВт / 1.895 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.191 МВт / 1.895 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.126 МВт / 1.253 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.126 МВт / 1.253 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нова": 0.317 МВт / 3.148 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	117.844	-1.03
501		0.000	0.000	116.488	-1.22
504		0.000	0.000	116.801	-1.15
14	Турбів	0.000	0.000	116.974	-1.17
502		0.000	0.000	116.032	-1.39
503		0.000	0.000	115.702	-1.47
13	Оленівка	0.000	0.000	118.837	-0.72
501010		5.380	3.050	10.813	-3.70
5010010		0.000	0.000	10.814	-3.70
502010		0.000	0.000	10.771	-4.20
5020010		15.140	7.760	10.770	-4.19
503010		11.060	5.360	10.693	-4.78
5030010		0.000	0.000	10.694	-4.78
504010		0.000	0.000	11.190	0.70
5040010		-4.000	0.000	11.190	0.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
2	501	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	501	5.432	3.292	5.421	3.276	0.011	0.015	0.031	0.317
14	504	1.468	3.092	1.465	3.087	0.003	0.004	0.017	0.172
14	502	26.530	15.242	26.375	15.017	0.155	0.224	0.151	0.952
502	503	11.154	6.302	11.131	6.268	0.023	0.033	0.064	0.334
503	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
501	501010	2.699	1.690	2.688	1.525	0.011	0.164	0.016	3.642
501	5010010	2.700	1.688	2.689	1.523	0.011	0.164	0.016	3.640
501010	5010010	-2.689	-1.523	-2.689	-1.523	0.000	0.000	-0.165	-0.000
502	502010	7.593	4.368	7.568	3.873	0.025	0.493	0.044	3.689
502	5020010	7.588	4.377	7.563	3.882	0.025	0.493	0.044	3.696
502010	5020010	7.568	3.873	7.567	3.873	0.000	0.000	0.455	0.001
503	503010	5.549	3.100	5.526	2.681	0.023	0.418	0.032	4.255
503	5030010	5.551	3.095	5.528	2.676	0.023	0.418	0.032	4.250
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.331	-0.000
504	504010	-1.994	0.065	-1.999	0.000	0.004	0.064	-0.010	-0.204
504	5040010	-1.994	0.064	-1.999	-0.000	0.004	0.064	-0.010	-0.206
504010	5040010	-1.999	0.000	-1.999	0.000	0.000	0.000	-0.103	-0.000

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.775 МВт / 278.573 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нові": 0.195 МВт / 1.932 млн.кВт*г (0.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.309	-1.07
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
14	Турбів	0.000	0.000	112.084	-1.15
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
13	Оленівка	0.000	0.000	112.216	-1.11
501010		5.380	3.050	10.442	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.442	-3.81
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
503010		11.060	5.360	10.306	-4.80
5030010		0.000	0.000	10.307	-4.80
504010		0.000	0.000	10.747	0.92
5040010		-4.000	0.000	10.747	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.179	-0.000
502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.681	0.025	0.450	0.033	4.417
503	5030010	5.553	3.127	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.343	-0.001
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.197
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.000	0.005	0.070	-0.010	-0.199
504010	5040010	-1.999	0.000	-1.999	0.000	0.000	0.000	-0.107	-0.000

ДОДАТОК Ж

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.775 МВт / 278.573 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нові": 0.195 МВт / 1.932 млн.кВт*г (0.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.309	-1.07
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
14	Турбів	0.000	0.000	112.084	-1.15
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
13	Оленівка	0.000	0.000	112.216	-1.11
501010		5.380	3.050	10.601	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.601	-3.81
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
503010		11.060	5.360	10.626	-4.80
5030010		0.000	0.000	10.626	-4.80
504010		0.000	0.000	10.589	0.92
5040010		-4.000	0.000	10.589	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _k , МВт	Q _k , МВАр	dR, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000
502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.680	0.025	0.450	0.033	4.416
503	5030010	5.553	3.128	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.333	-0.000
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.197
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.199
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.109	-0.000

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 127.099 МВт / 1115.728 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 124.420 МВт / 1089.919 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.671 МВт / 16.522 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.671 МВт / 16.522 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.606 МВт / 5.309 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.402 МВт / 3.978 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.008 МВт / 9.287 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.679 МВт / 25.809 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
501010		5.380	3.050	10.601	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.601	-3.81
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
503010		11.060	5.360	10.626	-4.80
5030010		0.000	0.000	10.626	-4.80
5040010		-4.000	0.000	10.589	0.92
504010		0.000	0.000	10.589	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
207	13	18.055	7.754	18.014	7.679	0.041	0.075	0.101	0.390
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.680	0.025	0.450	0.033	4.416
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.333	-0.000
503	5030010	5.553	3.128	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
200	209	-36.416	-14.953	-36.818	-15.688	0.400	0.732	-0.201	-1.889
209	100	-36.818	-15.379	-36.852	-15.442	0.034	0.062	-0.200	-0.161
14	14001	1.724	0.974	1.722	0.930	0.002	0.044	0.010	1.361
14001	140035	1.096	0.433	1.095	0.433	0.001	0.000	0.006	0.052
140035	1400035	1.095	0.433	1.095	0.433	0.000	0.000	0.018	0.000
14002	1400035	-1.095	-0.427	-1.095	-0.433	0.000	0.006	-0.006	-0.257
14	14002	3.305	1.894	3.302	1.789	0.003	0.105	0.020	1.669
14002	1400010	4.397	2.215	4.391	2.215	0.005	0.000	0.026	0.106
1400010	140010	4.391	2.215	4.391	2.215	0.000	0.000	0.268	0.000
14001	140010	0.626	0.498	0.626	0.493	0.000	0.004	0.004	0.418
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.197

ДОДАТОК И

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 1РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 4.000 МВТ / 35040.000 ТИС.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 3.987 МВТ / 34909.323 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.004 МВТ / 41.092 ТИС.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 ТИС.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.004 МВТ / 41.092 ТИС.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 ТИС.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.009 МВТ / 89.585 ТИС.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.009 МВТ / 89.585 ТИС.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "НОВІ": 0.013 МВТ / 130.677 ТИС.КВТ*Г (0.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
504		0.000	0.000	113.475	-0.44
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	113.359	-0.53
504010		0.000	0.000	10.712	1.51
5040010		-4.000	0.000	10.712	1.51

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	РК,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
14	504	-3.963	0.058	-3.967	0.052	0.004	0.006	-0.020	-0.118
504	504010	-1.994	0.069	-1.999	0.001	0.005	0.068	-0.010	-0.154
504	5040010	-1.994	0.068	-1.999	-0.001	0.005	0.068	-0.010	-0.156
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.108	-0.000

2РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 16.557 МВТ / 145.175 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 16.440 МВТ / 144.014 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.037 МВТ / 0.369 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.037 МВТ / 0.369 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.000 МВТ / 0.000 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.080 МВТ / 0.792 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.080 МВТ / 0.792 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ "НОВІ": 0.117 МВТ / 1.160 МЛН.КВТ*Г (0.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ,МВТ	QНАВ,МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
---------	-------	----------	-----------	-------	------------

501		0.000	0.000	112.199	-0.85
504		0.000	0.000	112.497	-0.77
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	112.652	-0.77
503		0.000	0.000	112.184	-0.93
13	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	112.526	-0.85
501010		5.380	3.050	10.608	-3.54
5010010		0.000	-0.600	10.608	-3.54
503010		11.060	5.360	10.663	-4.46
5030010		0.000	0.000	10.664	-4.46
504010		0.000	0.000	10.620	1.23
5040010		-4.000	0.000	10.620	1.23

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	PK, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
504	501	5.429	2.692	5.419	2.677	0.010	0.015	0.031	0.300
14	504	1.464	2.525	1.462	2.522	0.002	0.003	0.015	0.155
13	503	11.157	6.357	11.132	6.322	0.025	0.036	0.066	0.345
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.153
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.151
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000
503	503010	5.550	3.129	5.526	2.680	0.025	0.446	0.033	4.362
503	5030010	5.552	3.124	5.528	2.676	0.025	0.446	0.033	4.357
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.332	-0.000
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.069	-0.010	-0.175
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.001	0.005	0.069	-0.010	-0.177
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.108	-0.000

ЗРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 31.775 МВт / 278.573 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 31.580 МВт / 276.641 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.073 МВт / 0.726 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.122 МВт / 1.206 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "нові": 0.195 МВт / 1.932 млн.кВт*г (0.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВТ	Qнав, МВАР	U, кВ	Фаза, град
2	Сосонка тяг	0.000	0.000	112.309	-1.07
501		0.000	0.000	112.127	-1.11
504		0.000	0.000	112.171	-1.08
14	Турбів	0.000	0.000	112.084	-1.15
502		0.000	0.000	111.763	-1.29
503		0.000	0.000	111.819	-1.24
13	Оленівка	0.000	0.000	112.216	-1.11
501010		5.380	3.050	10.601	-3.80
5010010		0.000	-0.600	10.601	-3.81
502010		0.000	-5.850	10.575	-4.32
5020010		15.140	7.760	10.574	-4.32
503010		11.060	5.360	10.626	-4.80

5030010	0.000	0.000	10.626	-4.80
504010	0.000	0.000	10.589	0.92
5040010	-4.000	0.000	10.589	0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
501	2	-4.187	-2.421	-4.192	-2.429	0.005	0.007	-0.025	-0.183
504	501	1.232	0.091	1.232	0.090	0.000	0.001	0.006	0.045
14	504	-2.733	-0.074	-2.735	-0.076	0.002	0.003	-0.014	-0.089
502	14	-11.593	-2.920	-11.619	-2.957	0.026	0.037	-0.062	-0.328
503	502	3.619	-0.209	3.617	-0.212	0.002	0.003	0.019	0.058
13	503	14.790	6.056	14.752	6.001	0.038	0.055	0.082	0.402
501	501010	2.699	1.386	2.688	1.225	0.011	0.161	0.016	3.179
501	5010010	2.700	1.385	2.689	1.224	0.011	0.161	0.016	3.177
501010	5010010	-2.689	-1.823	-2.689	-1.823	0.000	0.000	-0.177	-0.000
502	502010	7.591	1.363	7.570	0.949	0.021	0.412	0.040	1.488
502	5020010	7.582	1.372	7.561	0.960	0.021	0.411	0.040	1.495
502010	5020010	7.570	6.796	7.569	6.796	0.000	0.000	0.554	0.001
503	503010	5.551	3.132	5.526	2.680	0.025	0.450	0.033	4.416
503	5030010	5.553	3.128	5.528	2.676	0.025	0.450	0.033	4.411
503010	5030010	-5.527	-2.676	-5.528	-2.676	0.000	0.000	-0.333	-0.000
504	504010	-1.994	0.070	-1.999	0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.197
504	5040010	-1.994	0.069	-1.999	-0.001	0.005	0.070	-0.010	-0.199
504010	5040010	-1.999	0.001	-1.999	0.001	0.000	0.000	-0.109	-0.000

ДОДАТОК І
Ілюстративний матеріал

РОЗВИТОК ФРАГМЕНТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ
ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ