

MR-5792

62.31
Р 65

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розширення електричної мережі 110-10кВ з дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Тиндюк

Тиндюк І. Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц каф. ЕСС

О.І. Казьмірук

Казьмірук О. І.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц каф. ЕССЕМ

Равенко

Равенко О. В.

(прізвище та ініціали)

«10» 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

В.О. Комар
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«07» 06 2024 р.

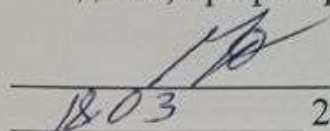
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Тиндюку Івану Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розширення електричної мережі 110-10кВ з дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання».

керівник роботи к.т.н., доц., каф. ЕСС Казьмірук О. І.

затверджена наказом вищого навчального закладу №81 від 11.03.2024р.

2. Строк подання студентом роботи 05.06.2024р.

3. Вихідні дані до роботи: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 505 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 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 25 км за рік.

4. Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. дослідження впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема існуючої мережі. 2. Варіанти розвитку існуючої мережі. 3. Електрична схема 4. Техніко-економічні показники. 5. Заступна схема електричної мережі. 6.-7. Дослідження впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання 8. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Казьмірук О. І. К.т.н .доц. каф. ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Керівник роботи Казьмірук О. І. К.т.н .доц. каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	
2	Прогнозування навантаження	21.01.24	01.03.24	
3	Вибір оптимальної схеми	02.03.24	22.03.24	
4	Дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання	23.03.24	15.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Економічна частина	02.05.24	12.05.24	
7	Оформлення пояснювальної записки	13.05.24	21.05.24	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
10	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
11	Захист МКР	За графіком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

І. Ю. Тиндюк



О. І. Казьмірук

Анотація

Тиднюк І. Ю. "Розширення електричної мережі 110-10кВ з дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання". Курсовий проект. – Вінниця: ВНТУ. – 2024. – 100 с. – Іл.: 12. – Табл. 23.

Дана робота містить розвиток вже існуючої електричної мережі, шляхом приєднання чотирьох нових ПС. За допомогою математичних було спрогнозовано оптимальну конфігурацію, яка забезпечує як надійність, так і економічну доцільність. Згідно отриманих результатів виконано підбір обладнання, проаналізовано рівні напруг у вузлах при різних режимах роботи, подано схеми розподільчих пристроїв.

Summary

Tydniuk I. Yu. "Expansion of the 110-10kV electrical network with a study of the influence of electromagnetic interference on the operation of electrical equipment." Course project. – Vinnytsia: VNTU. - 2024. - 100 p. - Illustration: 12. - Table. 23.

This work includes the development of the already existing electrical network by connecting four new substations. With the help of mathematics, the optimal configuration was predicted, which ensures both reliability and economic feasibility. According to the obtained results, the selection of equipment was made, the voltage levels in the nodes under different operating modes were analyzed, and the schemes of distribution devices were presented.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	8
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	9
1.2. Формування максимального графа електричної мережі.....	11
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	13
2.1. Лінеаризація цільової функції.....	13
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу ...	16
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	21
2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	21
2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	24
2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	25
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	28
2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій.....	30
2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій.....	31
2.5.2. Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	31
2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції	33
2.6. Оцінювання балансу потужностей.....	37
2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	37
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	39
2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків	39
2.7.2. Регулювання напруги у мережі.....	40
3 ВПЛИВ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПЕРЕШКОД НА РОБОТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ	44
3.1. Вплив електромагнітних полів на електричні мережі	44

3.2. Вплив електромагнітних полів на лінії зв'язку	45
3.3. Вплив електромагнітних полів системи релейного захисту і управління	46
3.4. Імпульсні поля при перехідних процесах в мережах ВН.....	47
3.5. Імпульсні електромагнітні поля при ударах блискавки.....	50
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	54
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	73
5.1. Задачі контролю електромагнітного стану	73
5.2. Методи визначення інтенсивності електромагнітних полів.....	78
5.3. Екологічний вплив полів на персонал	83
5.4. Нормування безпечних для людини напруженості полів.....	89
5.6. Нормування умов роботи персоналу в зоні впливу ПС.....	94
ВИСНОВКИ.....	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	100
ДОДАТОК А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	102
ДОДАТОК Б. Технічне завдання МКР.....	103
ДОДАТОК В. Результати розрахунку режиму.....	110
ДОДАТОК Г. Ілюстративна частина.....	131

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АСДТУ – Автоматизована система диспетчерсько-технологічного управління

АСКОЕ – Автоматизована система комерційного обліку електроенергії

АСУТП – Автоматизована система керування технологічним процесом

ДП – Диспетчерський пункт

ІЕП – Інтелектуальний електронний пристрій

КРП – Комплектні розподільні пристрої

МП – Мікропроцесорний пристрій

ОІК – Оперативний інформаційний комплекс

ПА – Протиаварійна автоматика

ПЗВ – Пристрій захисного вимкнення

РЗА – Релейний захист і автоматика

РЕМ – Районна електрична мережа

РПН – Регулювання під навантаженням

ТМ - Телеметрія

ЦПС – Цифрова підстанція

ВСТУП

Актуальність теми. У зв'язку із зростаючим попитом на електроенергію та розширенням електричних мереж, важливо досліджувати якість та надійність роботи обладнання в умовах можливих електромагнітних впливів. Це стає особливо актуальним у контексті забезпечення стабільності енергопостачання та забезпечення безпеки для населення та промислових об'єктів.

Дана робота може принести значний внесок у розвиток енергетичного сектору країни, сприяючи оптимізації електромережі та підвищенню її ефективності. Враховуючи високу потребу в стабільному електропостачанні для різних сфер життя, обрана тема роботи є насущною та важливою для подальшого розвитку енергетики України.

Метою даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання.

Задачі магістерської 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;
- проведено дослідження впливу електромагнітних перешкод на роботу 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» [14].

Наукова новизна полягає у підтвердженні впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання.

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

Результати теоретичних досліджень, що викладені були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

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

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

Після проведення диференціювання вхідної функції кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' має вигляд:

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

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

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

звідки $a' = -5802,8$, $b' = 2,9212$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,9212T - 5802,8$$

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

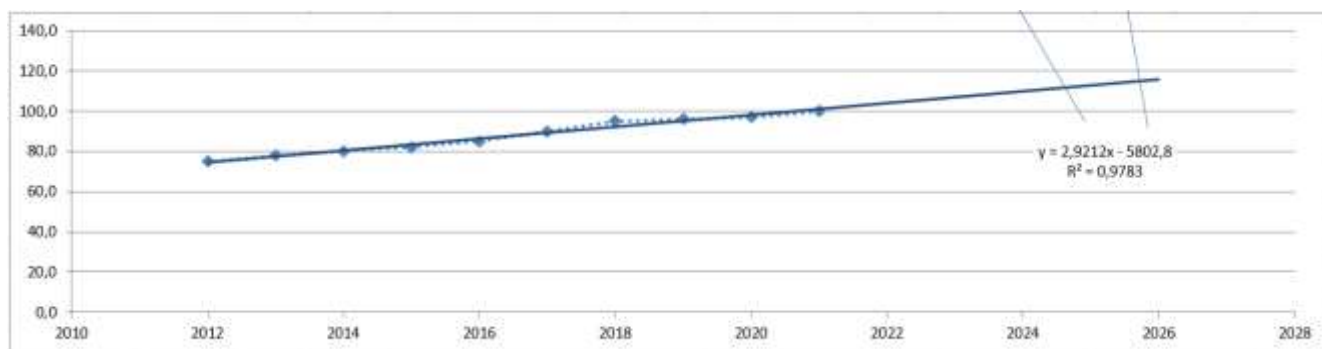


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 115,6 %, що на 15,6 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

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

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі (додаток А) з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах

відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

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

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

- в лініях електропередач – 0.88 МВт;
- в трансформаторах – 0.71 МВт з них холостого ходу 0.44 МВт та навантажувальні 0.27 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	4-5	8-9	100-209	11-205
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	185	120	150	120
Розрах. струм, А	63	42	108	7

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	201	204	8
Напруга вузла, кВ	108,07	109,40	108,76	108,17

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

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

1.2. Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходиться в оптимальних межах.

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

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 2 – Сосонка тяга з рівнем напруги 108,07 кВ; вузол № 201 – з рівнем напруги 109,40 кВ; вузол № 204 – з рівнем напруги 108,76 кВ; вузол № 8 Черемошне – з рівнем напруги 108,17 кВ.

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

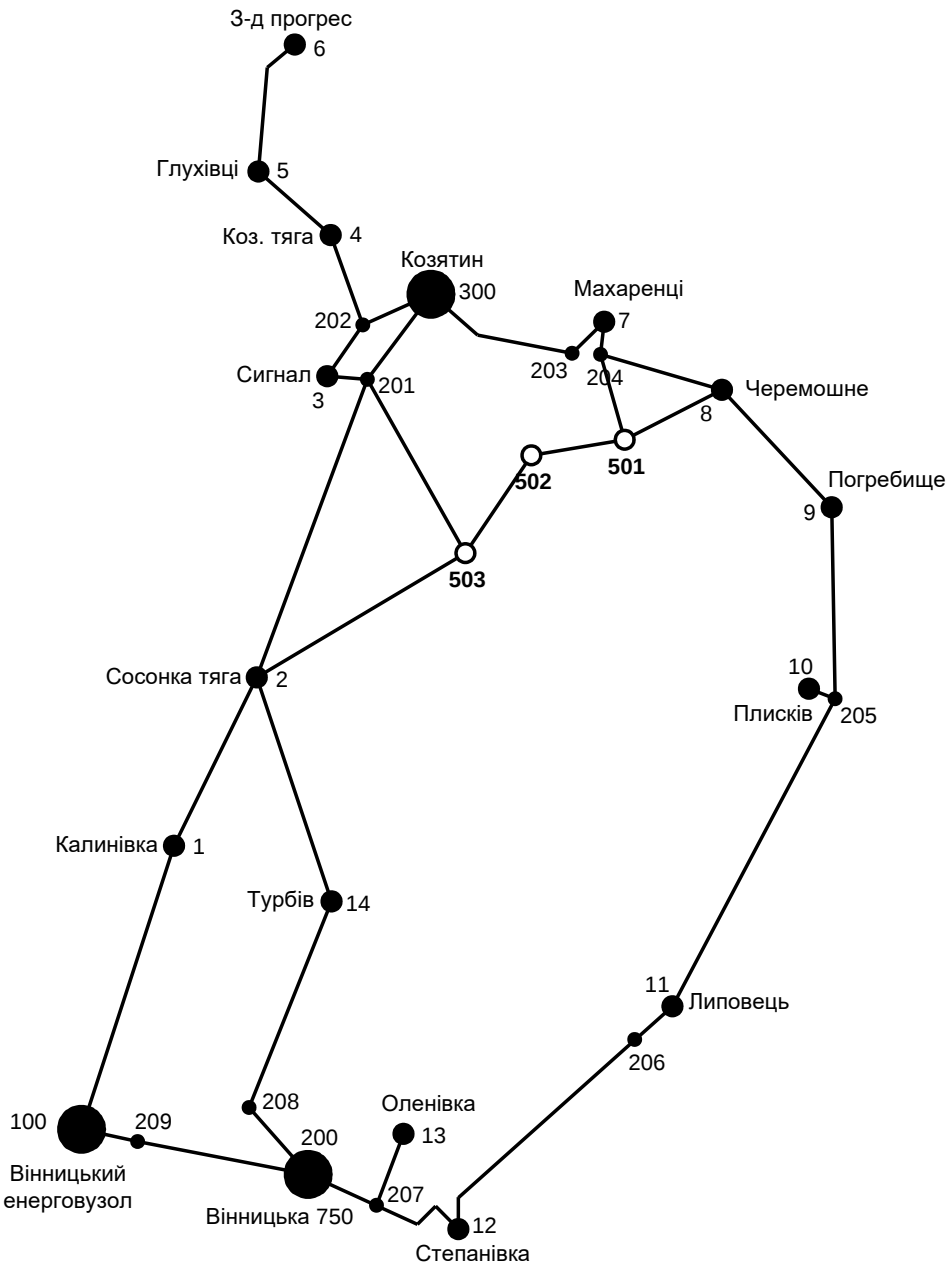


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1. Лінеаризація цільової функції

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

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

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дасконтвані витрати B_i можна записати:

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 год/рік для $T_{нб} = 5400$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км).
Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	$U_{ном}$, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
8	501	1,2	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,149	4345,0
204	501	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,958	3620,8
2	503	2,7	18,9	110	1573,680	0,131	9517,6	2,586	9776,2
201	503	2,2	15,4	110	1573,680	0,131	7755,1	2,107	7965,8
501	502	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,958	3620,8
502	503	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	1,245	4707,0

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $В_d = a' + b' \cdot P$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
8-501	1,2	12,0	4395,5	4336,0	4468,3	4230,1	13,789	4395,5	4362,4	4428,6
204-501	1	12,0	3662,9	3613,3	3723,6	3525,0	11,491	3662,9	3635,4	3690,5
2-503	2,7	12,0	9889,9	9755,9	10053,8	9517,6	31,026	9889,9	9815,5	9964,4
201-503	2,2	12,0	8058,5	7949,3	8191,9	7755,1	25,281	8058,5	7997,8	8119,1
501-502	1	12,0	3662,9	3613,3	3723,6	3525,0	11,491	3662,9	3635,4	3690,5
502-503	1,3	12,0	4761,8	4697,3	4840,7	4582,6	14,939	4761,8	4726,0	4797,7

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

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна фн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (0.9Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (1.1Р), тис. грн
8-501	1,2	12,0	4395,5	4364,1	4430,3	366,3	4395,5	3956,0	4835,1
204-501	1	12,0	3662,9	3636,7	3691,9	305,2	3662,9	3296,6	4029,2
2-503	2,7	12,0	9889,9	9819,2	9968,1	824,2	9889,9	8900,9	10878,9
201-503	2,2	12,0	8058,5	8000,8	8122,2	671,5	8058,5	7252,6	8864,3
501-502	1	12,0	3662,9	3636,7	3691,9	305,2	3662,9	3296,6	4029,2
502-503	1,3	12,0	4761,8	4727,8	4799,5	396,8	4761,8	4285,6	5238,0

2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

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

кінцевому рахунку приймати від’ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.1.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	8-501	204-501	2-503	201-503	501-502	502-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5,78	-2,15
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	21,95	3,93
503	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	9,24	2,21
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	192,8	390,2	1053,5	1117,7	212,8	390,2	507,2	507,2	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		16699,234
Потужності ЛЕП	25,94853	0	0	7,031854	18,02532	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	7755,096	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		15510,191
Змінні складові витрат	773,734	0,000	0,000	104,171	311,136	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1189,042
Дисконтовані витрати, тис. грн																16699,234

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

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

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	8-501	204-501	2-503	201-503	501-502	502-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5,78	0,00
502	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	21,95	0,00
503	0	0	1	1	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	9,24	0,00
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	192,8	390,2	1053,5	1117,7	212,8	390,2	507,2	507,2	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		18459,068
Потужності ЛЕП	36,97638	0	0	0	31,19882	0	9,244056	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	4230,052	0,000	0,000	0,000	3525,044	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		12337,652
Змінні складові витрат	1571,141	0,000	0,000	0,000	932,098	0,000	106,379	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		2609,618
Дисконтовані витрати, тис. грн																14947,271

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

У таблиці на рис. 2.2 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.3.

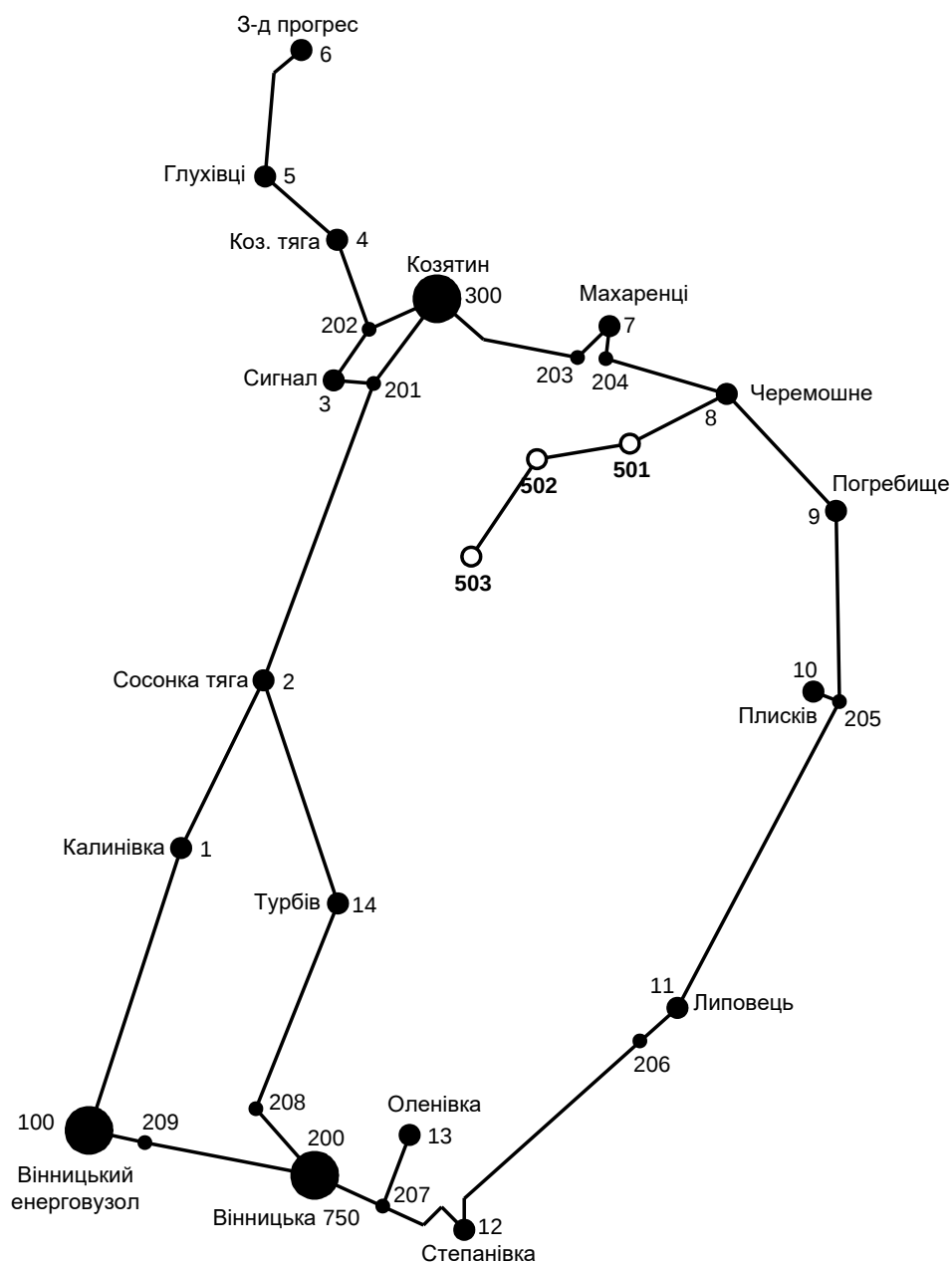


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 503-201 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

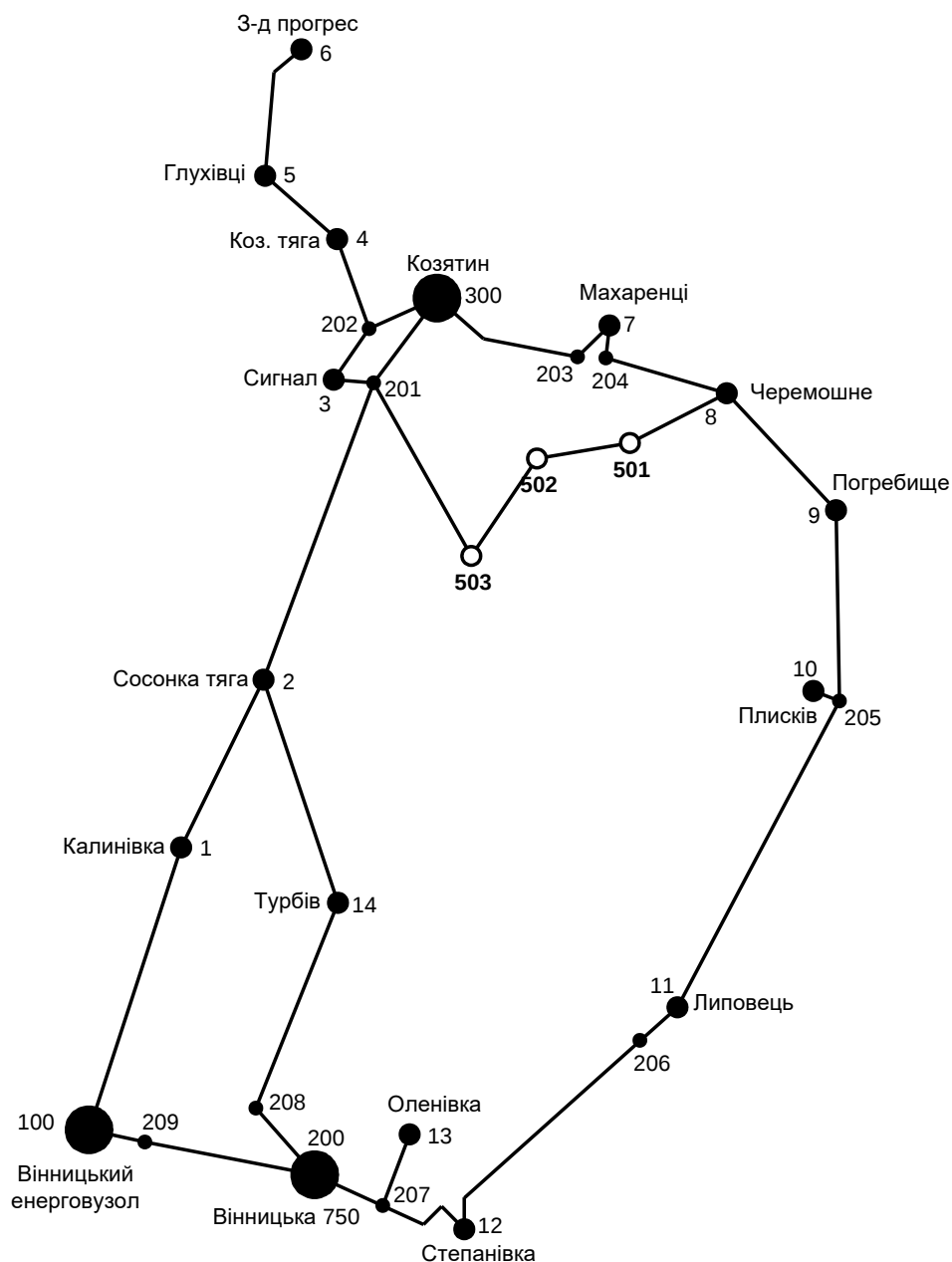


Рисунок 2.4 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії. Для забезпечення належного рівня надійності електропостачання споживачів першої категорії пропонується прокладання додаткової ЛЕП 503-201 довжиною 15,4 км. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

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

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

2.3.1. Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503). Для нашого варіанту приймаємо два опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.6)$$

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.7)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.6) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.8)$$

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.8).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.6), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною. Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.9)$$

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

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

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пункту 503-201. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{503-201} = 15,4 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.9) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.2.4.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 8-501, 501-502, 502-503. Результати розрахунків подано в табл.2.5.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	8-501	8,4	36,9	24,5	15834,38	44893,21	37411,01	37411,01
		501-502	7	31,2		12950,77			
		502-503	9,1	9,2		16108,07			
	2	8-501	8,4	36,9	23,8	15834,38	43094,19	35911,82	35911,82
		503-201	15,4	9,2		27259,81			
	3	502-503	9,1	9,2	24,5	16108,07	43367,88	36139,9	36139,9
		503-201	15,4	9,2		27259,81			
	4	503-201	15,4	9,2	15,4	27259,81	27259,81	22716,51	22716,51

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Bi	Bi, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	503-201	15,4	9,2	15,4	27259,81	27259,81	18930,42	56341,44
	21	501-502	7	31,2	16,1	12950,77	29058,84	20179,75	56091,57
		502-503	9,1	9,2		16108,07			
	31	8-501	8,4	36,9	15,4	15834,38	28785,14	19989,68	56129,58
		501-502	7	31,2		12950,77			
	41	8-501	8,4	36,9	24,5	15834,38	44893,21	31175,84	53892,35
		501-502	7	31,2		12950,77			
		502-503	9,1	9,2		16108,07			

2.3.2. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з табл. 2.5 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 41. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 41 приєднання підстанцій 501, 502, 503 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 2.6.

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

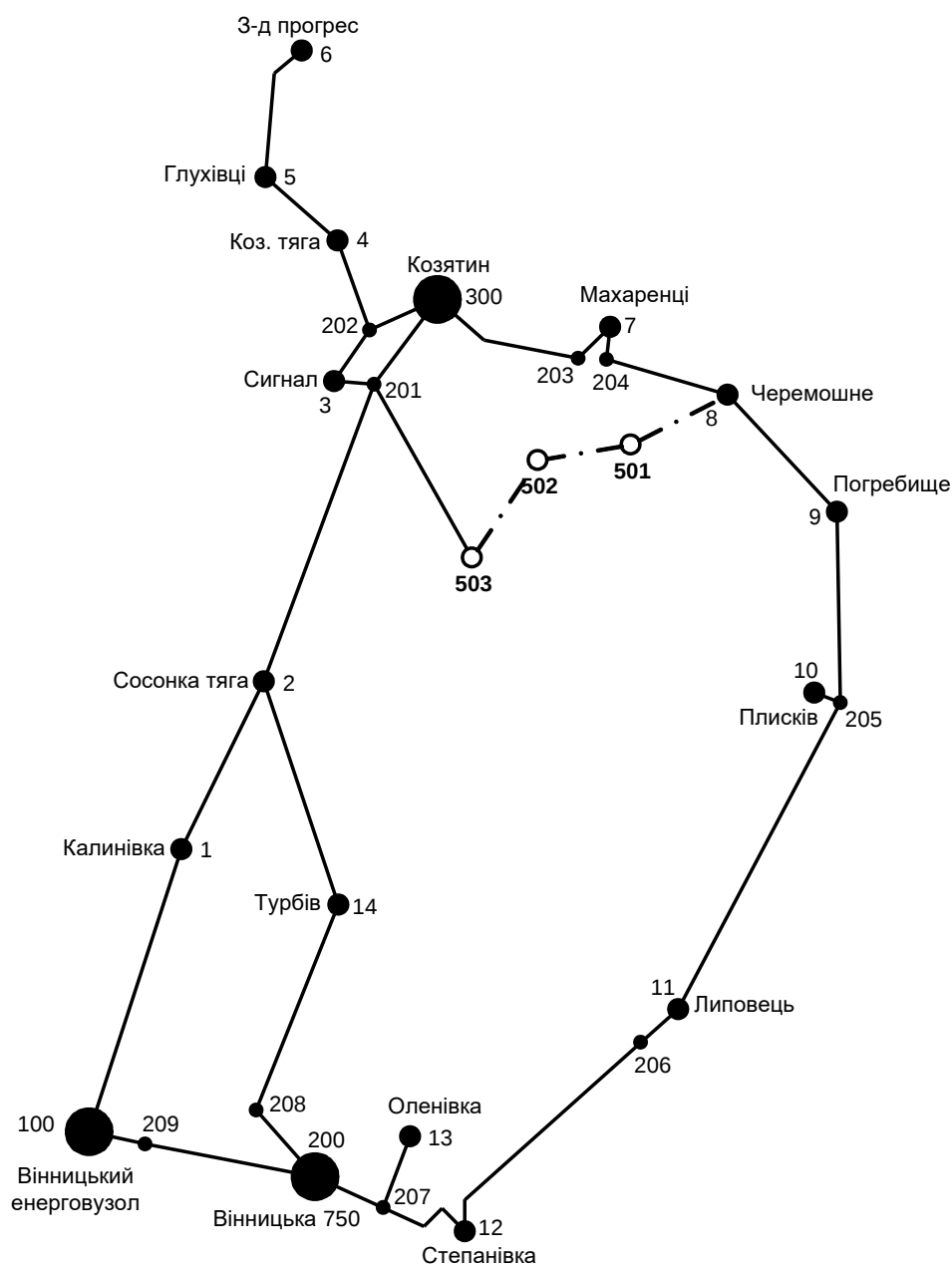


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.10) :

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} ; \quad (2.10)$$

$$I_{\text{розр}8-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_L} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4.351}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 23.979 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-201} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16.54}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 91.154 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2.505}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 13.805 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{26.818}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 147.798 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 8-501;

2й – розрив лінії 201-503;

3й – розрив лінії 8-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

4й – розрив лінії 201-503 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив лінії 501-502;

6й – розрив лінії 502-503.

Отримані результати представлені у таблиці 2.6

Таблиця 2.6 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
8-501	0	115.1	0	172.6	36.2	173.3	173.7	390	23.9	АС-185/19
201-503	116.1	0	173.7	0	79.1	57.1			91.1	АС-185/19
501-502	36.3	78.6	36.3	135.5	0	136.2			13.8	АС-185/19
502-503	172.7	56.8	172.7	0.8	136.2	0			147.8	АС-185/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-185/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-185/19, було прийняте рішення використати провід АС-185/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.11)$$

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

Для 501 вузла згідно (2.11) маємо:

$$S_1 \geq \frac{5.00}{1,4 \cdot 0.87} = 4.105 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 6.3 МВА.

У вузлах 602 та 603 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.7 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k %	ΔP _k кВт	ΔP _x кВт	I _x %	R Ом	X Ом	ΔQ _x кВАр
				ВН	НН							
501	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
502	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.12

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.12)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{4.718}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.749 \leq 1.4 \quad K_{з2.па} = \frac{21.348}{(2-1) \cdot 16} = 1.334 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{8.889}{(2-1) \cdot 10} = 0.889 \leq 1.4$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає ≤ 1.4 , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл. 2.7.

2.5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

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

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

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

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

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

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

2.5.1. Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 501, 502 та 503 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.6).

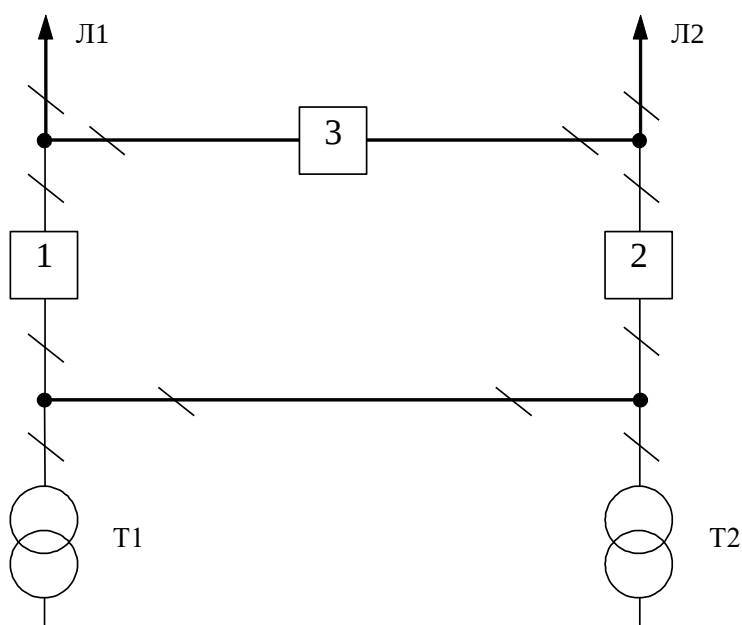


Рисунок 2.6 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502 та 503

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі відмови, або виведення в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

2.5.2. Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС Черемошне (вузол 8). Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції Черемошне (вузол 8) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується

замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 2.7).

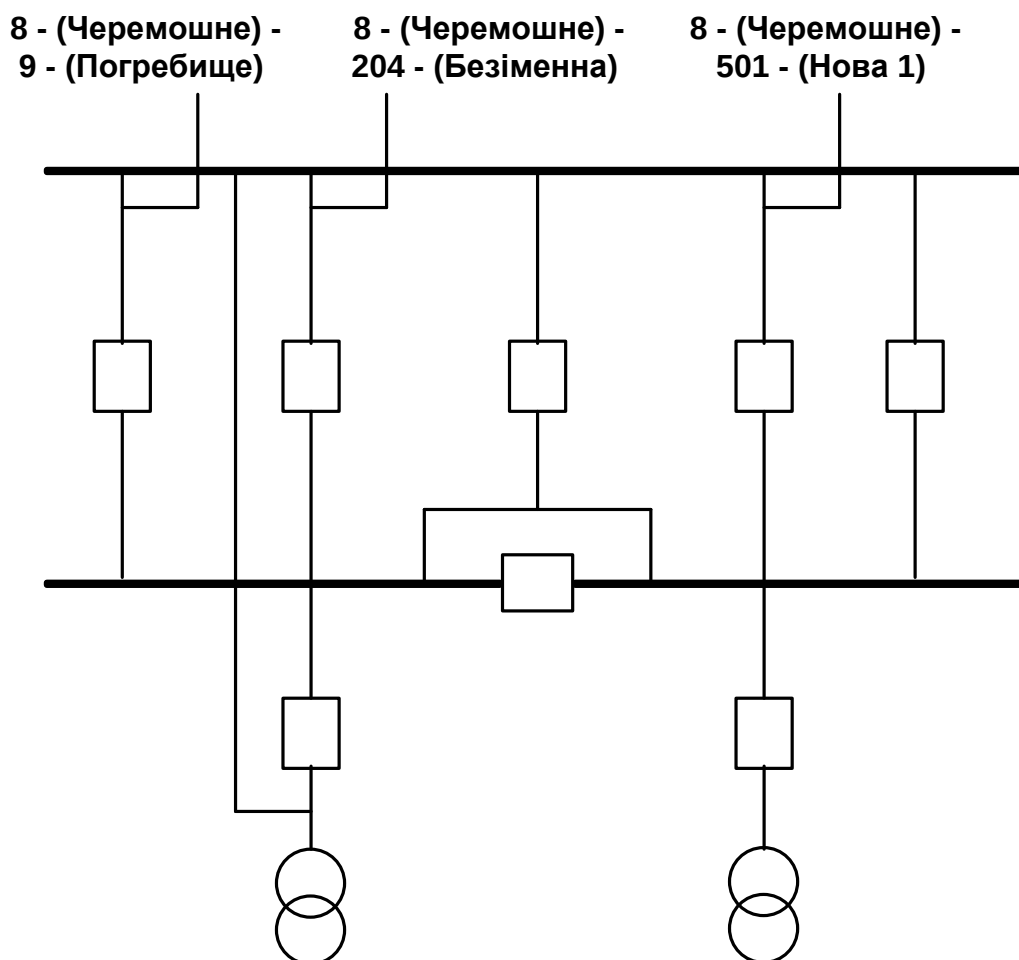


Рисунок 2.7 – Схема одна робоча, секціонована вимикачем, система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято Плисків (вузол 10) , що є місцем з'єднання проводів АС-185 ліній «Козятин – Сигнал» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опори. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Козятин –

Сигнал» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-3» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

2.5.3. Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 603).

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

Розрахунок ведеться по формі табл. 2.8, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.13)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.13) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

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

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

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

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

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.8).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.9).

Таблиця 2.8 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою

Вимикач що відмовив	Ймо- вірність	Параметр поток відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті				
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикаччі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	Q1	Q2	Q3	Q4
Q1	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23		ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1- 23	ЛЗ,Л2,Л1, АТ2,АТ1-23
			D(AT2,Л2)- 40		Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40	Л2, АТ2-40
Q2	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23		ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			Л1-40	Л1 D(AT1,Л3), D(AT2,Л2)- 40		ЛЗ, Л1, D(AT1, АТ2, Л2) - 40	Л2,Л1, D(AT1, АТ2, Л1) - 40
Q3	$5,01 \cdot 10^{-6}$	0,0167	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)- 23	ЛЗ,Л1,АТ1 D(AT2,Л2)-23		ЛЗ,Л2, Л1,АТ2, АТ1-23
			ЛЗ-40	ЛЗ D(AT1,Л1), D(AT2,Л2)- 40	G2,G1, D(W1,W2)-40		ЛЗ,Л2, D (АТ1АТ2,Л1) – 40
Q4	$4,8 \cdot 10^{-6}$	0,016	Л2, АТ2 – 23	Л2, АТ2-23	Л2,Л1, АТ2, D(AT1,Л3) – 23	ЛЗ,Л2,АТ2, D(AT1, Л1) – 23	
			Л2-40	Л2, АТ2-40	Л2,Л1,D(AT1, АТ2, Л3) - 40	ЛЗ, Л2, D(AT1, АТ2, Л1) - 40	

Таблиця 2.9 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

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

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

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

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ($Z_0 = 505$ грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (2.14)$$

$$M_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 505 = 874357 \text{ (тис. грн.)}$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.15)$$

$$W_{РІК} = 5400 \cdot 18,75 = 101250 \text{ (МВт·год),}$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум} \cdot W_{РІК} \quad (2.16)$$

$$\Delta W_{НД} = 0,0171 \cdot 101250 = 1731,4 \text{ (МВт·год).}$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{РІК} , МВт·год	ΔW _{НД} , МВт·год	M _{ЗБ} , грн.
101250	1731,4	874357

З розрахунків можна сказати, що схема дає відносно не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

2.6. Оцінювання балансу потужностей

2.6.1. Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

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

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{м}}; \quad (2.17)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 24 + 0,05 \cdot 24 = 22,8 \text{ (МВт)},$$

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

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.18)$$

$$Q_{\Gamma} = 22,8 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 22,8 \cdot 0,34 = 7,752 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.19)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 8-501

$$Q_{\text{ЛЕП8-501}} = 107,86^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 8,4) = 0,279 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,279 + 0,232 + 0,302 + 0,517 = 1,33 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 12,56 = 11,932 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 11,932 = 1,193 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 11,932 + 1,193 - 7,752 - 1,33 = 4,043 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 11,932 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 4,043 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4050-450 УЗ на 4050 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 501.

2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі

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

2.7.1. Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

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

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

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

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

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

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

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

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

2.7.2. Регулювання напруги у мережі

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

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

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.11).

Таблиця 2.11 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	102,65	97,50	107,79
502	102,72	97,57	107,85
503	103,42	96,31	108,51

Таблиця 2.12 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	7,87	6,63	9,27
502	8,47	7,44	8,71
503	7,79	6,49	9,01

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{HH} = \frac{U_{BH} - \Delta U'_T}{K_T} = \frac{\Delta U'_T}{K_T} \quad (2.20)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{BH}} \quad (2.21)$$

де U_{BH} – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; P_H , Q_H – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги U_{HH6} (приймаємо U_{HH6} рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (2.22)$$

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

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

$$K_{Td} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.23)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації K_{Td} за формулою (2.23) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.21) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((5,78) \cdot (14,7 / 2)) + ((3,27) \cdot (220,4 / 2))}{107,79} = 3,737 \text{ кВ}$$

За (2.22) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{107,79 + 3,737}{10,5} = 10,622$$

Ближчий за табл. 2.13 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501д} = 10,491$, що відповідає 7-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.20).

$$U_{\text{HH501д}} = \frac{107,79 + 3,737}{10,622} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Таблиця 2.13 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K _{Т6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми і заносимо їх в табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	3,737	10,622	10,5	7	10,768	0,09
502	4,968	10,745	10,5	7	10,768	0,09
503	3,229	10,642	10,5	7	10,768	0,09

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

З ВПЛИВ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПЕРЕШКОД НА РОБОТУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

3.1. Вплив електромагнітних полів на електричні мережі

Вплив полів на мережі проявляється у появі вищих гармонік напруги та її коливань за рахунок електричного обладнання з нелінійною вольт- амперною характеристикою. Трансформатори і електродвигуни з великим індуктивним навантаженням, вентильні перетворювачі струму, розрядні лампи, телеприймачі при синусоїдальному живленні мережі продукують несинусоїдальні струми, які на шляху до електрообладнання утворюють на повних опорах мережі несинусоїдальні падіння напруги. Падіння напруги, створювані струмами споживачів, призводять до викривлення синусоїдальної форми напруги мережі 50 Гц та до появи в ній гармонік.

Субгармоніки, спричинені дуговими печами і електрозварювальними апаратами, призводять до періодичних і неперіодичних коливань напруги.

Вищі гармоніки та коливання напруги можуть призвести до пошкодження технічних пристроїв, електричним і термічним перевантаженням конденсаторів і електродвигунів, відмов у функціонуванні систем контролю, вимірювання, регулювання ліній передачі даних і т. п. Це впливає також на психофізіологічний стан персоналу.

До впливу мережі відносять також її асиметрію, обумовлену ввімкненими між фазами однофазними споживачами (зварювальними апаратами, або дуговими електропечами).

Вплив ліній електропередач. Якщо повітряні ЛЕП ВН з частотою 50 Гц і 16,66 Гц і лінії зв'язку телеуправління газовими мережами і нафтопроводами розташовані паралельно на протяжних ділянках, то внаслідок омичного, індуктивного або ємнісного зв'язку виникає шкідливий вплив на лінії передачі

даних, а також на пристрої катодного захисту від корозії трубопроводів. Вплив мережі може бути довготривалим, короткотривалим чи імпульсним.

Довготривалий – це робочі струми при нормальній роботі лінії, струми заземлення в мережах з компенсованою нейтраллю, а також проводах ВН, що мають велику ємність відносно землі.

Джерелом короткотривалого впливу є струми КЗ і струми замикання двох фаз на землю тривалістю декілька десятих секунди.

Імпульсний вплив виникає при перенапругах і перемикаваннях.

Проблеми впливу ліній електропередач вирішуються шляхом симетричного розташування проводів трифазної системи у вигляді рівностороннього трикутника, скручуванням несиметрично розташованих проводів, резонансним заземленням нейтралі (малі струми замикання фаз на землю) а також заземленням нейтралі мереж 220 і 380 кВ.

3.2. Вплив електромагнітних полів на лінії зв'язку

Лінії електропередач впливають на лінії провідного зв'язку завдяки різним механізмам взаємодії і можуть досягати величин, небезпечних для обслуговуючого персоналу і перевищувати електричну міцність кабелю зв'язку та вхідних пристроїв апаратури управління роботою електрообладнання.

Вплив полів за рахунок ємнісного зв'язку обумовлений наявністю навколо провідної повітряної лінії електричного поля. Проводи ліній зв'язку (ЛЗ), які розташовані в зоні дії поля, підлягають впливу потенціалу цього поля.

Вплив за рахунок індуктивного зв'язку обумовлений проходженням частини або всього змінного струму ПЛ по ланцюгу провід-земля. Це можливе при несиметричному навантаженні трьохфазних ПЛ, при роботі лінії по системі два проводи-земля, при однофазних або двохфазних замиканнях ПЛ на землю. Магнітному впливу підлягають всі лінії провідного зв'язку, – як повітряні, так і кабельні.

Електричному впливу підлягають проводи повітряних ЛЗ, а також кабельні лінії зв'язку, підвішені на опорах, які не мають металевих оболонок. Вплив через гальванічний зв'язок обумовлено протіканням в землі силових струмів. Гальванічному впливу підлягають заземлені металеві оболонки кабелів і ланцюги повітряних і кабельних ліній зв'язку, які використовують в якості зворотного проводу – землю.

Розрахунок поздовжніх ЕРС в проводах зв'язку при аварійному режимі ПЛ з заземленою нейтраллю здійснюють для найбільш несприятливого випадку положення точок КЗ, змінюючи місця їх розташування по довжині зближення. При розрахунку поздовжній ЕРС розглядають КЗ ПЛ із графіка в самій небезпечній точці, коли вплив поля буде найбільший. Зазвичай, це відповідає КЗ на початку і на кінці зближення.

3.3. Вплив електромагнітних полів системи релейного захисту і управління

При однофазному КЗ на землю на шинах підстанцій (ПС) ВН потенціал контуру заземлення енергооб'єкта розподілений нерівномірно і при перевищенні електричної міцності ізоляції кабелів, можливе зворотне перекриття із землі на жили кабелів. Крім того, струм однофазного КЗ, рухаючись по заземленим оболонкам і екранам кабелів, при перевищенні по термостійкості струмових навантажень, призведе до пошкодження цих кабелів.

Від точки КЗ струм повертається в нейтраль трансформатора і в енергосистему через заземлюючий пристрій і безпосередньо через землю (рис. 4.1, а).

Для визначення можливого рівня діючих на кабелі систем релейного захисту і технологічного управління напруг і струмів при однофазному КЗ, вимірюють розподіл потенціалів і струмів на заземлюючому пристрої при імітації КЗ. Вимірюють також різницю потенціалів між точкою КЗ і заземлюючим пристроєм релейного щита, після чого результати перераховують на реальні струми КЗ.

Розраховують розподіл струмів і потенціалів при коротких замкненнях в різних точках на шинах високої напруги і порівнюють з результатами вимірів.

По результатам розрахунків визначають максимальні значення напруг і струмів промислової частоти, які діють на системи релейного захисту і технологічного управління при однофазних коротких замиканнях.

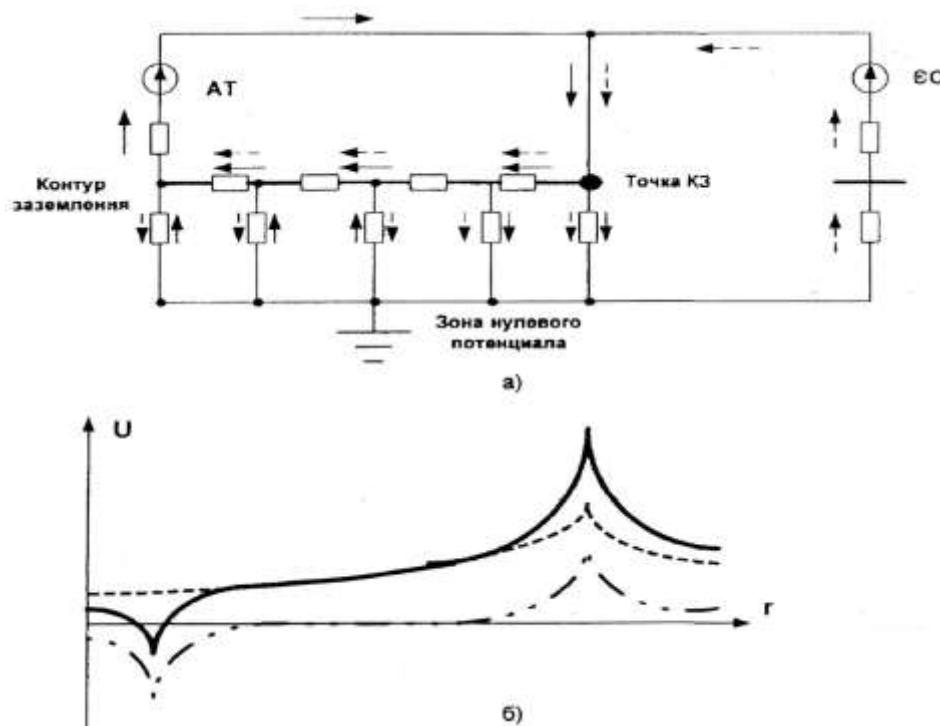


Рисунок 3.1 – Однофазне КЗ на шинах ПС ВН:

а) – схема розтікання струму в контурі заземлення ПС; б) – розподіл потенціалу на заземлюючому пристрої ПС

3.4. Імпульсні поля при перехідних процесах в мережах ВН

Виникнення імпульсних перешкод в мережах вторинної комутації пов'язано з такими видами збуджень у первинних мережах:

- КЗ на землю в мережах ВН;
- комутації роз'єднувачами, короткозамикачами і вимикачами в мережах ВН;
- робота розрядників.

При комутаціях і КЗ на землю, внаслідок перехідних процесів, в мережах високої напруги відбувається розряд ємностей обладнання і шин на землю і через заземлювач протікає імпульсний струм високої частоти. При цьому на заземлюючому пристрої обладнання і в точці КЗ відбувається імпульсний підйом потенціалу, який з певним коефіцієнтом послаблення передається по кабелям до входу систем релейного захисту і технологічного управління.

Для визначення параметрів імпульсних перешкод проводять імітаційні випробування за допомогою генератора високочастотних імпульсів. При цьому один вивід генератора приєднують до заземлюючого провідника обладнання, до якого приєднані кабелі від систем релейного захисту і технологічного управління, а другий вивід генератора заземлюють на відстані не менш, ніж 50 м від даного обладнання. Після чого в заземлення обладнання подають імпульсний струм амплітудою до 10 А з декрементом коливання $3 \div 5$, частотою 0,5, 1,0, 2,0 МГц. При цьому здійснюють вимірювання імпульсних перешкод на входах пристроїв автоматичних і автоматизованих систем технологічного управління.

Також вимірюють імпульсний потенціал заземлюючого пристрою відносно точки, віддаленої від місця вводу струму на відстані не менш 50 м в протилежному напрямку від точки заземлення генератора.

Висока частота призводить до різко нерівномірного розподілу потенціалу на заземлюючому пристрою. На відстані 50 м від точки вводу імпульсного струму потенціал знижується більш, ніж в 10 разів навіть при опорі ґрунту в 500 Ом.м.

На реальних об'єктах частота імпульсних перешкод може коливатись в діапазоні від десятків кілогерц до десятків мегагерц.

Результати вимірювань при імітації імпульсних перешкод приводяться до реального значення високочастотної складової струму КЗ. Величину реального струму визначають шляхом розрахунку перехідного процесу на шинах розподільного пристрою при комутаціях і КЗ на землю, шляхом множення результатів виміру на коефіцієнт перерахунку

$$K_{пер} = I_{реал} / I_{вимір} ,$$

де $I_{реал}$ – струм з обладнання в контур заземлення при комутаціях або однофазному КЗ на землю; $I_{вимір}$ – виміряний струм в даних точках підключення ГВЧІ.

При комутаціях первинного обладнання і при однофазному КЗ по ошиновці розподільчого пристрою протікають імпульсні струми. Електромагнітні поля від цих струмів впливають на кабелі ланцюгів вторинної комутації, внаслідок чого в них наводяться імпульсні електромагнітні перешкоди.

Найбільший рівень польових перешкод виникає при КЗ на шинах високої напруги. Визначення величини імпульсних перешкод здійснюють наступним чином:

- розрахунком визначають найбільш небезпечні види комутацій;
- на об'єкті проводять імітації комутаційних процесів за допомогою генератора ВЧ імпульсів і контрольного проводу, прокладеного по трасі розташування вторинних кабелів;
- визначають реальний коефіцієнт екранування полів між сусідніми кабелями і здійснюють вимірювання перешкод на кабелях захисту і на контрольному проводі при реальних комутаціях (рис. 3.2).

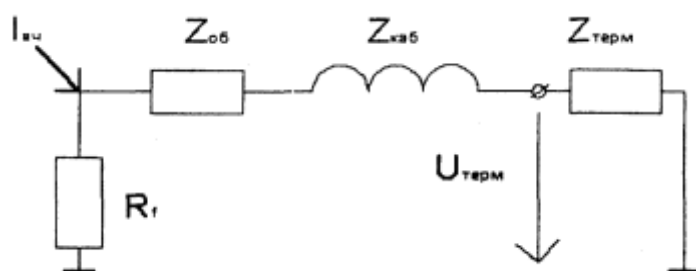


Рисунок 3.2 – Схема для розрахунку синфазної напруги при однофазному КЗ на шинах ВН енергооб'єкта:

$I_{вч}$ – високочастотна складова струму КЗ;

R_f – імпульсний опір заземлення; $Z_{об}$ – вхідний опір обладнання відносно землі; $Z_{каб}$ – опір контрольного кабелю, Z_m – вхідний опір терміналу

3.5. Імпульсні електромагнітні поля при ударах блискавки

При атмосферних розрядах можливі такі наслідки дії струму блискавки:

- термічна дія струму блискавки на заземлюючі провідники, оболонки і екрани кабелів;
- зворотні перекриття з землі на кабелі;
- польові наводки на контрольних кабелях і вплив імпульсних магнітних полів на обладнання.

Визначення рівня польових перешкод, наведених в кабелях, здійснюють шляхом розрахунків. Параметри струму блискавки згідно рекомендації МЕК 1312-1 наступні:

- максимальний імпульсний струм $I_B = 100$ кА;
- тривалість фронту імпульсу $t_{fp} = 10$ мс;
- при розрахунках наведених напруг на кабелях $I_B = 25$ кА, $t_{fp} = 0,25$ мкс.

Польові наводки можна оцінити по потужності випромінювання джерела перешкоди, використовуючи вираз для потужності випромінення дипольних антен

$$P = \frac{(I \cdot l \cdot \omega)^2}{12\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot c^3}, \quad (4.2)$$

де I – амплітуда струму, l – довжина антени, ω – кругова частота, ε_0 – електрична постійна, c – швидкість світла.

Для струму блискавки еквівалентну частоту можна визначити як

$$\omega = \frac{\pi}{2\tau}, \quad (4.3)$$

(де τ – час зростання струму блискавки).

При $l = 100$ м для імпульсу струму позитивної блискавки: $I_B = 100$ кА, $t_{fp} = 10/350$ мкс (МЕК) – маємо потужність $P = 2,8 \cdot 10^7$ Вт, а для наступного імпульсу: ($I_B = 25$ кА, $t_{fp} = 0,25/100$ мкс), $P = 10^{10}$ Вт.

При розрахунках польових наводок імпульс струму позитивної блискавки можна не розглядати.

Для відкритих розподільчих пристроїв визначають напруги в кабелях вторинної комутації при ударах блискавки в блискавковідводи, розташовані поблизу траси прокладки кабелів.

Для будівель і споруд визначають наругу, яка наводиться в кабелях при протіканні струму блискавки по струмовідводам блискавкоприймача будівлі.

При розрахунках рівня впливу ПЛ і ЛЗ необхідно враховувати екрануючу дію різноманітних металевих комунікацій, розташованих в зоні впливу і з'єднаних із землею. До таких комунікацій відносяться залізничні рейки, трубопроводи, оболонки силових кабелів і кабелів зв'язку, тунелі і колектори, грозозахисні троси ПЛ і т. п.

Екрануючий ефект залежить від особистого опору екрана, розташування його відносно ПЛ і ЛЗ, умов заземлення, питомого опору землі, а для екранів з магнітними матеріалам – також від поздовжньої ЕРС, яка наводиться в екрані діючим струмом.

Ємнісний вплив при ударі блискавки пов'язаний з тим, що канал блискавки набуває високого потенціалу ($U_{max} > 100\text{кВ}$) завдяки падінню напруги на опорі заземлення (рис. 4.3). Внаслідок цього потенціал сигнальної лінії при наявності ємностей C_k і C_E набуває величини

$$U_{zt} = U_{max} C_k / (C_k + C_E).$$

В разі відсутності захисних апаратів від перенапруг ізоляція приладів

G_1 , G_2 (рис. 3.3) може бути пошкоджена і виникне інтенсивна перешкода. Ефективний захист в даному випадку полягає у екрануванні сигнальних ліній.

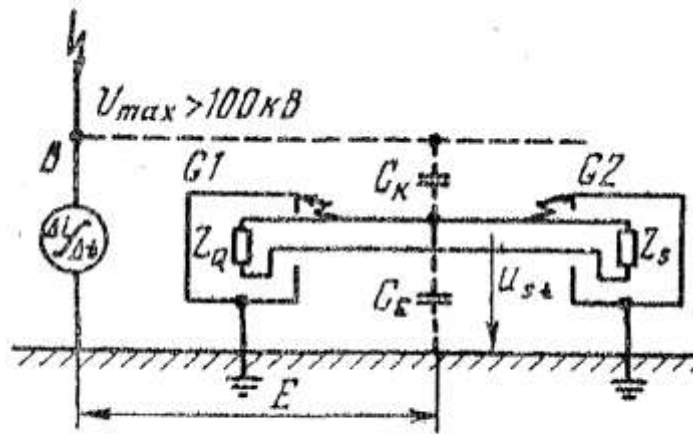


Рисунок 3.3 – Ємнісний вплив блискавки на лінію:

B – канал розряду; G_1, G_2 – прилади; C_E – ємності зв'язку відносно землі

Індуктивний вплив блискавки обумовлений паразитними зв'язками між контурами промислових пристроїв, утворених при розрядах блискавки, або розрядах статичної електрики. На рисунку 4.4 показано два індуктивно зв'язаних контури; і якщо в контурі 1 відбувається швидка зміна струму $\Delta i / \Delta t$, то в контурі 2 індуктується напруга перешкоди

$$u_{zt} = L_{12} \Delta i / \Delta t = - \Delta \Phi / \Delta t, \quad (3.5)$$

де Φ – магнітний потік, що пронизує контур 2;

L_{12} – взаємна індуктивність контурів 1 і 2.

Їхня взаємна індуктивність визначається конфігурацією і розмірами контурів і розраховується за формулою

$$L_{12} = \frac{\mu_o l}{2\pi} \ln \left[1 + \left(\frac{a}{d} \right)^2 \right],$$

де l і a – довжина і ширина контура; d – відстань між контурами

Згідно (4.4) і (4.5) при $l = 1$ м, $a/d = 0,1$, $\Delta i / \Delta t = 1000$ А/с, отримуємо індуквану напругу перешкоди $u_{zt} = 2,3$ В.

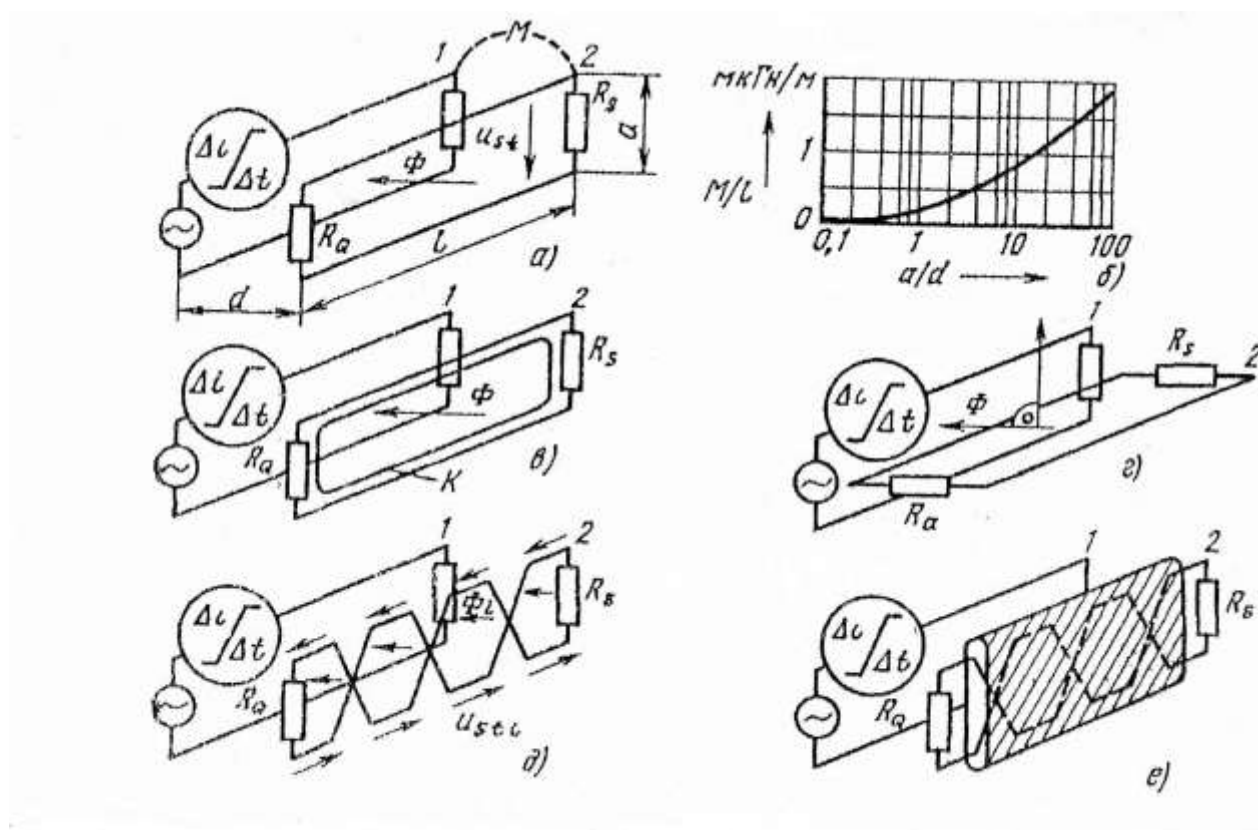


Рисунок 3.4 – Індуктивний вплив між промисловими струмовими контурами:
 а) – принципова схема двох струмових контурів 1 і 2 ; б) – погонна взаємна індуктивність;
 в ÷ е) – засоби по зниженню індуктивного впливу

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (4.1)$$

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 2,65$ 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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos \varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

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 (3633 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

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.

Таблиця 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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

Продовження табл. 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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

Продовження табл. 4.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

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

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 62 454,165 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 4.4.

Таблиця 4.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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

Продовження табл. 4.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0

Таблиця 4.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 4.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі вводів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Таблиця 4.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ «Козятин – Сигнал» (вузол 201):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
Всього ВРУ 110 кВ			159,817	342,264	49,9	32,16	2	586,23	100
Загальна кошторисна вартість			586,23						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 96 916,097 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 15,4 = 17\,822,938 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 24,5 = 28\,354,675 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 62\,454,165 + 17\,822,938 = 80\,277,103 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 96\,916,097 + 28\,354,675 = 125\,270,772 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (4.7)$$

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:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{тЛ}} + \Delta W_{\text{тП}}; \quad (4.8)$$

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:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = (17\,822,938 \cdot 0,3)/100 = 53,469 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (28\,354,675 \cdot 0,3)/100 = 85,064 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (62\,454,165 \cdot 3) / 100 = 1873,625 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (96\,916,097 \cdot 3) / 100 = 2907,483 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 4.6:

Таблиця 4.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП: 503-201 П/ст: 501	+90	+50	1,72
2	ЛЕП: 8-501, 501-502, 502-503 П/ст: 502, 503	+440	+50	2,08

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$B_1 = 53,469 + 1873,625 + 1,72 \cdot 1,65 = 1929,932 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 85,064 + 2907,483 + 2,08 \cdot 1,65 = 2995,979 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 9,2 \cdot 5400 = 49680 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 68.1 \cdot 5400 = 367740 \text{ МВт·год};$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 49680 - 1929,932 = 7906,708 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 367740 - 2995,979 = 69816,541 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = 0,358$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,358 = 2,8 \text{ роки.}$$

Таблиця 4.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	78,3
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	417 420
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	205 547,875
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	2,8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,08
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,02
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	661,97
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	6,77

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Рентабельність проекту розвитку в цілому задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (2,8) підтверджують ефективність.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1. Задачі контролю електромагнітного стану

Електромагнітний стан (ЕМС) на об'єктах електроенергетики характеризується напруженістю електричних і магнітних полів, а при високих частотах – і електромагнітного поля. Найбільший інтерес має дія плоскої електромагнітної хвилі, у якої щільність електричної і магнітної складових рівні. Розрізняють природну електромагнітну обстановку і обстановку від електричних або електроенергетичних пристроїв. Поля природного і штучного походження накладаються одне на одного, а їх вектори напруженості складаються.

Електричне поле Землі обумовлено негативним надмірним зарядом поверхні і сягає на відкритій місцевості приблизно $100 \div 500$ В/м. При появі грозової хмари напруженість поля може зрости до десятків і навіть декілька сот кВ/м, а при розрядах виникають імпульси і електромагнітного поля.

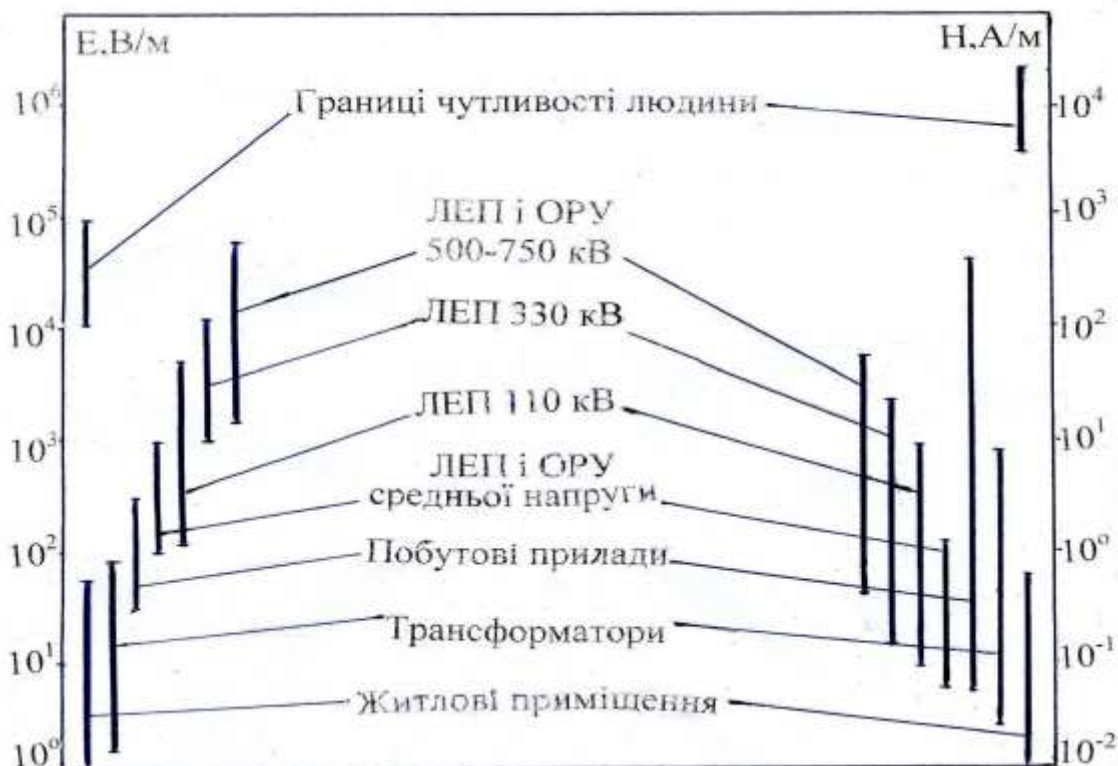


Рисунок 5.1 – Напруженість електричних і магнітних полів промислової частоти

Сильні електричні поля промислової частоти в основному утворюються об'єктами електроенергетики (ЛЕП ВН). Будівлі і споруди екранують постійне електричне поле Землі і електричне поле промислової частоти, створене ЛЕП ВН та іншими об'єктами. В середині будівлі постійне електричне поле природного і штучного походження визначається наявністю електризуючихся природних і синтетичних матеріалів. Напруженість електростатичного поля у приміщенні може досягти десятків і сотен кВ/м (рис. 5.1).

При розрядах статичної електрики виникають електромагнітні імпульси з дуже високої крутизною. З'являються сильні електричні поля і поблизу приладів, які не мають спеціального захисту і використовують високу постійну напругу.

Постійне магнітне поле Землі утворюється струмами в середині неї. Воно орієнтовано відносно магнітних полюсів, а його напруженість залежить від

географічних координат і досягає 55,7 А/м у магнітних полюсів і 33,4 А/м у магнітного екватора, де вектор напруженості паралельний поверхні Землі.

В середніх широтах напруженість поля складає приблизно 40 А/м.

На постійне поле накладається геомагнітне поле Землі, створене струмами в магнітосфері і іоносфері. Воно повільно змінюється і містить широкий спектр частот, в тому числі низькочастотну (до 100 Гц) складову, напруженість якої $\sim 0,1$ А/м, яка при магнітних бурях значно зростає.

Геомагнітні постійні і низькочастотні поля, на відміну від електричних, не екрануються стінками будинків і іншими об'єктами. Всередині споруд, що мають сталевий каркас, напруженість геомагнітного поля зменшується в декілька разів.

Типові напруженості електричного і магнітного полів на об'єктах енергетики, що призводять до порушення ритму роботи серця, наведені в таблиці 5.1, згідно даних ВОЗ, IRPA, I DIN VDE (німецькі індустріальні норми Союзу німецьких електротехніків).

Таким чином, сильні електричні поля промислової частоти утворюються об'єктами електроенергетики (ЛЕП ВН, зборні шини підстанцій, трансформатори і апарати ВН).

Напруженість поблизу ВЛ 220 кВ і вище може сягати границі індивідуальної чутливості поля, коли людина по деяким ознакам може встановити присутність поля.

Таблиця 5.1 – Електромагнітна обстановка на об'єктах електроенергетики

Назва об'єкта або параметра	Напруженість електричного поля, В/м	Напруженість магнітного поля, А/м
ВРП 500, 750 кВ	$103-5 \cdot 10^4$	10–100
ВЛ 380 кВ	$103-10^4$	1–40
ВЛ 330 кВ	$103-5 \cdot 10^3$	10–100
ВЛ 110 кВ	$102-3 \cdot 10^3$	0,1–20

Напруженість електричних полів, що їх створюють побутові електроприлади, приводи систем живлення, – по амплітуді менша за природну

напруженість постійного поля Землі. Таким чином, магнітна обстановка всередині приміщень визначається, головним чином, постійним полем Землі, на яке накладаються змінні поля від об'єктів електроенергетики. Амплітуда цих полів має такий же порядок величин, як і змінна складова природного поля Землі.

Напруженість магнітного поля промислової частоти всередині приміщень може бути досить високою, якщо поблизу розташована ВЛ електропередачі, прокладені кабелі або розташовані потужні електротехнічні пристрої.

Напруженість поля від ЛЕП, навіть на відстані декілька сот метрів від лінії, може досягати десятої долі А/м.

Кабельні лінії створюють більшу напруженість біля них, ніж повітряні, але напруженість зменшується інтенсивніше при віддаленні від кабелю і зона напруженості (десятих часток А/м) не перевищує декількох десятків метрів. Кабелі і ВЛ напруги 6÷10 кВ, завдяки малій відстані між фазами, створюють незначні напруженості поля і в приміщеннях ними можна нехтувати.

Поле трансформаторів системи електропостачання змінюється зворотно пропорційно відстані і може бути зафіксовано на відстані менш, ніж 10 м.

Мережі низької напруги створюють поле, залежне від не симетрії навантаження фаз і його напруженість зворотно пропорційна відстані і може бути зафіксована на відстані до 20 м.

У виробництві на робочих місцях напруженість магнітного поля промислової частоти може бути значно більшою. В екстремальних випадках, наприклад, поблизу зварювального апарата, електродугової пічки, або безпосередньо біля проводів потужних ВЛ при роботі під напругою, персонал може бути під напруженістю 1÷10 кА/м, що на два порядки перевищує напруженість поля Землі. Отже, напруженість магнітних полів значно менша порога чутливості людини.

Новим фактором, не притаманним природній обстановці, є поява ВЧ електромагнітних полів, які генеруються пристроями зв'язку, телекомунікацій, радіолокаційною технікою, мікрохвильовими апаратами і т. п. Напруженість цих полів мала порівняно до розглянутих і вони частково або повністю екрануються провідними стінками.

В житлових приміщеннях при сучасному виконанні мережі електроживлення, відсутності струмових петель, пов'язаних із заземленими системами водопроводу, опалення і т.п., напруженість поля визначається природнім магнітним полем, але не перевищує десятих часток А/м.

Вплив ВЧ полів на людину (наприклад радіотелефонний зв'язок) – потребує подальших ретельних досліджень.

Напруженість магнітного поля промислової частоти при ввімкненні електроприладів, не перевищує одного процента від напруженості постійного поля Землі. Вона має той же порядок, що і змінна складова природного поля Землі.

Таким чином, організм людини практично не відчуває впливу полів, тому електромагнітна обстановка в побуті не може трактуватися як електросмог. Винятком є випадок використання потужних електроприладів, розташованих безпосередньо поблизу людини (праска, фен, електроінструмент).

На об'єктах електроенергетики напруженість електричного і магнітного полів можуть у десятки разів перевищує напруженості полів природного походження, тому потребує більш ретельного розгляду. В результаті проведених досліджень повинні бути визначені максимальні значення впливу полів на системи релейного захисту та технологічного управління при нормальному і аварійному режимах роботи обладнання.

5.2. Методи визначення інтенсивності електромагнітних полів

Для визначення ЕМО необхідно провести ряд вимірів і розрахунків, необхідних для отримання даних про максимальний рівень електромагнітних полів, наведених струмів і напруг, розрядів статичної електрики та ін., та їх вплив на системи релейного захисту і управління електроенергетичних об'єктів при нормальних та аварійних режимах.

Для отримання достовірних даних числового аналізу, крім розрахунків, необхідно проведення натурних і імітаційних експериментів. Імітація електромагнітних збуджень суттєво розширює можливості визначення рівня електромагнітних перешкод, оскільки можливості натурних експериментів на діючому об'єкті обмежені.

Імітація електромагнітних збуджень, суттєво розширює можливості по визначенню рівня електромагнітних перешкод. В результаті роботи необхідно визначити максимальні значення рівня перешкод, які впливають на системи релейного захисту і технологічного управління при нормальному і аварійному режимах, і які повинні нормально функціонувати при любых режимах.

Роботи по визначенню ЕМО на об'єктах складаються з таких етапів:

- отримання вихідних даних об енергооб'єкті;
- експериментально-розрахункове визначення ЕМО на об'єкті;
- визначення відповідності між рівнями стійкості пристроїв і

ЕМО на об'єкті.

Для визначення рівня електромагнітних перешкод на системах релейного захисту і технологічних системах управління на шинах високої напруги необхідно знати:

- електричну схему і розташування первинних ланцюгів; траси прокладки кабелів та їх типи;
- тип і розташування силового обладнання;
- призначення і розташування релейного захисту і системи

технологічного управління;

- конструкцію заземлюючих пристроїв (питомий опір ґрунту і імпульсний опір заземлення обладнання, до якого надходять кабелі пристроїв релейного захисту);

- для визначення дії струмів і напруг промислової частоти необхідно мати дані про струми короткого замикання на землю (струми $3I_0$).

Ці дані можуть бути отримані лише шляхом експерименту.

Для визначення впливу електромагнітних полів радіочастотного діапазону необхідні дані про наявні на об'єкті радіопередавальні пристрої.

Аналіз рівня електромагнітного впливу по мережах електроживлення постійним і змінним струмом здійснюється на основі виконавчої схеми живлення об'єкта, типах і місці розташування пристроїв, ввімкнених у схему живлення, даних про трасу прокладки і типи кабельних ліній.

На цьому етапі складається робоча програма проведення експериментальних досліджень на енергооб'єкті.

При проведенні вимірів на об'єкті визначають напруженість електромагнітних полів радіочастотного діапазону, напруженість поля промислової частоти при нормальних режимах, імпульсні перешкоди в мережах постійного і змінного струму, якість електроспоживання постійним і змінним струмом систем релейного захисту і технологічного управління, характеристики покриття підлоги і електричні потенціали тіла людини від заряду статичної електрики.

При імітації електромагнітних збуджень визначають перешкоди від ударів блискавки, коротких замкнень, комутацій в первинних мережах. Після вимірів здійснюють перерахунок отриманих даних до реальних умов.

При цьому визначають ряд інших параметрів, наприклад коефіцієнт екранування кабелів, які неможливо визначити розрахунками. Розраховують також найбільш небезпечні режими на основі результатів вимірів, використовуючи відповідні програми для ЕВМ.

Необхідно враховувати коефіцієнт екранування електромагнітного поля блискавки, оскільки, зазвичай, застосовують екрановані кабелі, проложені в металевих коробах.

Принцип дії екрану полягає в тому, що електромагнітне поле індукуює в екрані струм, магнітне поле якого компенсує діюче поле. В залежності від співвідношення довжини кабелю l і довжини хвилі λ , цей струм замикається різними шляхами. При $\lambda > l$ струм в екрані замикається через заземлення на кінцях екрана і землю, а при $\lambda < l$ – безпосередньо в самому екрані.

Блискавка генерує електромагнітні поля частотою ~ 1 МГц, що відповідає довжині хвилі $\lambda = 300$ м. Оскільки довжина кабельних ліній вторинних ланцюгів не перевищує цю величину, то струм в екрані замикається через заземлюючі екрани провідника і ґрунт. Коефіцієнт екранування $k > 1$ для лінії із заземленням з обох сторін екраном визначається з виразу

$$k = \frac{R_Q + R_E + j\omega L_E}{Z_t l + j\omega L_g},$$

де l – довжина системи; $Z_t = (R_E + j\omega L_t) / l$ – погонний передаточний опір; R_E – активний опір екрану; $L_t = M_{IE} - L_E$ – передаточна індуктивність; L_E – індуктивність екрану; M_{IE} – взаємна індуктивність між екраном і жилою; R_Q – опір шляху протіканню струму в землі; L_Q – особиста індуктивність заземлюючих провідників екрану.

При наявності декількох екранів здійснюють перемноження їх коефіцієнтів екранування.

Для визначення можливого зворотного перекриття із землі на кабелі, здійснюють вимір розподілу потенціалів по землі при ударі блискавки в блискавкоприймач за допомогою вимірювального комплексу ИК-1.

На ВРП генератор імпульсів струму підключають між заземленням блискавкоприймача і заземленим стрижнем на відстані не менш 50 м від блискавкоприймача. Після імітації удару блискавки вимірюють потенціали на

землі поблизу кабельних каналів відносно точки, що знаходиться на відстані не менш 50 м.

Для будівель і споруд генератор підключають до блискавкоприймача зверху будівлі і до землі на відстані не менш 20 м від споруди. Після цього здійснюють імітацію удару блискавки в блискавкоприймач та вимірюють потенціал в споруді і перераховують його на реальний струм блискавки, використовуючи програму ОРУ-М.

Магнітні поля промислової частоти. Вимірювання магнітних полів частоти 50 Гц здійснюють в нормальних режимах біля установок автоматичних і автоматизованих систем технологічного управління на розподільчому пристрою ВН вздовж траси прокладки кабелів за допомогою вимірювача магнітного поля (ІПМ-5-/200/400), який входить до комплекту КДЗ-1.

Для режимів однофазного КЗ на шинах ВН рівень напруженості магнітних полів визначають розрахунком. Приблизну оцінку роблять за формулою

$$H = I_{\text{кз}} / 2\pi r,$$

тут r – відстань до шин, по яким тече струм $I_{\text{кз}}$ однофазного КЗ.

Якщо поблизу автоматичних і автоматизованих систем технологічного управління розміщені реактори або трансформатори, вимірюють напруженість магнітного поля в нормальному режимі і перераховують на струми КЗ. Розрахунок поля вздовж осі реактора здійснюють за наближеною формулою

$$H = \frac{I \cdot n}{2} \frac{r^2}{(r^2 + x^2)^{1.5}},$$

де r – радіус реактора, x – відстань по осі реактора від його центру до точки виміру, I – струм в реакторі, n – число витків.

Для декількох реакторів результуюче поле визначається методом суперпозиції полів кожного реактора з врахуванням фазового зсуву струмів. Для розрахунку можна використовувати відому програму MathCAD.

Перешкоди, пов'язані із збуреннями в мережах НН. Основними періодичними перешкодами в мережах постійного струму є змінна складова напруги (пульсації) і кондуктивні перешкоди радіочастотного діапазону.

Імпульсні перешкоди в мережах постійного струму виникають при комутації реле, електромагнітів, автоматичних вимикачів в мережах постійного струму.

Основними періодичними перешкодами в мережах живлення змінного струму є гармонічні складові напруги.

Імпульсні перешкоди в мережах змінного струму виникають при комутації автоматичних вимикачів в цих мережах.

Вимірювальну апаратуру при визначенні перешкод приєднують до ланцюгів живлення по протифазній схемі (провід-провід), а в разі потреби – і в синфазній (провід-земля). При цьому:

- осцилографують форму сигналу перешкоди (короткотривалі виміри);
- здійснюють тривалу реєстрацію при комутаціях в мережах ВН.

При вимірюваннях в стаціонарних режимах визначають характеристики пульсацій або коефіцієнт синусоїдальності змінної напруги.

Вимірювання перешкод, які виникають при комутації реле, здійснюють при примусовій їх комутації безпосередньо у місцях розташування реле або на щиті власних потреб.

Вимірювання перешкод в мережах оперативного струму при спрацьовуванні електромагнітних приводів силових вимикачів здійснюють в місцях розташування систем релейного захисту і технологічного управління.

Тривалу реєстрацію проводять з метою визначення діапазону характеристик перешкод в тривалих режимах роботи. Тут визначають амплітуду змінних і імпульсних перешкод в мережах постійного струму і гармонічних складових та

імпульсних перешкод в мережах змінного струму. Вимірювання здійснюють тривалістю не менш одного тижня самописцями або спеціалізованими регістраторами параметрів якості електричної енергії.

В мережі живлення аналізують також аварійні режими і визначають можливі рівні пульсацій в мережі постійного струму та максимальну тривалість провалів напруги.

Розрахунок напруженості імпульсних магнітних полів здійснюють для умов протікання струму блискавки по блискавководу або струмовідводам блискавкоприймачів будівель і споруд, розташованих поблизу пристроїв автоматичних і автоматизованих систем технологічного управління.

Оцінку напруженості полів здійснюють за формулою

$$H = I_m / 2\pi r,$$

де r – відстань до блискавкоприймача або струмовідводу, по якому протікає весь стум блискавки I_B .

За результатами вимірювань і розрахунків складають протокол (див. дод. А), в якому рівні електромагнітних збуджень, що впливають на автоматичні і автоматизовані системи технологічного управління, порівнюють з випробувальними рівнями для таких систем. На основі проведених порівнянь роблять висновок про стійкість систем автоматичного і автоматизованого управління до дії перешкод.

5.3. Екологічний вплив полів на персонал

Живі організми функціонують завдяки протіканню в них різноманітних процесів: фізичних, хімічних, біологічних основу яких складають електричні явища на молекулярному і клітинному рівні.

Внутрішнє середовище живого організму є електропровідним, оскільки являє собою водні електроліти, по яким циркулюють електричні струми, які збуджують і регулюють усі життєво важливі процеси. Самі струми збуджуються

електричними полями, які утворюються іонами, концентрація яких залежить від виду хімічних реакцій, що відбуваються в організмі. Електричні процеси в тканинах відіграють вирішальну роль в функціях руху м'язових тканин в яких, внаслідок складних біохімічних процесів, відбувається перетворення енергії електричного поля в механічний рух.

Функціонування клітин організму обумовлено обміном речовин через мембрани, скрізь які проходять іони натрію, калію хлору і інших елементів. Відкриття каналів в мембрані відбувається за рахунок електростатичних сил, які виникають внаслідок різниці концентрації іонів всередині та зовні клітини і діють на білкові молекули мембрани. Зміна концентрації іонів зовні і всередині клітини і реакція мембрани завдяки зміни напруги між її стінками, є важливими елементами механізму електрохімічної передачі інформації по тканинам.

В спокійному стані напруга потенціалу складає приблизно 80 мВ, а для відкриття каналів мембран необхідно зменшити напругу на 20 мВ

Нормальному стану організму відповідає напруженість поля людини ~ 40 В/м і щільність струму 4 А/м². Якщо штучно створити всередині людини таке поле або струм, то будуть порушені природні процеси функціонування органів і, наприклад, може відбутися параліч серцевої мишці.

Поле всередині людини може виникнути при безпосередньому торканні до струмопровідних частин, або за рахунок протікання по тілу струмів зміщення, якщо людина знаходиться в змінному електричному полі, або в полі індукованих струмів, чи змінному магнітному полі. Такі напруженості поля всередині тіла людини можуть виникнути при наявності зовнішнього електричного поля промислової частоти ~ 100 МВ/м, або магнітного поля ~ 1 МА/м, що на практиці не зустрічається.

При знаходженні в електричному, магнітному або електромагнітному змінному полі в організмі людини індуктуються струми, які накладаються на особисті біоструми, внаслідок чого можуть змінитися природні процеси або з'явитися нові явища.

Змінні електричні і магнітні поля сприяють виникненню струмів зміщення і індукованих струмів. Електромагнітні поля ВЧ також індукують струми в організмі, що безумовно впливає на процеси в тканинах.

Електричні, магнітні і електромагнітні поля все більш впливають на навколишнє середовище, тому з'явилося нове визначення цьому явищу – електросмог.

Постійні зовнішні електричні поля не призводять до появи струмів в організмі. Основний вплив на забруднення середовища електричними і магнітними полями промислової частоти здійснюють об'єкти електроенергетики, насамперед, лінії електропередач і підстанції високої напруги, електрифікований транспорт, промислові установки і численні побутові прилади. Розвиток електроенергетики супроводжується застосуванням потужних електротехнічних і електронних пристроїв в промисловості, транспорті і побуті, тому напруженості електричних і магнітних полів можуть перевищувати природні поля.

Вплив електромагнітної обстановки на стан здоров'я людини в останні роки потребує ретельного дослідження, оскільки з'явилися повідомлення про підвищену небезпеку ракових захворювань у людей, що тривалий час мешкають поблизу ліній електропередач високої напруги, а також скарги персоналу електроенергетичних комплексів напругою більше 220 кВ на самопочуття на робочих місцях.

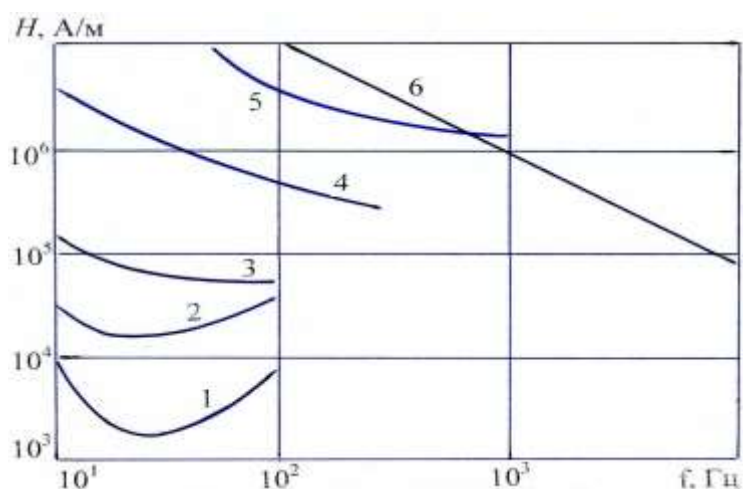


Рисунок 5.2 – Ефекти впливу магнітного поля різної частоти на організм людини:

1 – поява мерехтіння на периферійних ділянках поля зору; 2 – відчуття присутності поля; 3 – реєстрація порушення зору, головні болі; 4 – порушення роботи серця; 5 – порушення нервової системи; 6 – джоулеве тепло нагріву тканин при потужності $\sim 4 \text{ Вт/кг}$

З рисунку 5.2 видно, що криві 1 та 2 мають мінімум в діапазоні промислових частот, а зростання кривих із збільшенням частоти, пояснюється інерційністю системи відкриття каналів в стінках клітинних мембран, а при зменшенні частоти – зниженням індукованих струмів.

Величина напруженості магнітного і електричного полів, які відчуває людина, знаходяться вище тих, що існують в побуті і на виробництві. Якщо напруженість електричного поля частотою 50 Гц може спостерігатись під проводами ЛЕП або на території ОРУ НВН, то відповідна напруженість магнітного поля може бути отримана тільки в спеціальних умовах.

Другим науково встановленим механізмом дії полів на організм людини, є нагрів тканин при протіканні через них ємнісних або індукованих струмів. Вважають безпечним для організму нагрів тканин на 1°C , чому відповідає питома потужність 4 Вт на 1 кг маси тіла. При такій потужності система терморегуляції організму спроможна забезпечити відвід тепла в навколишнє середовище без небезпечного підвищення температури внутрішніх органів.

При частоті 50 Гц напруженість зовнішнього електричного поля може забезпечити питому теплову потужність $\sim 4 \text{ Вт/кг}$, що складає 4 МВ/м, тобто перевищує електричну міцність повітря.

Напруженість магнітного поля, яка необхідна для виділення такого тепла в організмі, складає $\sim 50 \text{ МА/м}$.

Розряди статичної електрики. При імпульсному розряді статичної електрики у вигляді іскри, виникають перехідні напруги і струми, обумовлені перехідними електричними і магнітними полями, які призводять до виникнення функціональних перешкод в комп'ютерах, телефонах і інших електронних

приладах, а також можливим пошкодженням напівпровідникових елементів електронних систем. Джерелом перешкод можуть бути люмінесцентні лампи низької напруги, що використовуються в домашньому побуті.

Електростатичні заряди виникають при доторканні до пластмасового елемента, завихренні пилу, терті повітря з літаючим об'єктом, ходьбі по синтетичному покриттю, вставанні зі стільця та ін. Зазвичай, при ходьбі по ковдрам потенціали досягають величини $5 \div 15$ кВ (рис. 5.3).

В залежності від типу матеріалу діелектрика, заряди мають позитивний або негативний знак, а в залежності від взуття, покриття полу, вологості повітря людина може заряджатися до 30 кВ, що призводить до виникнення розрядів між об'єктом і людиною, – а це висуває відповідні вимоги до ЕМС. Накопичена енергія, в залежності від ємності зарядженого тіла ($50 \div 150$) пФ може складати декілька десятих частин Дж.

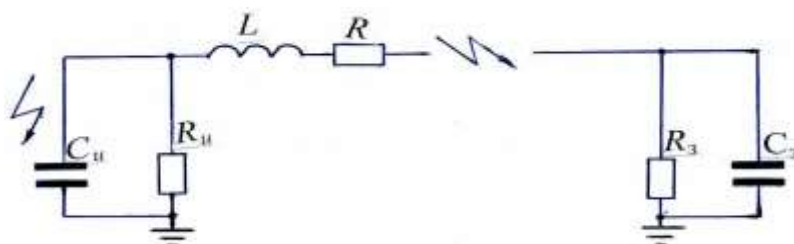


Рисунок 5.3 – Схема заміщення ланцюгу розряду тіла людини через зарядженого провідного предмета:

C_u, R_u – еквівалентні параметри статично зарядженого тіла;

R – послідовний опір;

C_3, R_3 – ємність і опір по відношенню до землі об'єкта, через який здійснюється розряд

Опір R залежить від джерела перешкод і для людини дорівнює ~ 1 кОм, а для меблі – від 10 до 50 Ом. При $C_3 \rightarrow \infty, R_3 \rightarrow 0$, (розряд біля землі), а індуктивність ланцюгу розряду 1 мкГн/м, то отримаємо: $R_n \gg \omega L$, тобто розряд затухає аперіодично з постійною часу $T = C_u, R_n$.

Найбільші проблеми виникають при швидкому імпульсному розряді між зарядженими тілами зі швидкістю наростання в наносекундному або субнаносекундному діапазоні. Саме імпульсні розрядні струми і виникаючі при цьому змінні магнітні поля, призводять до шкідливих електромагнітних впливів. Час зростання струму оцінюють постійною часу L/R_n , а крутизна фронту струму досягає декількох десятків ампер в наносекунду при амплітудах струму $2 \div 50$ А.

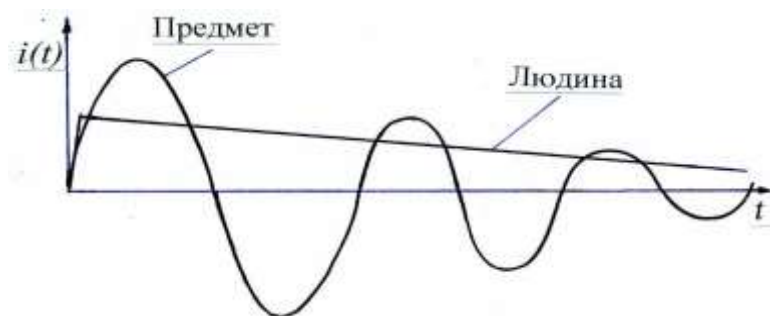


Рисунок 5.4 – Крива зміни струму при розряді тіла людини

При розряді з тіла людини інтенсивність іскри залежить від площі контакту (пальця або більшої частини тіла). Іскра має сильні нелінійні властивості і в деяких випадках (потенціалі, нижчим за 8 кВ) переривається на короткий час, а потім знову запалюється внаслідок притоку енергії із сусідніх ділянок. При цьому форма кривих струму має складний характер, тобто містить безліч гармонік.

Електростатичний потенціал тіла людини визначають шляхом безпосередніх вимірювань, попередньо визначаючи характеристики діелектричного покриття підлоги. Вимірювання питомих поверхневих опорів полімерних діелектриків здійснюють у відповідності з ГОСТ 64433.3-71

«Матеріали електроізоляційні тверді. Методи визначення електричного опору при постійній напрузі».

Вимірювання здійснюють тераомметром зі стандартними електродами.

Розрахунок питомого поверхневого опору ρ_n здійснюють за виразом

$$\rho_n = \frac{\pi(D+g)R_g}{g},$$

де R_g – вимірний опір; D – діаметр електроду; g – зазор між потенційним і вимірювальним електродами.

Потенціал тіла людини вимірюють електростатичним вольтметром (С502) з робочим діапазоном 0,4÷3 кВ (для розширення діапазону використовують ємнісні дільники).

Потенціал розраховують за формулою

$$U_p = [(C_1 + C_2) / C_1] \cdot U_v,$$

де C_1 – сумарна ємність вольтметра, кабелю і оператора; C_2 – ємність дільника; U_v – покази вольтметра.

Таким чином, напруженості електричного або магнітного полів, які спроможні підвищити температуру тіла на безпечну величину порядку 1°C, – на багато порядків перевищують граничну величину чутливості полів людиною, які існують на практиці.

5.4. Нормування безпечних для людини напруженості полів

Процес перегляду норм щодо впливу електричних, магнітних і електромагнітних полів на людину є дуже динамічним і нормативні документи за рубежом часто переглядаються і змінюється їх правовий статус. В основу нормування граничних напруженостей магнітних і електричних полів покладені науково обґрунтовані механізми впливу на організм людини: зміна різниці потенціалів на мембранах при частотах нижчих за 10 кГц і нагрів тканин при більш високих частотах. Базовими величинами є безпечні щільності струму в тканинах організму в діапазоні частот 4 ÷ 1000 Гц – 10 мА/м², а при частотах вищих за 10 кГц – питома енергія ~ 4 Вт/кг.

При частоті 50 Гц такій щільності відповідають напруженості зовнішніх полів – 20 кВ/м і 4 кА/м.

При нормуванні допустимій напруженості полів і тривалості їх дії на робочих місцях і для населення, введені відповідні коефіцієнти запасу. Зокрема,

при тепловому впливі ВЧ полів норми встановлюють по питомій енергії в 10 разів меншої за безпечну ($\sim 0,4$ Вт/кг).

При низьких частотах також встановлюють коефіцієнти запасу: від 2,5 до 10 і вище. Гігієнічні норми всередині будівлі складають $\sim 0,5$ кВ/м; при цьому напруженість електричного поля на границі відчуження ліній електропередачі не повинна перевищувати 1 кВ/м.

Міжнародні організації: всесвітня організація охорони здоров'я (ВОЗ); Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК); Міжнародна асоціація по захисту від іонізуючого випромінювання (IRPA); Європейський комітет по нормуванню в галузі електротехніки (CENELEC); Комісії європейського союзу (CEU); національні комісії – займаються питаннями нормування діючих на персонал і населення електричних, магнітних і електромагнітних полів.

Згідно результатів численних досліджень, вплив полів на людину вважають *безпечним* при щільності струму в організмі ~ 10 мА/м², що відповідає (при частоті 50 Гц) напруженості зовнішніх полів 20 кВ/м і 4 кА/м.

При щільності струму $100 \div 1000$ мА/м² можливе сильне збудження клітин і тканин, порушення іонної рівноваги, процесів обміну в клітинах, центральній нервовій системі, виникнення больових відчуттів, а при великій щільності струму – можлива аритмія і навіть фібриляція серця.

Щільність струму ~ 10 мА/м² в тілі людини вважається рівнем природних біострумів, при яких усі клітини нормально функціонують. Частоти біострумів знаходяться в діапазоні $4 \div 1000$ Гц.

Ефективним методом діагностики стану організму людини є реєстрація сигналів, обумовлених біострумами – електрокардіограми, енцефалограми.

Більш зручним для контролю є вимірювання не щільності струму, а струму, що протікає через тіло людини в напрямку рука-рука.

Згідно ГОСТ 12.1.038, безпечний струм залежить від тривалості його дії (табл. 5.2).

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі струми через тіло людини

Умови	Час протікання струму, с											
	0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	≥ 1
Виробничі	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
Побутові	220	200	100	70	55	50	40	35	30	27	25	2

За допомогою цих нормованих струмів можна визначити величину зовнішніх полів, які створюють такі струми. При тривалості протікання струму більш за 1с отримуємо величину таких полів – 25 кВ/м і 4 кА/м.

При скороченні часу дії, гранично допустимі напруженості полів зростають приблизно на 2 порядку.

При цьому напруженість електричного поля стає вищою за напруженість, при якій відбувається електричний поверхневий пробій вздовж тіла людини.

Науково встановлено два механізми впливу електричних і магнітних полів на людину за рахунок індукованих в тілі струмів:

- зміна різниці потенціалів між зовнішніми і внутрішніми поверхнями мембран клітин (виникнення так званого потенціалу дії);
- нагрів тканин.

Крім указаних раніше в розділі 5.3, існують більш слабкі ефекти впливу електричних і магнітних полів на організм, обумовлені зміною потенціалу дії, які виникають при меншій (на декілька порядків) напруженості полів. Одним з таких ефектів є відчуття людиною поля не тільки по побічним ознакам (ворушіння волосся на голові, поколювання при часткових розрядах), але й підсвідоме відчуття поля, а також поява магніто- і електрофосфенів (відчуття мерехтіння на периферійних ділянках поля зору). Чутливість полів людиною виключно індивідуальна. Приблизно 5% людей відчувають наявність електричного поля промислової частоти, починаючи з напруженості ~ 7 кВ/м, а 60% – не відчувають поле напруженістю до 20 кВ/м. Усереднені границі чутливості до електричних і магнітних полів, залежно від їх частоти наведені на

рисунку 5.2. Порушення зору, недомогання, головні болі спостерігаються при напруженості порядку 10^5 А/м.

В США нормовані напруженості електричного поля на границі зони відчуження знаходяться в межах від 1 кВ/м до 3 кВ/м для різних штатів.

В деяких державах (Австралія) в виключних випадках для ліній 500 кВ допускається напруженість на границі зони відчуження ~ 5 кВ/м.

Аналогічна ситуація з нормуванням допустимій напруженості магнітного поля промислової частоти на робочих місцях і для населення. Рекомендації і норми різних міжнародних організацій і держав не погоджені між собою і можуть відрізнятися в декілька разів. А в деяких державах (в тому числі Росії) норми на допустимі напруженості магнітного поля промислової частоти для населення – взагалі відсутні!

Найбільш обґрунтованими і повними є тимчасові норми ENV50166, запропоновані Технічним комітетом CENELEC, які діють з 1995 р.

За базисну величину напруженості електричного поля при тривалій дії прийняті:

- постійне поле ~ 42 кВ/м;
- змінне поле з частотою $(0,1 \div 4)$ Гц ~ 30 кВ/м (критерій – відчуття по побічним ознакам).

В діапазоні частот $4 \div 1000$ Гц базисною величиною прийнята щільність струму в 10 мА/м², чому відповідають напруженості 20 кВ/м і 4 кА/м.

Враховуючи механізми зміни різниці потенціалів на мембранах клітин при більш низьких частотах, базова щільність струму береться зворотно пропорційною, а при більш високих, – прямо пропорційною частоті.

Базисною величиною напруженості постійного магнітного поля прийнята величина $\sim 1,6$ МА/м. Нормований струм, що протікає через людину при контакті з об'єктом, що знаходиться в електричному полі промислової частоти дорівнює $3,5$ мА – на робочих місцях і $1,5$ мА – для населення.

Норми напруженості полів промислової частоти на робочих місцях поділяються на три категорії.

Перша категорія – 6,1 кВ/м і 159 А/м: – обов’язкова інформація персоналу про поле.

Друга категорія – 12,3 кВ/м і 320 А/м і вище – обов’язкові заходи про обмеження часу перебування в полі.

Третя категорія – 19,6 кВ/м і 480 А/м – обов’язкове (крім обмеження перебуванні в полі) попередження: «**небезпечна робота**»!

Для населення базисні значення встановлені в 2,5 рази нижчими, ніж на робочих місцях. Існує тенденція послаблення обмежень по напруженості при нормуванні, якщо буде доведено, що небезпека шкідливого впливу поля на людину перебільшена.

Згідно СанПіН 2.2.4.11910S, встановлені гранично допустимі рівні постійного магнітного поля:

- за робочий день до 10 хв – 24 кА/м;
- при тривалості впливу $11 \div 60$ хв – 16 кА/м;
- при тривалості $61 \div 480$ хв – 8 кА/м.

Рівень допустимої локальної дії поля підвищується в 1,5 рази.

Напруженість електричного поля частотою 50 Гц на протязі робочої зміни може складати ~ 5 кВ/м. При скороченні терміну дії гранична напруженість збільшується до 20 кВ/м.

При напруженості $20 \div 25$ кВ/м допустимий термін перебування людини в полі складає 10 хв., а при напруженості вищу за 25 кВ/м, знаходження людини без засобів захисту взагалі не допускається !

Гранично допустимі рівні напруженості магнітного поля промислової частоти, діючого на все тіло людини:

- при терміні перебування до 1 години за зміну – 1600 А/м;
- до 2-х годин – 800 А/м;
- до 4-х годин – 400 А/м;

– до 8 годин – 80 А/м.

При локальній дії (наприклад, на кінцівки) гранично допустимі напруженості збільшуються в $4\div 10$ разів – в залежності від терміну перебування в полі.

Імпульсні поля промислової частоти можуть мати напруженість в залежності від режиму генерації і терміну дії – від 6000 А/м до 1400 А/м, тобто значно більшу, ніж при безперервній дії.

В СанПІН 2.2.4.1191-03 нормовані допустимі напруженості, потоки потужності, експозиції ВЧ електромагнітних полів.

5.6. Нормування умов роботи персоналу в зоні впливу ПС

Для персоналу ПС і ліній НВН, що тривалий час перебуває під впливом електричного поля, граничні напруженості поля не повинні перевищувати значень, наведених в таблиці 5.3. Ці дані дійсні, якщо весь інший час людина знаходиться в місцях з напруженістю електричного поля меншу за 5 кВ/м і виключена можливість дії електричних розрядів.

Напруженість поля визначається на рівні голови людини (1,8 м над рівнем землі). При виконанні цих умов, забезпечується поновлення фізіологічного стану організму на протязі доби без остаточних функціональних і патологічних змін. При невиконання умов таблиці 5.3 застосовують заходи по екрануванню робочих місць (тросові екрани над дорогами, екрануючі козирки і навіси над шафами управління, вертикальні екрани між фазами і т. п.).

Таблиця 5.3 – Допустима тривалість роботи персоналу в електричному полі промислової частоти

Напруженість електричного поля кВ/м	Допустима тривалість перебування персоналу на протязі доби, хв.
5	Без обмеження (на протязі робочого дня) 180
10	80
15	10
20÷25	

Для ВРП ПС НВН одночасно із розрахунками, після її вводу в дію, здійснюють вимір напруженості поля в різних точках, після чого визначаються про необхідність екранного захисту. При ремонтних роботах застосовують з'ємні екрани.

Для ліній НВН, поблизу яких можливо знаходження персоналу сторонніх організацій і місцевого населення, встановлені наступні нормативи по допустимій напруженості під лінією без визначення допустимій тривалості перебування:

- 20 кВ/м – для труднодоступній місцевості (болота, горні схили);
- 15 кВ/м – для ненаселеної місцевості;
- 10 кВ/м – для перетинання з дорогами;
- 5 кВ/м – для населеної місцевості.

Крім того, нормується допустима напруженість на границях житлових будівель $\sim 0,5$ кВ/м, що допускає перебування людини в електричному полі необмежений час на протязі усього життя.

Якщо згідно розрахунків, при відстані проводів до землі, яке визначається перенапруженням, напруженості під лініями 330 кВ не перевищують 8,5 кВ/м, а під лініями 500 кВ – 14 кВ/м і не виникають утруднення при їх спорудженні в ненаселеній місцевості, то для ліній більш високого класу напруг, відстань до землі в тій же місцевості визначається допустимою напруженістю ~ 5 кВ/м.

Напруженість поля має найбільшу величину під лінією і по мірі віддалення від неї – швидко зменшується. Зона найбільшого впливу поля проводів

знаходиться всередині прольоту, завдяки провисанню проводів, а найменшого – біля опор, де висота підвісу проводів найбільша. Саме тому дороги, пішохідні доріжки, лінії зв'язку і лінії більш низької напруги рекомендується розміщувати поблизу опор.

В охоронній зоні лінії не дозволяється розміщати постійних і тимчасових житлових і промислових споруд, та регламентується режим роботи персоналу.

Границі зони відчуження паралельні лінії і всередині неї напруженість поля перевищує 1 кВ/м; для ліній 500 кВ – це 25 м; а для 750 кВ – 40 м від крайніх фаз. Якщо при пересіченні лінією дороги необхідно знизити напруженість, то лінія екранується тросовими екранами у вигляді одного або двох тросів над кожною фазою, які підвішують на залізобетонних опорах і заземлюють на кінцях.

Тросові екрани застосовують і для зниження напруженості електричного поля на границях житлових будівель (біля стін житлових споруд).

Напруженості поля під лінією при нинішніх відстанях проводів до землі для ліній НВН значно перевищують допустимі для населення ~ 5 кВ/м. Згідно сучасних вимог відстань від проводів до землі для ЛЕП 330 кВ повинна бути не менш 12 м; для ЛЕП 500 кВ – 16,5 м; для ЛЕП 750 – 22 м.

Враховуючи наявність на шинах станцій і виводах ліній більш низьких напруг, економічніше виконувати такі виводи у вигляді комбінованих ліній, у яких під проводом більш високої напруги розташований провід низької напруги із зсувом системи напруг ланцюгів на 120° за рахунок зміни фази нижнього ланцюга (наприклад, 330/110, 500/220, 750/330). Можливе використання ліній з сильним зближенням фаз, екранування ліній, тощо.

В густонаселеній місцевості такі рішення можуть бути прийняті для всієї ЛЕП НВН, оскільки вони не тільки знижують напруженість поля, але підвищують її пропускну спроможність

Вторинним фактором, що суттєво впливає на роботу в охоронній зоні, є струм, що стікає з провідного, але ізольованого об'єкта при доторканні до нього. Величина цього струму визначається напругою лінії, ємністю об'єкту відносно

лінії, яка визначається об'ємними параметрами об'єкта і активним опором людини.

Таким чином, стікаючий струм пропорційний напруженості поля і об'єму об'єкта. Наприклад, при напруженості поля 15 кВ/м комбайн СК-4 з причепом дає стікаючий струм $\sim 6 \div 6,5$ мА, великі автобуси $\sim 5 \div 6$ мА, тобто вони можуть бути небезпечні для жінок і дітей.

Згідно даним американських вчених, безпечним для чоловіків є струм 9 мА, для жінок – 6,5 мА, для дітей – 4.5 мА (згідно ENV50166 встановлені більш жорсткі норми: 3,5 мА – на робочих місцях і 1,5 мА – для населення).

Ці норми регламентують умови труда і знаходження місцевого населення в охоронній зоні лінії 750 кВ і вище, зокрема, усі сільськогосподарчі машини і механізми повинні бути обладнані двома заземлюючими ланцюгами з заглиблюваними заземлювачами.

Ефективним засобом обмеження напруженості поля під повітряними ЛЕП є рослинні масиви. В зоні суцільних рослинних масивів висотою $3 \div 4$ м (фруктові сади) при відстані між деревами $6 \div 8$ м, напруженість поля в міжряддях знижується в $2 \div 3$ рази порівняно з проходженням лінії в польових умовах.

ВИСНОВКИ

В даному курсовому проєкті було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

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

Щодо надійності, то для ПС Черемошне (вузол 8) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

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

Щодо ПС Безімена (вузол 201), то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до

результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,08 МВт при сумарній активній потужності генерації 122,59 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 205 547,875 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.358)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 2,8 роки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. 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.
3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
4. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
5. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
8. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
9. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
10. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
- ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстан
- ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
14. П. Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідectво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний

департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

15. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

16. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р

17. 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.

18. Філіпчук, В.; Поліщук, А.; Нетребський, В.. ОСОБЛИВОСТІ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ІЗ ЗАХИЩЕНИМИ ПРОВОДАМИ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, may. 2022. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2022/paper/view/15805/13270>>. Date accessed: 13 Jun. 2022.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розширення електричної мережі 110-10кВ з дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання.

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Тиндюк І. Ю.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Казьмірук О. І.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

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.

" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«Розширення електричної мережі 110-10кВ з дослідженням впливу
електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання»

08-21.МКР.015.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Казьмірук О. І.

Магістр групи ЕСМ-22мз

_____ Тиндюк І. Ю.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) У зв'язку із зростаючим попитом на електроенергію та розширенням електричних мереж, важливо досліджувати якість та надійність роботи обладнання в умовах можливих електромагнітних впливів. Це стає особливо актуальним у контексті забезпечення стабільності енергопостачання та забезпечення безпеки для населення та промислових об'єктів.

б) наказ ректора ВНТУ №81 від 11.03.2024р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мережі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№		Термін виконання	Очікувані
---	--	------------------	-----------

етапу	Назва етапу	початок	кінець	результати
1	Розроблення технічного завдання	21.09.24	24.09.24	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.24	29.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	21.11.24	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.24	27.11.24	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
	Захист МКР	За графіком		

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень з моделюванням енергоефективних режимів роботи з дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (М 1:120000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

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 505 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 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 25 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	СЕС 3 (503)
Навантаження, МВт	5,0	19,0	8,0
$\cos \varphi$	0,87	0,89	0,9
Категорія споживачів	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	75	78	80	82	85	90	95	96	97	100

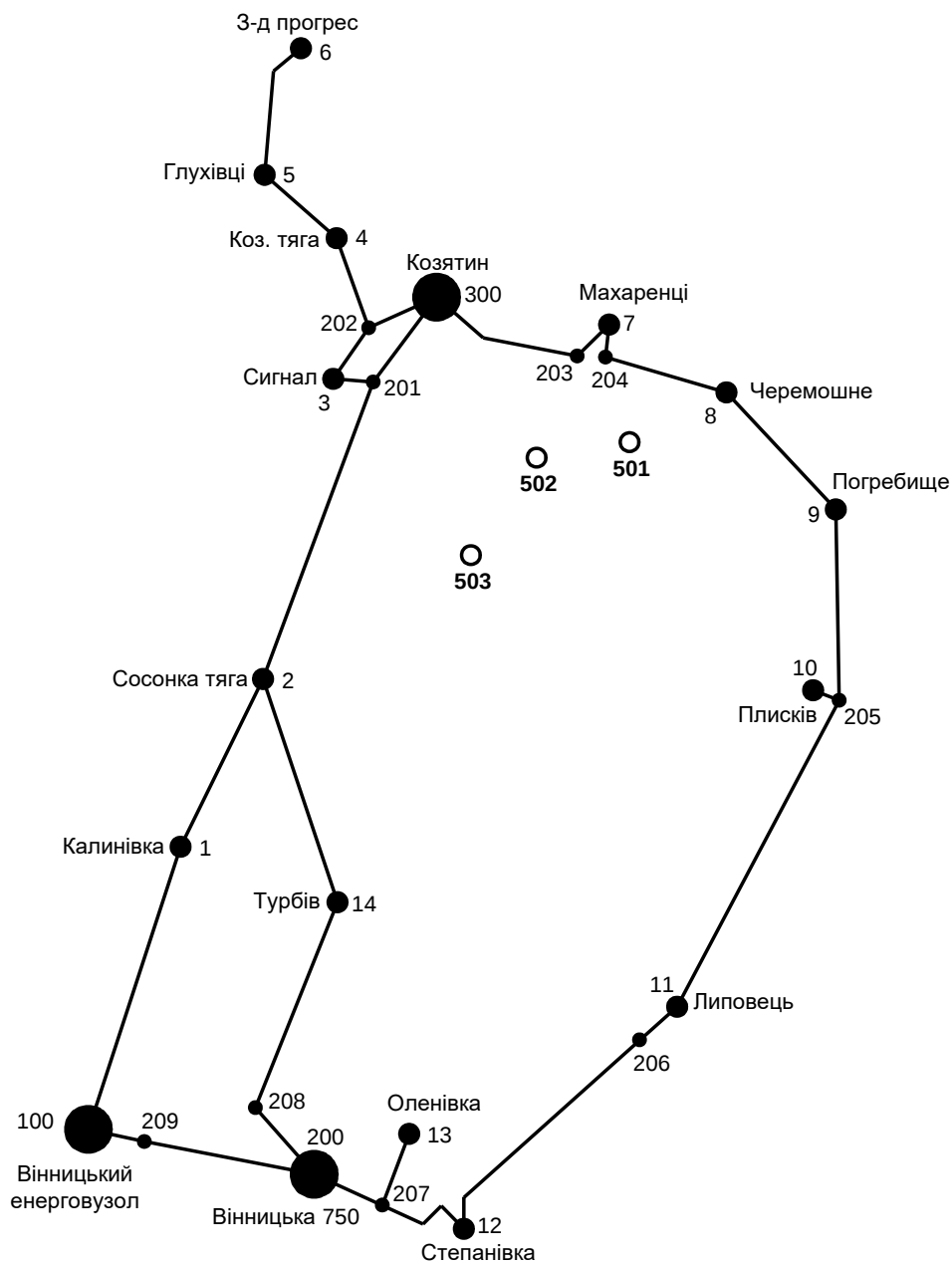


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
300	202	Козятин – 202	7,39	АС-185
202	4	202 – Козятинська тяга	12,56	АС-185
4	5	Козятинська тяга – Глухівці	8,3	АС-185
5	6	Глухівці – Завод Прогрес	18,5	АС-185
202	3	202 – Сигнал	0,06	АС-185
201	3	201 – Сигнал	0,01	АС-185
300	201	Козятин – 201	7,45	АС-185
201	2	201 – Сосонка тяга	45,18	АС-185
2	1	Сосонка тяга – Калинівка	5,22	АС-185
100	1	Вінницький енерговузол – Калинівка	53,1	АС-185
300	203	Козятин – 203	15,9	АС-185
203	7	203 – Махаренці	2,67	АС-120
7	204	Махаренці – 204	2,67	АС-120
204	8	204 – Черемошне	15,3	АС-185
8	9	Черемошне – Погребище	17,45	АС-120
9	205	Погребище – 205	11,5	АС-120
205	10	205 – Плисків	0,7	АС-120
11	205	Липовець – 205	27,5	АС-120
206	11	206 – Липовець	2,5	АС-120
12	206	Степанівка – 206	23,5	АС-150
207	12	207 – Степанівка	3,3	АС-150
207	13	207 – Оленівка	6,4	АС-150
200	207	Вінницька 750 – 207	4	АС-150
209	200	209 – Вінницька 750	15,75	АС-150
100	209	Вінницький енерговузол – 209	1,35	АС-150
200	208	Вінницька 750 – 208	5,2	АС-120
208	14	208 – Турбів	19,0	АС-120
14	2	Турбів – Сосонка тяга	14,93	АС-120

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

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

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5400.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 2662.4 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 94.550 МВт / 510.570 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 92.840 МВт / 501.336 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 1.004 МВт / 2.673 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 1.004 МВт / 2.673 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.453 МВт / 2.445 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.305 МВт / 0.811 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.757 МВт / 3.256 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 1.762 МВт / 5.929 МЛН.КВТ*Г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	Р _{НАВ} , МВт	Q _{НАВ} , МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
300	КОЗЯТИН	-63.070	-35.835	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.395	-0.23
4	КОЗ. ТЯГА	0.000	0.000	108.044	-0.72
5	ГЛУХІВЦІ	0.000	0.000	107.727	-0.85
6	З-Д ПРОГРЕС	0.000	0.000	107.313	-1.01
3	СИГНАЛ	0.000	0.000	109.397	-0.23
201		0.000	0.000	109.397	-0.23
2	СОСОНКА ТЯГА	0.000	0.000	107.996	-0.77
1	КАЛИНІВКА	0.000	0.000	108.074	-0.75
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-31.480	-15.328	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.088	-0.36
7	МАХАРЕНЦІ	0.000	0.000	108.889	-0.41
204		0.000	0.000	108.760	-0.44
8	ЧЕРЕМОШНЕ	0.000	0.000	108.174	-0.68
9	ПОГРЕБИЩЕ	0.000	0.000	107.582	-0.85
205		0.000	0.000	107.488	-0.89
10	ПЛИСКІВ	0.000	0.000	107.477	-0.90
11	ЛИПОВЕЦЬ	0.000	0.000	107.625	-0.89
206		0.000	0.000	107.712	-0.86
12	СТЕПАНІВКА	0.000	0.000	108.393	-0.62
207		0.000	0.000	108.528	-0.57
13	ОЛЕНІВКА	0.000	0.000	108.448	-0.60
200		0.000	0.000	108.739	-0.50
209		0.000	0.000	109.901	-0.04
208		0.000	0.000	108.602	-0.55
14	ТУРБІВ	0.000	0.000	108.078	-0.72
11101		0.000	0.000	106.651	-2.12
1351		0.000	0.000	35.815	-1.73
1101		6.730	3.450	10.190	-2.10
11102		0.000	0.000	107.000	-1.73
1352		0.000	0.000	35.815	-1.73
1102		0.000	0.000	10.190	-2.10
21101		0.000	0.000	105.977	-2.54
2271		0.000	0.000	25.457	-2.03
2101		13.890	7.870	10.123	-2.50
21102		0.000	0.000	106.483	-2.04
2272		0.000	0.000	25.457	-2.03
2102		0.000	0.000	10.124	-2.51
31101		0.000	0.000	107.632	-1.95
3351		0.000	0.000	36.034	-1.95
3101		7.900	3.820	10.285	-1.93

31102	0.000	0.000	107.636	-1.95
3102	0.000	0.000	10.286	-1.93
3352	0.000	0.000	36.034	-1.95
41101	0.000	0.000	106.183	-2.28
4271	0.000	0.000	25.390	-2.28
4101	18.160	10.290	10.047	-3.26
41102	0.000	0.000	106.182	-2.28
4272	0.000	0.000	25.390	-2.28
4102	0.000	0.000	10.048	-3.26
510	4.810	2.330	9.955	-4.18
610	6.200	3.340	9.962	-3.70
7110	0.000	0.000	104.052	-4.02
735	0.000	0.000	34.835	-4.02
710	5.130	2.910	9.692	-6.24
810	3.420	2.030	9.863	-4.41
91101	0.000	0.000	105.195	-2.78
9351	0.000	0.000	35.217	-2.78
9101	5.450	3.090	9.929	-3.91
91102	0.000	0.000	105.195	-2.78
9352	0.000	0.000	35.217	-2.78
9102	0.000	0.000	9.929	-3.92
1010	2.990	1.860	9.841	-4.17
11110	0.000	0.000	104.403	-4.02
1135	0.000	0.000	34.953	-4.02
1110	6.840	3.310	9.969	-3.97
1210	3.100	1.750	9.954	-3.96
1310	3.200	1.550	9.999	-4.05
141101	0.000	0.000	106.729	-1.92
14351	0.000	0.000	35.713	-1.90
14352	0.000	0.000	35.713	-1.90
141102	0.000	0.000	106.428	-2.20
14102	5.020	2.710	10.169	-2.16
14101	0.000	0.000	10.169	-2.16

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	РК,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, КА	DU, КВ
4	41101	9.091	5.696	9.082	5.354	0.008	0.341	0.057	1.937
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.697	9.084	5.354	0.008	0.341	0.057	1.937
41102	4102	9.095	5.330	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.221
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.378	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.230
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.004	0.151	0.024	1.826
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.004	0.151	0.024	1.822
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.023	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.024	0.098
300	202	23.373	13.357	23.297	13.190	0.075	0.166	0.141	0.606
202	3	-6.281	-4.416	-6.281	-4.416	0.000	0.000	-0.040	-0.002
3	201	-14.246	-8.867	-14.246	-8.867	0.000	0.000	-0.088	-0.001
201	300	-23.040	-13.036	-23.114	-13.201	0.074	0.164	-0.139	-0.604
201	2	8.794	5.057	8.728	4.910	0.066	0.146	0.053	1.410
2	14	-1.765	-0.283	-1.766	-0.284	0.001	0.002	-0.010	-0.082
14	208	-6.838	-2.900	-6.862	-2.935	0.024	0.035	-0.040	-0.528
208	200	-6.862	-2.552	-6.869	-2.561	0.006	0.009	-0.039	-0.137
200	207	14.049	7.224	14.031	7.191	0.018	0.032	0.084	0.212
207	12	10.805	5.647	10.796	5.631	0.009	0.016	0.065	0.136
12	206	7.671	3.994	7.640	3.937	0.031	0.057	0.046	0.687
206	11	7.640	4.349	7.636	4.343	0.004	0.006	0.047	0.088
11	205	0.746	0.858	0.745	0.857	0.001	0.001	0.006	0.138
205	9	-2.270	-0.693	-2.271	-0.695	0.002	0.002	-0.013	-0.096
9	8	-7.774	-3.952	-7.805	-3.997	0.031	0.045	-0.047	-0.596
8	204	-11.254	-5.888	-11.290	-5.967	0.036	0.079	-0.068	-0.590
204	7	-11.290	-5.670	-11.299	-5.684	0.010	0.014	-0.067	-0.130
7	203	-16.481	-9.376	-16.503	-9.407	0.022	0.032	-0.100	-0.200
203	300	-16.503	-9.098	-16.583	-9.277	0.080	0.178	-0.100	-0.914
9	91101	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91102	9102	2.729	1.617	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.507

9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.621	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.510
200	209	-20.918	-9.382	-21.065	-9.651	0.147	0.268	-0.122	-1.166
209	100	-21.065	-9.368	-21.078	-9.391	0.012	0.023	-0.121	-0.099
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.400
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.719
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.429
2	21101	6.484	3.843	6.477	3.572	0.007	0.270	0.040	2.114
21101	2101	9.475	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.303	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.673
2	21102	7.430	4.608	7.425	4.380	0.005	0.227	0.047	1.571
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.520
2	1	-3.502	-2.668	-3.504	-2.671	0.001	0.003	-0.023	-0.078
1	100	-10.295	-5.699	-10.402	-5.937	0.107	0.237	-0.063	-1.935
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.486
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.143	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.353
1351	1352	-1.490	-0.584	-1.490	-0.584	0.000	0.000	-0.026	-0.000
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1	11102	3.643	2.022	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.114
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.487
11	11110	6.865	3.791	6.850	3.308	0.014	0.481	0.042	3.466
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.570
207	13	3.226	1.765	3.225	1.762	0.002	0.003	0.020	0.080
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.169
8	810	3.440	2.356	3.418	2.029	0.022	0.326	0.022	5.350
202	4	29.578	17.943	29.365	17.469	0.213	0.472	0.182	1.359
6	610	6.216	3.734	6.196	3.338	0.020	0.395	0.039	3.362
205	10	3.015	2.166	3.015	2.166	0.000	0.000	0.020	0.011
4	5	11.107	5.957	11.088	5.914	0.019	0.042	0.067	0.321
5	510	4.827	2.694	4.807	2.329	0.020	0.364	0.030	3.909
5	6	6.247	3.572	6.233	3.541	0.014	0.031	0.039	0.418
7	7110	5.163	3.669	5.145	3.188	0.018	0.479	0.034	5.091
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.064
10	1010	3.005	2.117	2.988	1.859	0.017	0.257	0.020	4.846

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.730 МВт / 662.743 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 120.570 МВт / 651.078 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.472 МВт / 3.918 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.472 МВт / 3.918 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.410 МВт / 2.212 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.340 МВт / 0.904 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.749 МВт / 3.117 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.221 МВт / 7.035 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-80.342	-45.949	105.000	0.00
202		0.000	0.000	104.166	-0.33
4	Коз. тяга	0.000	0.000	102.733	-0.87
5	Глухівці	0.000	0.000	102.394	-1.01
6	З-д прогрес	0.000	0.000	101.955	-1.19
3	Сигнал	0.000	0.000	104.166	-0.33
201		0.000	0.000	104.167	-0.33
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	102.779	-0.88
1	Калинівка	0.000	0.000	102.869	-0.85
100	Вінницький енерговузол	-33.148	-16.468	105.000	0.00
203		0.000	0.000	103.889	-0.48
7	Махаренці	0.000	0.000	103.646	-0.55
204		0.000	0.000	103.477	-0.60
8	Черемошне	0.000	0.000	102.725	-0.96
9	Погребище	0.000	0.000	102.147	-1.11
205		0.000	0.000	102.081	-1.13
10	Плисків	0.000	0.000	102.069	-1.13
11	Липовець	0.000	0.000	102.314	-1.06
206		0.000	0.000	102.415	-1.03
12	Степанівка	0.000	0.000	103.204	-0.72
207		0.000	0.000	103.358	-0.66
13	Оленівка	0.000	0.000	103.273	-0.69
200		0.000	0.000	103.593	-0.58
209		0.000	0.000	104.890	-0.05
208		0.000	0.000	103.444	-0.63
14	Турбів	0.000	0.000	102.876	-0.83
11101		0.000	0.000	101.368	-2.37
1351		0.000	0.000	34.052	-1.94
1101		6.730	3.450	9.684	-2.34
11102		0.000	0.000	101.736	-1.94
1352		0.000	0.000	34.052	-1.94
1102		0.000	0.000	9.684	-2.34
21101		0.000	0.000	100.647	-2.84
2271		0.000	0.000	24.188	-2.27
2101		13.890	7.870	9.613	-2.80
21102		0.000	0.000	101.180	-2.28
2272		0.000	0.000	24.188	-2.27
2102		0.000	0.000	9.613	-2.80
31101		0.000	0.000	102.304	-2.23

3351	0.000	0.000	34.251	-2.23
3101	7.900	3.820	9.775	-2.20
31102	0.000	0.000	102.309	-2.23
3102	0.000	0.000	9.776	-2.20
3352	0.000	0.000	34.251	-2.23
41101	0.000	0.000	100.758	-2.59
4271	0.000	0.000	24.093	-2.59
4101	18.160	10.290	9.522	-3.68
41102	0.000	0.000	100.758	-2.59
4272	0.000	0.000	24.093	-2.59
4102	0.000	0.000	9.523	-3.68
510	4.810	2.330	9.424	-4.71
610	6.200	3.340	9.431	-4.17
7110	0.000	0.000	98.458	-4.56
735	0.000	0.000	32.962	-4.56
710	5.130	2.910	9.140	-7.05
810	3.420	2.030	9.311	-5.11
91101	0.000	0.000	99.606	-3.24
9351	0.000	0.000	33.346	-3.24
9101	5.450	3.090	9.386	-4.52
91102	0.000	0.000	99.606	-3.24
9352	0.000	0.000	33.346	-3.24
9102	0.000	0.000	9.386	-4.52
1010	2.990	1.860	9.296	-4.78
11110	0.000	0.000	98.894	-4.54
1135	0.000	0.000	33.108	-4.54
1110	6.840	3.310	9.441	-4.49
1210	3.100	1.750	9.432	-4.43
1310	3.200	1.550	9.481	-4.52
141101	0.000	0.000	101.453	-2.14
14351	0.000	0.000	33.946	-2.13
14352	0.000	0.000	33.946	-2.13
141102	0.000	0.000	101.136	-2.45
14102	5.020	2.710	9.662	-2.42
14101	0.000	0.000	9.662	-2.42
503	-9.240	-4.480	103.420	-0.67
501	5.780	3.270	102.651	-1.02
502	21.950	11.250	102.717	-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	41101	9.092	5.759	9.083	5.378	0.009	0.380	0.060	2.066
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.094	5.759	9.085	5.378	0.009	0.380	0.060	2.066
41102	4102	9.096	5.354	9.087	5.118	0.009	0.235	0.060	1.302
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.631	0.001
41101	4101	9.072	5.402	9.063	5.166	0.009	0.235	0.060	1.312
3	31101	3.957	2.079	3.952	1.911	0.005	0.167	0.025	1.938
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.959	2.074	3.954	1.906	0.005	0.167	0.025	1.934
31102	3102	3.955	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.025	0.103
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.258	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.025	0.103
300	202	30.350	17.780	30.209	17.467	0.141	0.312	0.193	0.835
202	3	0.603	-0.489	0.603	-0.489	0.000	0.000	0.004	-0.000
3	201	-7.358	-4.941	-7.358	-4.941	0.000	0.000	-0.049	-0.000
201	300	-29.960	-17.316	-30.100	-17.626	0.139	0.309	-0.191	-0.835
201	2	8.215	4.806	8.151	4.663	0.064	0.142	0.053	1.398
2	14	-1.905	-0.384	-1.906	-0.386	0.001	0.002	-0.011	-0.098
14	208	-6.976	-3.045	-7.004	-3.086	0.028	0.041	-0.043	-0.573
208	200	-7.004	-2.738	-7.011	-2.749	0.007	0.011	-0.042	-0.150

200	207	15.085	7.648	15.063	7.607	0.022	0.041	0.094	0.237
207	12	11.835	6.010	11.824	5.989	0.011	0.021	0.074	0.154
12	206	8.698	4.288	8.654	4.209	0.043	0.079	0.054	0.798
206	11	8.654	4.581	8.648	4.572	0.006	0.009	0.055	0.102
11	205	1.758	1.003	1.755	0.999	0.003	0.004	0.011	0.235
205	9	-1.261	-0.638	-1.262	-0.639	0.001	0.001	-0.008	-0.067
9	8	-6.763	-3.968	-6.791	-4.009	0.028	0.040	-0.044	-0.582
8	204	-14.470	-6.820	-14.533	-6.960	0.063	0.139	-0.090	-0.760
204	7	-14.533	-6.690	-14.550	-6.715	0.017	0.025	-0.089	-0.170
7	203	-19.734	-10.500	-19.768	-10.548	0.033	0.048	-0.124	-0.244
203	300	-19.768	-10.268	-19.892	-10.544	0.124	0.275	-0.124	-1.115
8	501	4.228	0.961	4.226	0.955	0.002	0.006	0.024	0.076
501	502	-1.550	-2.082	-1.551	-2.083	0.001	0.002	-0.015	-0.067
502	503	-23.487	-13.084	-23.569	-13.314	0.081	0.229	-0.151	-0.712
503	201	-14.335	-8.464	-14.387	-8.611	0.052	0.147	-0.093	-0.752
9	91101	2.734	1.773	2.729	1.628	0.005	0.144	0.018	2.682
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.734	1.773	2.729	1.628	0.005	0.144	0.018	2.682
91102	9102	2.730	1.626	2.724	1.542	0.005	0.084	0.018	1.616
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.192	0.000
91101	9101	2.728	1.630	2.723	1.546	0.005	0.084	0.018	1.619
200	209	-22.096	-10.032	-22.278	-10.364	0.181	0.331	-0.135	-1.302
209	100	-22.278	-10.106	-22.293	-10.134	0.015	0.028	-0.134	-0.110
14	141101	1.725	0.984	1.723	0.931	0.002	0.053	0.011	1.483
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.007	0.056
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.020	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.007	-0.282
14	141102	3.306	1.915	3.302	1.789	0.004	0.125	0.021	1.822
141102	14102	4.396	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.028	0.115
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.047	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.005	0.005	0.453
11101	1101	4.583	2.111	4.576	2.111	0.007	0.000	0.029	0.120
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.151	-0.000
11102	1102	2.150	1.358	2.150	1.337	0.001	0.021	0.014	0.514
11102	1352	1.490	0.585	1.490	0.585	0.000	0.000	0.009	0.021
1352	1351	1.490	0.585	1.490	0.585	0.000	0.000	0.027	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.585	0.001	0.013	-0.009	-0.375
1	11101	3.097	1.645	3.094	1.540	0.003	0.105	0.020	1.577
1	11102	3.643	2.034	3.641	1.943	0.002	0.091	0.023	1.180
2	1	-3.936	-2.933	-3.938	-2.937	0.002	0.004	-0.028	-0.091
1	100	-10.725	-6.047	-10.855	-6.334	0.129	0.286	-0.069	-2.142
21102	2102	4.424	3.016	4.422	2.955	0.002	0.060	0.030	0.713
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.319	0.000
21101	2101	9.477	4.910	9.460	4.910	0.017	0.000	0.061	0.141
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.001	-1.374	0.002	0.036	-0.019	-0.552
2271	2272	-3.001	-1.374	-3.001	-1.374	0.000	0.000	-0.079	-0.000
21102	2272	3.002	1.374	3.001	1.374	0.001	0.000	0.019	0.024
2	21102	7.432	4.642	7.426	4.390	0.006	0.251	0.049	1.667
2	21101	6.486	3.872	6.478	3.572	0.008	0.299	0.042	2.243
13	1310	3.217	1.832	3.198	1.549	0.019	0.282	0.021	4.450
10	1010	3.007	2.148	2.988	1.859	0.019	0.288	0.021	5.195
11	11110	6.868	3.846	6.852	3.308	0.016	0.536	0.044	3.713
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.852	3.308	6.836	3.308	0.016	0.000	0.044	0.180
12	1210	3.117	2.036	3.098	1.749	0.019	0.286	0.021	4.874
207	13	3.227	1.798	3.226	1.795	0.002	0.003	0.021	0.085
5	510	4.830	2.737	4.807	2.329	0.022	0.407	0.031	4.187
7	7110	5.167	3.764	5.147	3.223	0.020	0.539	0.036	5.496
205	10	3.016	2.193	3.016	2.192	0.000	0.000	0.021	0.012
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.147	3.223	5.127	2.908	0.020	0.313	0.036	3.305
8	810	3.442	2.396	3.418	2.029	0.024	0.366	0.024	5.754
202	4	29.605	18.262	29.367	17.733	0.237	0.526	0.192	1.443
6	610	6.218	3.780	6.196	3.338	0.022	0.441	0.041	3.594
4	5	11.113	6.107	11.091	6.059	0.021	0.048	0.071	0.343
5	6	6.250	3.640	6.234	3.606	0.016	0.035	0.041	0.446

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.909 МВт / 663.708 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 120.570 МВт / 651.078 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.649 МВт / 4.390 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.649 МВт / 4.390 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.370 МВт / 1.997 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.380 МВт / 1.012 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.750 МВт / 3.009 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.399 МВт / 7.399 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-80.463	-47.237	100.000	0.00
202		0.000	0.000	99.111	-0.36
4	Коз. тяга	0.000	0.000	97.588	-0.95
5	Глухівці	0.000	0.000	97.226	-1.11
6	З-д прогрес	0.000	0.000	96.758	-1.30
3	Сигнал	0.000	0.000	99.112	-0.36
201		0.000	0.000	99.112	-0.36
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	97.634	-0.96
1	Калинівка	0.000	0.000	97.730	-0.93
100	Вінницький енерговузол	-33.206	-17.084	100.000	0.00
203		0.000	0.000	98.810	-0.52
7	Махаренці	0.000	0.000	98.551	-0.60
204		0.000	0.000	98.371	-0.66
8	Черемошне	0.000	0.000	97.570	-1.05
9	Погребіще	0.000	0.000	96.951	-1.21
205		0.000	0.000	96.877	-1.23
10	Плисків	0.000	0.000	96.865	-1.23
11	Липовець	0.000	0.000	97.124	-1.16
206		0.000	0.000	97.231	-1.13
12	Степанівка	0.000	0.000	98.077	-0.79
207		0.000	0.000	98.241	-0.73
13	Оленівка	0.000	0.000	98.151	-0.76
200		0.000	0.000	98.493	-0.63
209		0.000	0.000	99.882	-0.05
208		0.000	0.000	98.335	-0.69
14	Турбів	0.000	0.000	97.735	-0.90
11101		0.000	0.000	96.143	-2.62
1351		0.000	0.000	32.309	-2.14
1101		6.730	3.450	9.184	-2.59
11102		0.000	0.000	96.531	-2.14
1352		0.000	0.000	32.309	-2.14
1102		0.000	0.000	9.184	-2.59
21101		0.000	0.000	95.377	-3.15
2271		0.000	0.000	22.935	-2.51
2101		13.890	7.870	9.108	-3.10
21102		0.000	0.000	95.940	-2.52
2272		0.000	0.000	22.935	-2.51
2102		0.000	0.000	9.109	-3.10
31101		0.000	0.000	97.144	-2.47
3351		0.000	0.000	32.523	-2.47
3101		7.900	3.820	9.281	-2.44
31102		0.000	0.000	97.149	-2.47
3102		0.000	0.000	9.281	-2.44
3352		0.000	0.000	32.523	-2.47
41101		0.000	0.000	95.488	-2.87
4271		0.000	0.000	22.833	-2.87
4101		18.160	10.290	9.011	-4.08

41102	0.000	0.000	95.488	-2.87
4272	0.000	0.000	22.833	-2.87
4102	0.000	0.000	9.012	-4.08
510	4.810	2.330	8.905	-5.23
610	6.200	3.340	8.914	-4.63
7110	0.000	0.000	92.962	-5.08
735	0.000	0.000	31.122	-5.08
710	5.130	2.910	8.596	-7.88
810	3.420	2.030	8.784	-5.68
91101	0.000	0.000	94.241	-3.59
9351	0.000	0.000	31.550	-3.59
9101	5.450	3.090	8.864	-5.02
91102	0.000	0.000	94.240	-3.59
9352	0.000	0.000	31.550	-3.59
9102	0.000	0.000	8.865	-5.02
1010	2.990	1.860	8.768	-5.31
11110	0.000	0.000	93.483	-5.04
1135	0.000	0.000	31.297	-5.04
1110	6.840	3.310	8.922	-4.98
1210	3.100	1.750	8.914	-4.92
1310	3.200	1.550	8.966	-5.01
141101	0.000	0.000	96.229	-2.37
14351	0.000	0.000	32.196	-2.35
14352	0.000	0.000	32.196	-2.35
141102	0.000	0.000	95.895	-2.71
14102	5.020	2.710	9.160	-2.67
14101	0.000	0.000	9.160	-2.67
503	-9.240	-4.480	98.313	-0.73
501	5.780	3.270	97.495	-1.12
502	21.950	11.250	97.568	-1.11

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.095	5.831	9.085	5.405	0.010	0.424	0.064	2.205
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.096	5.831	9.086	5.406	0.010	0.424	0.064	2.206
41102	4102	9.097	5.381	9.087	5.118	0.010	0.262	0.064	1.389
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.667	0.001
41101	4101	9.073	5.429	9.063	5.166	0.010	0.263	0.064	1.400
3	31101	3.958	2.097	3.952	1.911	0.006	0.185	0.026	2.056
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.960	2.092	3.954	1.906	0.006	0.185	0.026	2.051
31102	3102	3.956	1.902	3.950	1.902	0.006	0.000	0.026	0.108
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.272	0.000
31101	3101	3.951	1.915	3.945	1.915	0.006	0.000	0.026	0.108
300	202	30.388	18.239	30.230	17.888	0.157	0.349	0.204	0.890
202	3	0.592	-0.453	0.592	-0.453	0.000	0.000	0.004	-0.000
3	201	-7.368	-4.914	-7.368	-4.914	0.000	0.000	-0.051	-0.000
201	300	-29.982	-17.734	-30.138	-18.081	0.156	0.346	-0.203	-0.890
201	2	8.218	4.921	8.146	4.761	0.071	0.159	0.056	1.490
2	14	-1.909	-0.364	-1.910	-0.366	0.002	0.002	-0.011	-0.102
14	208	-6.978	-3.071	-7.009	-3.116	0.031	0.045	-0.045	-0.606
208	200	-7.009	-2.801	-7.017	-2.813	0.008	0.012	-0.044	-0.159
200	207	15.102	7.932	15.077	7.885	0.025	0.046	0.100	0.254
207	12	11.848	6.231	11.835	6.208	0.013	0.023	0.079	0.165
12	206	8.708	4.440	8.659	4.351	0.049	0.089	0.057	0.855
206	11	8.659	4.687	8.652	4.677	0.007	0.010	0.058	0.108
11	205	1.760	1.015	1.757	1.011	0.003	0.005	0.012	0.249
205	9	-1.261	-0.713	-1.262	-0.714	0.001	0.001	-0.009	-0.074
9	8	-6.762	-4.120	-6.794	-4.166	0.031	0.045	-0.047	-0.625
8	204	-14.481	-6.970	-14.552	-7.127	0.070	0.156	-0.095	-0.811
204	7	-14.552	-6.884	-14.571	-6.912	0.019	0.028	-0.094	-0.181
7	203	-19.759	-10.806	-19.796	-10.861	0.038	0.054	-0.132	-0.261
203	300	-19.796	-10.607	-19.936	-10.917	0.139	0.309	-0.131	-1.194
8	501	4.234	0.856	4.232	0.849	0.002	0.006	0.026	0.077
501	502	-1.544	-2.210	-1.545	-2.212	0.001	0.002	-0.016	-0.074
502	503	-23.481	-13.237	-23.572	-13.493	0.091	0.255	-0.159	-0.755
503	201	-14.338	-8.679	-14.396	-8.844	0.058	0.165	-0.098	-0.805
9	91101	2.735	1.801	2.729	1.638	0.006	0.162	0.019	2.874
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000

9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.736	1.801	2.729	1.638	0.006	0.162	0.019	2.874
91102	9102	2.730	1.636	2.724	1.542	0.006	0.094	0.019	1.731
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.204	0.000
91101	9101	2.729	1.640	2.723	1.546	0.006	0.094	0.019	1.734
200	209	-22.119	-10.415	-22.323	-10.788	0.203	0.371	-0.143	-1.394
209	100	-22.323	-10.554	-22.341	-10.586	0.017	0.032	-0.142	-0.118
14	141101	1.725	0.992	1.723	0.933	0.002	0.059	0.012	1.575
141101	14351	1.095	0.438	1.095	0.438	0.001	0.000	0.007	0.059
14351	14352	1.095	0.438	1.095	0.438	0.000	0.000	0.021	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.095	-0.438	0.000	0.008	-0.007	-0.300
14	141102	3.307	1.929	3.302	1.789	0.004	0.139	0.023	1.935
141102	14102	4.396	2.220	4.389	2.220	0.007	0.000	0.030	0.121
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.050	-0.000
141101	14101	0.628	0.494	0.628	0.489	0.000	0.006	0.005	0.480
11101	1101	4.584	2.111	4.576	2.111	0.007	0.000	0.030	0.127
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.159	-0.000
11102	1102	2.151	1.361	2.150	1.337	0.001	0.024	0.015	0.545
11102	1352	1.491	0.586	1.490	0.586	0.000	0.000	0.010	0.023
1352	1351	1.490	0.586	1.490	0.586	0.000	0.000	0.029	0.000
11101	1351	-1.490	-0.572	-1.490	-0.586	0.001	0.015	-0.010	-0.399
1	11101	3.098	1.657	3.094	1.540	0.003	0.117	0.021	1.675
1	11102	3.644	2.049	3.641	1.947	0.003	0.101	0.025	1.253
2	1	-3.934	-2.981	-3.936	-2.986	0.002	0.005	-0.029	-0.097
1	100	-10.721	-6.177	-10.866	-6.498	0.144	0.320	-0.073	-2.283
21102	2102	4.424	3.022	4.422	2.955	0.003	0.067	0.032	0.757
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.337	0.000
21101	2101	9.479	4.910	9.460	4.910	0.019	0.000	0.065	0.148
21101	2271	-3.000	-1.338	-3.002	-1.379	0.002	0.041	-0.020	-0.588
2271	2272	-3.002	-1.379	-3.002	-1.379	0.000	0.000	-0.083	-0.000
21102	2272	3.003	1.379	3.002	1.379	0.001	0.000	0.020	0.025
2	21102	7.434	4.682	7.427	4.401	0.007	0.280	0.052	1.772
2	21101	6.488	3.906	6.479	3.572	0.009	0.333	0.045	2.387
13	1310	3.219	1.866	3.198	1.549	0.021	0.316	0.022	4.766
10	1010	3.010	2.184	2.988	1.859	0.022	0.324	0.022	5.568
11	11110	6.872	3.911	6.854	3.308	0.018	0.600	0.047	3.983
11110	1135	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11110	1110	6.854	3.308	6.836	3.308	0.018	0.000	0.047	0.190
12	1210	3.119	2.070	3.098	1.749	0.021	0.320	0.022	5.214
207	13	3.229	1.835	3.227	1.832	0.002	0.004	0.022	0.091
5	510	4.832	2.786	4.807	2.329	0.025	0.455	0.033	4.492
7	7110	5.172	3.876	5.150	3.264	0.023	0.609	0.038	5.948
205	10	3.018	2.224	3.017	2.224	0.000	0.000	0.022	0.012
7110	735	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.150	3.264	5.127	2.908	0.023	0.354	0.038	3.573
8	810	3.445	2.442	3.418	2.029	0.027	0.411	0.025	6.173
202	4	29.638	18.618	29.372	18.027	0.265	0.589	0.204	1.535
6	610	6.221	3.833	6.196	3.338	0.025	0.493	0.044	3.845
4	5	11.120	6.268	11.096	6.214	0.024	0.053	0.075	0.366
5	6	6.253	3.715	6.235	3.676	0.018	0.039	0.043	0.475

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.587 МВт / 661.971 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 120.570 МВт / 651.078 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.322 МВт / 3.520 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.322 МВт / 3.520 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.452 МВт / 2.438 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.814 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.252 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.079 МВт / 6.772 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-80.246	-44.773	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.215	-0.30
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.862	-0.79
5	Глухівці	0.000	0.000	107.543	-0.92
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.129	-1.09
3	Сигнал	0.000	0.000	109.215	-0.30
201		0.000	0.000	109.215	-0.30
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.908	-0.80
1	Калинівка	0.000	0.000	107.994	-0.78
100	Вінницький енерговузол	-33.101	-15.890	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.959	-0.44
7	Махаренці	0.000	0.000	108.730	-0.50
204		0.000	0.000	108.571	-0.55
8	Черемошне	0.000	0.000	107.863	-0.88
9	Погребище	0.000	0.000	107.322	-1.01
205		0.000	0.000	107.262	-1.03
10	Плисків	0.000	0.000	107.251	-1.04
11	Липовець	0.000	0.000	107.482	-0.98
206		0.000	0.000	107.577	-0.95
12	Степанівка	0.000	0.000	108.318	-0.67
207		0.000	0.000	108.461	-0.61
13	Оленівка	0.000	0.000	108.381	-0.64
200		0.000	0.000	108.682	-0.53
209		0.000	0.000	109.897	-0.04
208		0.000	0.000	108.541	-0.58
14	Турбів	0.000	0.000	108.001	-0.76
11101		0.000	0.000	106.569	-2.16
1351		0.000	0.000	35.788	-1.76
1101		6.730	3.450	10.182	-2.13
11102		0.000	0.000	106.919	-1.77
1352		0.000	0.000	35.788	-1.76
1102		0.000	0.000	10.182	-2.13
21101		0.000	0.000	105.888	-2.58
2271		0.000	0.000	25.435	-2.07
2101		13.890	7.870	10.115	-2.54
21102		0.000	0.000	106.394	-2.07
2272		0.000	0.000	25.435	-2.07
2102		0.000	0.000	10.115	-2.55
31101		0.000	0.000	107.447	-2.03
3351		0.000	0.000	35.972	-2.03
3101		7.900	3.820	10.268	-2.00
31102		0.000	0.000	107.451	-2.03
3102		0.000	0.000	10.268	-2.00
3352		0.000	0.000	35.972	-2.03
41101		0.000	0.000	105.996	-2.35
4271		0.000	0.000	25.346	-2.35
4101		18.160	10.290	10.029	-3.34

41102	0.000	0.000	105.996	-2.35
4272	0.000	0.000	25.346	-2.35
4102	0.000	0.000	10.030	-3.34
510	4.810	2.330	9.937	-4.26
610	6.200	3.340	9.944	-3.78
7110	0.000	0.000	103.882	-4.13
735	0.000	0.000	34.778	-4.13
710	5.130	2.910	9.676	-6.36
810	3.420	2.030	9.832	-4.62
91101	0.000	0.000	104.927	-2.95
9351	0.000	0.000	35.128	-2.95
9101	5.450	3.090	9.903	-4.09
91102	0.000	0.000	104.927	-2.95
9352	0.000	0.000	35.128	-2.95
9102	0.000	0.000	9.903	-4.09
1010	2.990	1.860	9.819	-4.33
11110	0.000	0.000	104.256	-4.12
1135	0.000	0.000	34.903	-4.12
1110	6.840	3.310	9.955	-4.07
1210	3.100	1.750	9.946	-4.01
1310	3.200	1.550	9.992	-4.10
141101	0.000	0.000	106.652	-1.95
14351	0.000	0.000	35.687	-1.94
14352	0.000	0.000	35.687	-1.94
141102	0.000	0.000	106.351	-2.23
14102	5.020	2.710	10.161	-2.20
14101	0.000	0.000	10.162	-2.20
503	-9.240	-4.480	108.514	-0.61
501	5.780	3.270	107.789	-0.93
502	21.950	11.250	107.850	-0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.698	9.082	5.354	0.008	0.342	0.057	1.945
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.699	9.084	5.355	0.008	0.342	0.057	1.945
41102	4102	9.095	5.331	9.087	5.118	0.008	0.212	0.057	1.225
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.379	9.063	5.166	0.008	0.212	0.057	1.235
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.005	0.151	0.024	1.834
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.005	0.151	0.024	1.830
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.024	0.098
300	202	30.320	17.361	30.193	17.080	0.126	0.280	0.183	0.786
202	3	0.614	-0.537	0.614	-0.537	0.000	0.000	0.004	-0.000
3	201	-7.351	-4.988	-7.351	-4.988	0.000	0.000	-0.047	-0.000
201	300	-29.945	-16.931	-30.071	-17.210	0.125	0.278	-0.182	-0.786
201	2	8.215	4.697	8.157	4.569	0.057	0.127	0.050	1.316
2	14	-1.901	-0.403	-1.902	-0.405	0.001	0.002	-0.010	-0.094
14	208	-6.975	-3.022	-7.000	-3.059	0.025	0.037	-0.041	-0.544
208	200	-7.000	-2.676	-7.007	-2.685	0.007	0.010	-0.040	-0.142
200	207	15.071	7.385	15.051	7.348	0.020	0.037	0.089	0.222
207	12	11.825	5.803	11.815	5.785	0.010	0.019	0.070	0.145
12	206	8.690	4.147	8.651	4.076	0.039	0.071	0.051	0.748
206	11	8.651	4.487	8.645	4.479	0.006	0.008	0.052	0.096
11	205	1.756	0.992	1.753	0.988	0.003	0.004	0.011	0.222
205	9	-1.262	-0.565	-1.262	-0.566	0.001	0.001	-0.007	-0.061
9	8	-6.765	-3.826	-6.789	-3.862	0.025	0.036	-0.042	-0.545
8	204	-14.460	-6.674	-14.517	-6.800	0.057	0.125	-0.085	-0.715
204	7	-14.517	-6.504	-14.532	-6.526	0.015	0.022	-0.084	-0.160
7	203	-19.713	-10.220	-19.743	-10.264	0.030	0.043	-0.118	-0.230
203	300	-19.743	-9.955	-19.855	-10.202	0.111	0.246	-0.117	-1.045
8	501	4.221	1.056	4.219	1.051	0.002	0.005	0.023	0.075
501	502	-1.557	-1.962	-1.557	-1.964	0.000	0.001	-0.013	-0.061
502	503	-23.494	-12.940	-23.567	-13.148	0.073	0.207	-0.143	-0.672
503	201	-14.333	-8.260	-14.380	-8.392	0.047	0.132	-0.088	-0.706
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.516
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000

9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.516
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.517
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.520
200	209	-22.078	-9.668	-22.241	-9.966	0.162	0.296	-0.128	-1.219
209	100	-22.241	-9.683	-22.255	-9.708	0.014	0.025	-0.127	-0.103
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.402
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.722
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.429
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.487
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.490
1	11102	3.643	2.022	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.116
2	1	-3.938	-2.890	-3.939	-2.894	0.002	0.004	-0.026	-0.086
1	100	-10.731	-5.923	-10.847	-6.181	0.116	0.257	-0.065	-2.016
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.674
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.303	0.000
21101	2101	9.475	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
2271	2272	-3.000	-1.371	-3.000	-1.371	0.000	0.000	-0.075	-0.000
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2	21102	7.430	4.609	7.425	4.381	0.005	0.227	0.047	1.573
2	21101	6.484	3.843	6.477	3.572	0.007	0.270	0.040	2.118
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.177
10	1010	3.005	2.118	2.988	1.859	0.017	0.258	0.020	4.872
11	11110	6.865	3.792	6.850	3.308	0.014	0.482	0.042	3.480
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.579
207	13	3.226	1.765	3.225	1.762	0.002	0.003	0.020	0.081
5	510	4.827	2.696	4.807	2.329	0.020	0.366	0.030	3.925
7	7110	5.163	3.672	5.145	3.189	0.018	0.481	0.034	5.113
205	10	3.015	2.167	3.015	2.167	0.000	0.000	0.020	0.011
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.189	5.127	2.908	0.018	0.280	0.034	3.077
8	810	3.440	2.358	3.418	2.029	0.022	0.328	0.022	5.392
202	4	29.579	17.953	29.365	17.478	0.214	0.474	0.183	1.362
6	610	6.216	3.736	6.196	3.338	0.020	0.396	0.039	3.375
4	5	11.107	5.962	11.088	5.919	0.019	0.043	0.067	0.322
5	6	6.247	3.574	6.233	3.543	0.014	0.031	0.039	0.420

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.587 МВт / 661.971 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 120.570 МВт / 651.078 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.322 МВт / 3.520 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.322 МВт / 3.520 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.452 МВт / 2.438 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.814 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.252 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.079 МВт / 6.772 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-80.246	-44.773	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.215	-0.30
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.862	-0.79
5	Глухівці	0.000	0.000	107.543	-0.92
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.129	-1.09
3	Сигнал	0.000	0.000	109.215	-0.30
201		0.000	0.000	109.215	-0.30
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.908	-0.80
1	Калинівка	0.000	0.000	107.994	-0.78
100	Вінницький енерговузол	-33.101	-15.890	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.959	-0.44
7	Махаренці	0.000	0.000	108.730	-0.50
204		0.000	0.000	108.571	-0.55
8	Черемошне	0.000	0.000	107.863	-0.88
9	Погребище	0.000	0.000	107.322	-1.01
205		0.000	0.000	107.262	-1.03
10	Плисків	0.000	0.000	107.251	-1.04
11	Липовець	0.000	0.000	107.482	-0.98
206		0.000	0.000	107.577	-0.95
12	Степанівка	0.000	0.000	108.318	-0.67
207		0.000	0.000	108.461	-0.61
13	Оленівка	0.000	0.000	108.381	-0.64
200		0.000	0.000	108.682	-0.53
209		0.000	0.000	109.897	-0.04
208		0.000	0.000	108.541	-0.58
14	Турбів	0.000	0.000	108.001	-0.76
11101		0.000	0.000	106.569	-2.16
1351		0.000	0.000	35.788	-1.76
1101		6.730	3.450	10.182	-2.13
11102		0.000	0.000	106.919	-1.77
1352		0.000	0.000	35.788	-1.76
1102		0.000	0.000	10.182	-2.13
21101		0.000	0.000	105.888	-2.58
2271		0.000	0.000	25.435	-2.07
2101		13.890	7.870	10.115	-2.54
21102		0.000	0.000	106.394	-2.07
2272		0.000	0.000	25.435	-2.07
2102		0.000	0.000	10.115	-2.55
31101		0.000	0.000	107.447	-2.03
3351		0.000	0.000	35.972	-2.03
3101		7.900	3.820	10.268	-2.00
31102		0.000	0.000	107.451	-2.03
3102		0.000	0.000	10.268	-2.00
3352		0.000	0.000	35.972	-2.03
41101		0.000	0.000	105.996	-2.35

4271	0.000	0.000	25.346	-2.35
4101	18.160	10.290	10.029	-3.34
41102	0.000	0.000	105.996	-2.35
4272	0.000	0.000	25.346	-2.35
4102	0.000	0.000	10.030	-3.34
510	4.810	2.330	9.937	-4.26
610	6.200	3.340	9.944	-3.78
7110	0.000	0.000	103.882	-4.13
735	0.000	0.000	34.778	-4.13
710	5.130	2.910	9.676	-6.36
810	3.420	2.030	9.832	-4.62
91101	0.000	0.000	104.927	-2.95
9351	0.000	0.000	35.128	-2.95
9101	5.450	3.090	9.903	-4.09
91102	0.000	0.000	104.927	-2.95
9352	0.000	0.000	35.128	-2.95
9102	0.000	0.000	9.903	-4.09
1010	2.990	1.860	9.819	-4.33
11110	0.000	0.000	104.256	-4.12
1135	0.000	0.000	34.903	-4.12
1110	6.840	3.310	9.955	-4.07
1210	3.100	1.750	9.946	-4.01
1310	3.200	1.550	9.992	-4.10
141101	0.000	0.000	106.652	-1.95
14351	0.000	0.000	35.687	-1.94
14352	0.000	0.000	35.687	-1.94
141102	0.000	0.000	106.351	-2.23
14102	5.020	2.710	10.161	-2.20
14101	0.000	0.000	10.162	-2.20
503	-9.240	-4.480	108.514	-0.61
501	5.780	3.270	107.789	-0.93
502	21.950	11.250	107.850	-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
4	41101	9.091	5.698	9.082	5.354	0.008	0.342	0.057	1.945
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.699	9.084	5.355	0.008	0.342	0.057	1.945
41102	4102	9.095	5.331	9.087	5.118	0.008	0.212	0.057	1.225
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.379	9.063	5.166	0.008	0.212	0.057	1.235
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.005	0.151	0.024	1.834
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.005	0.151	0.024	1.830
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.024	0.098
300	202	30.320	17.361	30.193	17.080	0.126	0.280	0.183	0.786
202	3	0.614	-0.537	0.614	-0.537	0.000	0.000	0.004	-0.000
3	201	-7.351	-4.988	-7.351	-4.988	0.000	0.000	-0.047	-0.000
201	300	-29.945	-16.931	-30.071	-17.210	0.125	0.278	-0.182	-0.786
201	2	8.215	4.697	8.157	4.569	0.057	0.127	0.050	1.316
2	14	-1.901	-0.403	-1.902	-0.405	0.001	0.002	-0.010	-0.094
14	208	-6.975	-3.022	-7.000	-3.059	0.025	0.037	-0.041	-0.544
208	200	-7.000	-2.676	-7.007	-2.685	0.007	0.010	-0.040	-0.142
200	207	15.071	7.385	15.051	7.348	0.020	0.037	0.089	0.222
207	12	11.825	5.803	11.815	5.785	0.010	0.019	0.070	0.145
12	206	8.690	4.147	8.651	4.076	0.039	0.071	0.051	0.748
206	11	8.651	4.487	8.645	4.479	0.006	0.008	0.052	0.096
11	205	1.756	0.992	1.753	0.988	0.003	0.004	0.011	0.222
205	9	-1.262	-0.565	-1.262	-0.566	0.001	0.001	-0.007	-0.061
9	8	-6.765	-3.826	-6.789	-3.862	0.025	0.036	-0.042	-0.545
8	204	-14.460	-6.674	-14.517	-6.800	0.057	0.125	-0.085	-0.715
204	7	-14.517	-6.504	-14.532	-6.526	0.015	0.022	-0.084	-0.160
7	203	-19.713	-10.220	-19.743	-10.264	0.030	0.043	-0.118	-0.230
203	300	-19.743	-9.955	-19.855	-10.202	0.111	0.246	-0.117	-1.045
8	501	4.221	1.056	4.219	1.051	0.002	0.005	0.023	0.075
501	502	-1.557	-1.962	-1.557	-1.964	0.000	0.001	-0.013	-0.061
502	503	-23.494	-12.940	-23.567	-13.148	0.073	0.207	-0.143	-0.672
503	201	-14.333	-8.260	-14.380	-8.392	0.047	0.132	-0.088	-0.706

9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.516
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.516
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.517
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.520
200	209	-22.078	-9.668	-22.241	-9.966	0.162	0.296	-0.128	-1.219
209	100	-22.241	-9.683	-22.255	-9.708	0.014	0.025	-0.127	-0.103
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.402
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.722
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.429
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.487
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.490
1	11102	3.643	2.022	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.116
2	1	-3.938	-2.890	-3.939	-2.894	0.002	0.004	-0.026	-0.086
1	100	-10.731	-5.923	-10.847	-6.181	0.116	0.257	-0.065	-2.016
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.674
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.303	0.000
21101	2101	9.475	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
2271	2272	-3.000	-1.371	-3.000	-1.371	0.000	0.000	-0.075	-0.000
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2	21102	7.430	4.609	7.425	4.381	0.005	0.227	0.047	1.573
2	21101	6.484	3.843	6.477	3.572	0.007	0.270	0.040	2.118
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.177
10	1010	3.005	2.118	2.988	1.859	0.017	0.258	0.020	4.872
11	11110	6.865	3.792	6.850	3.308	0.014	0.482	0.042	3.480
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.579
207	13	3.226	1.765	3.225	1.762	0.002	0.003	0.020	0.081
5	510	4.827	2.696	4.807	2.329	0.020	0.366	0.030	3.925
7	7110	5.163	3.672	5.145	3.189	0.018	0.481	0.034	5.113
205	10	3.015	2.167	3.015	2.167	0.000	0.000	0.020	0.011
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.189	5.127	2.908	0.018	0.280	0.034	3.077
8	810	3.440	2.358	3.418	2.029	0.022	0.328	0.022	5.392
202	4	29.579	17.953	29.365	17.478	0.214	0.474	0.183	1.362
6	610	6.216	3.736	6.196	3.338	0.020	0.396	0.039	3.375
4	5	11.107	5.962	11.088	5.919	0.019	0.043	0.067	0.322
5	6	6.247	3.574	6.233	3.543	0.014	0.031	0.039	0.420

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 94.519 МВт / 510.401 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 92.840 МВт / 501.336 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.967 МВт / 2.575 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.967 МВт / 2.575 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.453 МВт / 2.448 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.304 МВт / 0.810 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.758 МВт / 3.258 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.725 МВт / 5.832 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-54.222	-30.978	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.507	-0.19
4	Коз. тяга	0.000	0.000	108.158	-0.68
5	Глухівці	0.000	0.000	107.840	-0.81
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.427	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	109.509	-0.19
201		0.000	0.000	109.510	-0.19
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	108.043	-0.75
1	Калинівка	0.000	0.000	108.117	-0.73
100	Вінницький енерговузол	-31.057	-15.100	110.000	0.00
203		0.000	0.000	109.090	-0.35
7	Махаренці	0.000	0.000	108.891	-0.40
204		0.000	0.000	108.762	-0.44
8	Черемошне	0.000	0.000	108.177	-0.68
9	Погребище	0.000	0.000	107.587	-0.85
205		0.000	0.000	107.494	-0.89
10	Плисків	0.000	0.000	107.483	-0.89
11	Липовець	0.000	0.000	107.634	-0.88
206		0.000	0.000	107.721	-0.86
12	Степанівка	0.000	0.000	108.405	-0.62
207		0.000	0.000	108.540	-0.57
13	Оленівка	0.000	0.000	108.460	-0.59
200		0.000	0.000	108.751	-0.49
209		0.000	0.000	109.902	-0.04
208		0.000	0.000	108.619	-0.54
14	Турбів	0.000	0.000	108.111	-0.71
11101		0.000	0.000	106.694	-2.11
1351		0.000	0.000	35.829	-1.71
1101		6.730	3.450	10.194	-2.08
11102		0.000	0.000	107.043	-1.72
1352		0.000	0.000	35.829	-1.71
1102		0.000	0.000	10.194	-2.08
21101		0.000	0.000	106.026	-2.52
2271		0.000	0.000	25.468	-2.01
2101		13.890	7.870	10.128	-2.49
21102		0.000	0.000	106.531	-2.02
2272		0.000	0.000	25.468	-2.01
2102		0.000	0.000	10.128	-2.49
31101		0.000	0.000	107.746	-1.91
3351		0.000	0.000	36.072	-1.91
3101		7.900	3.820	10.296	-1.88
31102		0.000	0.000	107.750	-1.91
3102		0.000	0.000	10.297	-1.88
3352		0.000	0.000	36.072	-1.91
41101		0.000	0.000	106.298	-2.23
4271		0.000	0.000	25.418	-2.23
4101		18.160	10.290	10.058	-3.21

41102	0.000	0.000	106.298	-2.23
4272	0.000	0.000	25.418	-2.23
4102	0.000	0.000	10.059	-3.21
510	4.810	2.330	9.967	-4.12
610	6.200	3.340	9.973	-3.65
7110	0.000	0.000	104.054	-4.02
735	0.000	0.000	34.836	-4.02
710	5.130	2.910	9.692	-6.24
810	3.420	2.030	9.864	-4.40
91101	0.000	0.000	105.200	-2.77
9351	0.000	0.000	35.219	-2.77
9101	5.450	3.090	9.929	-3.91
91102	0.000	0.000	105.200	-2.77
9352	0.000	0.000	35.219	-2.77
9102	0.000	0.000	9.929	-3.91
1010	2.990	1.860	9.842	-4.17
11110	0.000	0.000	104.413	-4.02
1135	0.000	0.000	34.956	-4.02
1110	6.840	3.310	9.970	-3.97
1210	3.100	1.750	9.955	-3.96
1310	3.200	1.550	10.000	-4.05
141101	0.000	0.000	106.763	-1.90
14351	0.000	0.000	35.724	-1.89
14352	0.000	0.000	35.724	-1.89
141102	0.000	0.000	106.462	-2.18
14102	5.020	2.710	10.172	-2.15
14101	0.000	0.000	10.172	-2.15
503	-9.240	-4.480	109.924	0.02

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.695	9.082	5.353	0.008	0.340	0.057	1.932
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.695	9.084	5.354	0.008	0.340	0.057	1.933
41102	4102	9.095	5.329	9.087	5.118	0.008	0.211	0.057	1.218
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.598	0.001
41101	4101	9.071	5.377	9.063	5.166	0.008	0.211	0.057	1.227
3	31101	3.956	2.062	3.951	1.911	0.004	0.150	0.023	1.822
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.057	3.953	1.906	0.004	0.150	0.023	1.818
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.004	0.000	0.023	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.245	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.004	0.000	0.023	0.098
300	202	18.965	10.936	18.915	10.825	0.050	0.110	0.115	0.494
202	3	-10.662	-6.773	-10.663	-6.774	0.000	0.000	-0.066	-0.002
3	201	-18.627	-11.225	-18.627	-11.225	0.000	0.000	-0.114	-0.001
201	300	-18.652	-10.669	-18.701	-10.777	0.049	0.108	-0.113	-0.491
201	2	9.241	5.288	9.169	5.127	0.072	0.160	0.056	1.475
2	14	-1.540	-0.192	-1.541	-0.193	0.001	0.001	-0.008	-0.069
14	208	-6.614	-2.809	-6.636	-2.842	0.023	0.033	-0.038	-0.511
208	200	-6.636	-2.458	-6.642	-2.467	0.006	0.009	-0.038	-0.133
200	207	14.076	7.234	14.058	7.201	0.018	0.032	0.084	0.212
207	12	10.832	5.657	10.823	5.641	0.009	0.016	0.065	0.136
12	206	7.698	4.005	7.667	3.947	0.032	0.058	0.046	0.689
206	11	7.667	4.359	7.662	4.353	0.005	0.007	0.047	0.088
11	205	0.773	0.868	0.772	0.867	0.001	0.001	0.006	0.140
205	9	-2.243	-0.683	-2.245	-0.685	0.001	0.002	-0.013	-0.095
9	8	-7.747	-3.942	-7.778	-3.987	0.031	0.044	-0.047	-0.594
8	204	-11.227	-5.877	-11.263	-5.956	0.036	0.079	-0.068	-0.589
204	7	-11.263	-5.659	-11.272	-5.673	0.010	0.014	-0.067	-0.130
7	203	-16.453	-9.365	-16.475	-9.396	0.022	0.031	-0.100	-0.200
203	300	-16.475	-9.087	-16.556	-9.265	0.080	0.178	-0.099	-0.912
9	91101	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.749	2.728	1.619	0.005	0.129	0.017	2.499
91102	9102	2.729	1.617	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.507
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.621	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.510

200	209	-20.718	-9.298	-20.863	-9.562	0.144	0.263	-0.120	-1.155
209	100	-20.863	-9.279	-20.875	-9.302	0.012	0.022	-0.120	-0.098
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.399
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.718
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.428
2	21101	6.484	3.842	6.477	3.572	0.007	0.269	0.040	2.112
21101	2101	9.475	4.910	9.460	4.910	0.015	0.000	0.058	0.134
2101	2102	-4.421	-2.955	-4.422	-2.955	0.000	0.000	-0.303	-0.000
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.672
2	21102	7.430	4.608	7.425	4.380	0.005	0.227	0.047	1.569
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2272	2271	3.000	1.371	3.000	1.371	0.000	0.000	0.075	0.000
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.519
2	1	-3.287	-2.540	-3.288	-2.543	0.001	0.003	-0.022	-0.074
1	100	-10.079	-5.571	-10.182	-5.798	0.102	0.226	-0.061	-1.892
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.486
1102	1101	2.150	1.337	2.149	1.337	0.000	0.000	0.143	0.000
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.353
1351	1352	-1.490	-0.584	-1.490	-0.584	0.000	0.000	-0.026	-0.000
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1	11102	3.643	2.022	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.113
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.486
11	11110	6.865	3.791	6.850	3.308	0.014	0.481	0.042	3.465
11110	1135	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.569
207	13	3.226	1.765	3.225	1.762	0.002	0.003	0.020	0.080
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.168
8	810	3.440	2.356	3.418	2.029	0.022	0.326	0.022	5.350
202	4	29.578	17.937	29.365	17.464	0.212	0.471	0.182	1.356
6	610	6.216	3.734	6.196	3.338	0.020	0.394	0.039	3.354
205	10	3.015	2.166	3.015	2.166	0.000	0.000	0.020	0.011
4	5	11.107	5.954	11.088	5.911	0.019	0.042	0.067	0.320
5	510	4.827	2.694	4.807	2.329	0.020	0.364	0.030	3.899
5	6	6.247	3.571	6.233	3.539	0.014	0.031	0.038	0.418
7	7110	5.163	3.669	5.145	3.188	0.018	0.479	0.034	5.091
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.188	5.127	2.908	0.018	0.279	0.034	3.064
10	1010	3.005	2.117	2.988	1.859	0.017	0.257	0.020	4.845
201	503	-9.216	-4.691	-9.234	-4.742	0.018	0.051	-0.054	-0.415

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 2662.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 122.587 МВт / 661.971 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 120.570 МВт / 651.078 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.322 МВт / 3.520 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.322 МВт / 3.520 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.452 МВт / 2.438 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.306 МВт / 0.814 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.757 МВт / 3.252 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.079 МВт / 6.772 млн.кВт*г (1.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-80.246	-44.773	110.000	0.00
202		0.000	0.000	109.215	-0.30
4	Коз. тяга	0.000	0.000	107.862	-0.79
5	Глухівці	0.000	0.000	107.543	-0.92
6	З-д прогрес	0.000	0.000	107.129	-1.09
3	Сигнал	0.000	0.000	109.215	-0.30
201		0.000	0.000	109.215	-0.30
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.908	-0.80
1	Калинівка	0.000	0.000	107.994	-0.78
100	Вінницький енерговузол	-33.101	-15.890	110.000	0.00
203		0.000	0.000	108.959	-0.44
7	Махаренці	0.000	0.000	108.730	-0.50
204		0.000	0.000	108.571	-0.55
8	Черемошне	0.000	0.000	107.863	-0.88
9	Погребіще	0.000	0.000	107.322	-1.01
205		0.000	0.000	107.262	-1.03
10	Плисків	0.000	0.000	107.251	-1.04
11	Липовець	0.000	0.000	107.482	-0.98
206		0.000	0.000	107.577	-0.95
12	Степанівка	0.000	0.000	108.318	-0.67
207		0.000	0.000	108.461	-0.61
13	Оленівка	0.000	0.000	108.381	-0.64
200		0.000	0.000	108.682	-0.53
209		0.000	0.000	109.897	-0.04
208		0.000	0.000	108.541	-0.58
14	Турбів	0.000	0.000	108.001	-0.76
11101		0.000	0.000	106.569	-2.16
1351		0.000	0.000	35.788	-1.76
1101		6.730	3.450	10.182	-2.13
11102		0.000	0.000	106.919	-1.77
1352		0.000	0.000	35.788	-1.76
1102		0.000	0.000	10.182	-2.13
21101		0.000	0.000	105.888	-2.58
2271		0.000	0.000	25.435	-2.07
2101		13.890	7.870	10.115	-2.54
21102		0.000	0.000	106.394	-2.07
2272		0.000	0.000	25.435	-2.07
2102		0.000	0.000	10.115	-2.55
31101		0.000	0.000	107.447	-2.03
3351		0.000	0.000	35.972	-2.03
3101		7.900	3.820	10.268	-2.00
31102		0.000	0.000	107.451	-2.03
3102		0.000	0.000	10.268	-2.00
3352		0.000	0.000	35.972	-2.03
41101		0.000	0.000	105.996	-2.35
4271		0.000	0.000	25.346	-2.35
4101		18.160	10.290	10.029	-3.34
41102		0.000	0.000	105.996	-2.35

4272	0.000	0.000	25.346	-2.35
4102	0.000	0.000	10.030	-3.34
510	4.810	2.330	9.937	-4.26
610	6.200	3.340	9.944	-3.78
7110	0.000	0.000	103.882	-4.13
735	0.000	0.000	34.778	-4.13
710	5.130	2.910	9.676	-6.36
810	3.420	2.030	9.832	-4.62
91101	0.000	0.000	104.927	-2.95
9351	0.000	0.000	35.128	-2.95
9101	5.450	3.090	9.903	-4.09
91102	0.000	0.000	104.927	-2.95
9352	0.000	0.000	35.128	-2.95
9102	0.000	0.000	9.903	-4.09
1010	2.990	1.860	9.819	-4.33
11110	0.000	0.000	104.256	-4.12
1135	0.000	0.000	34.903	-4.12
1110	6.840	3.310	9.955	-4.07
1210	3.100	1.750	9.946	-4.01
1310	3.200	1.550	9.992	-4.10
141101	0.000	0.000	106.652	-1.95
14351	0.000	0.000	35.687	-1.94
14352	0.000	0.000	35.687	-1.94
141102	0.000	0.000	106.351	-2.23
14102	5.020	2.710	10.161	-2.20
14101	0.000	0.000	10.162	-2.20
503	-9.240	-4.480	108.514	-0.61
501	5.780	3.270	107.789	-0.93
502	21.950	11.250	107.850	-0.92

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

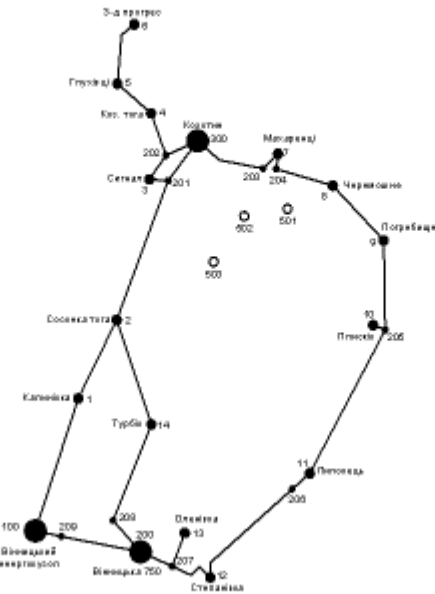
N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	41101	9.091	5.698	9.082	5.354	0.008	0.342	0.057	1.945
41101	4271	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.000	0.000
4271	4272	0.011	-0.024	0.011	-0.024	0.000	0.000	0.001	0.000
41102	4272	-0.011	0.024	-0.011	0.024	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4	41102	9.092	5.699	9.084	5.355	0.008	0.342	0.057	1.945
41102	4102	9.095	5.331	9.087	5.118	0.008	0.212	0.057	1.225
4102	4101	9.087	5.118	9.085	5.118	0.000	0.000	0.599	0.001
41101	4101	9.071	5.379	9.063	5.166	0.008	0.212	0.057	1.235
3	31101	3.956	2.063	3.951	1.911	0.005	0.151	0.024	1.834
31101	3351	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	-0.002
3351	3352	0.001	-0.004	0.001	-0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
31102	3352	-0.001	0.004	-0.001	0.004	0.000	0.000	-0.000	0.002
3	31102	3.958	2.058	3.953	1.906	0.005	0.151	0.024	1.830
31102	3102	3.954	1.902	3.950	1.902	0.005	0.000	0.024	0.098
3102	3101	3.950	1.902	3.950	1.902	0.000	0.000	0.246	0.000
31101	3101	3.950	1.915	3.945	1.915	0.005	0.000	0.024	0.098
300	202	30.320	17.361	30.193	17.080	0.126	0.280	0.183	0.786
202	3	0.614	-0.537	0.614	-0.537	0.000	0.000	0.004	-0.000
3	201	-7.351	-4.988	-7.351	-4.988	0.000	0.000	-0.047	-0.000
201	300	-29.945	-16.931	-30.071	-17.210	0.125	0.278	-0.182	-0.786
201	2	8.215	4.697	8.157	4.569	0.057	0.127	0.050	1.316
2	14	-1.901	-0.403	-1.902	-0.405	0.001	0.002	-0.010	-0.094
14	208	-6.975	-3.022	-7.000	-3.059	0.025	0.037	-0.041	-0.544
208	200	-7.000	-2.676	-7.007	-2.685	0.007	0.010	-0.040	-0.142
200	207	15.071	7.385	15.051	7.348	0.020	0.037	0.089	0.222
207	12	11.825	5.803	11.815	5.785	0.010	0.019	0.070	0.145
12	206	8.690	4.147	8.651	4.076	0.039	0.071	0.051	0.748
206	11	8.651	4.487	8.645	4.479	0.006	0.008	0.052	0.096
11	205	1.756	0.992	1.753	0.988	0.003	0.004	0.011	0.222
205	9	-1.262	-0.565	-1.262	-0.566	0.001	0.001	-0.007	-0.061
9	8	-6.765	-3.826	-6.789	-3.862	0.025	0.036	-0.042	-0.545
8	204	-14.460	-6.674	-14.517	-6.800	0.057	0.125	-0.085	-0.715
204	7	-14.517	-6.504	-14.532	-6.526	0.015	0.022	-0.084	-0.160
7	203	-19.713	-10.220	-19.743	-10.264	0.030	0.043	-0.118	-0.230
203	300	-19.743	-9.955	-19.855	-10.202	0.111	0.246	-0.117	-1.045
8	501	4.221	1.056	4.219	1.051	0.002	0.005	0.023	0.075
501	502	-1.557	-1.962	-1.557	-1.964	0.000	0.001	-0.013	-0.061
502	503	-23.494	-12.940	-23.567	-13.148	0.073	0.207	-0.143	-0.672
503	201	-14.333	-8.260	-14.380	-8.392	0.047	0.132	-0.088	-0.706
9	91101	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.516
91101	9351	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
9351	9352	0.001	-0.002	0.001	-0.002	0.000	0.000	0.000	0.000

91102	9352	-0.001	0.002	-0.001	0.002	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9	91102	2.733	1.750	2.728	1.620	0.005	0.130	0.017	2.516
91102	9102	2.729	1.618	2.724	1.542	0.005	0.075	0.017	1.517
9102	9101	2.724	1.542	2.724	1.542	0.000	0.000	0.182	0.000
91101	9101	2.727	1.622	2.723	1.546	0.005	0.075	0.017	1.520
200	209	-22.078	-9.668	-22.241	-9.966	0.162	0.296	-0.128	-1.219
209	100	-22.241	-9.683	-22.255	-9.708	0.014	0.025	-0.127	-0.103
14	141101	1.724	0.978	1.723	0.930	0.002	0.048	0.011	1.402
141101	14351	1.095	0.437	1.094	0.437	0.001	0.000	0.006	0.054
14351	14352	1.094	0.437	1.094	0.437	0.000	0.000	0.019	0.000
141102	14352	-1.094	-0.430	-1.094	-0.437	0.000	0.007	-0.006	-0.266
14	141102	3.305	1.903	3.301	1.789	0.003	0.113	0.020	1.722
141102	14102	4.395	2.220	4.389	2.220	0.006	0.000	0.027	0.110
14102	14101	-0.628	-0.489	-0.628	-0.489	0.000	0.000	-0.045	-0.000
141101	14101	0.628	0.493	0.628	0.489	0.000	0.005	0.004	0.429
11101	1101	4.582	2.111	4.576	2.111	0.006	0.000	0.027	0.115
1101	1102	-2.149	-1.337	-2.150	-1.337	0.000	0.000	-0.143	-0.000
11102	1102	2.150	1.356	2.150	1.337	0.001	0.019	0.014	0.487
11102	1352	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.009	0.020
1352	1351	1.490	0.584	1.490	0.584	0.000	0.000	0.026	0.000
11101	1351	-1.489	-0.572	-1.490	-0.584	0.001	0.012	-0.009	-0.354
1	11101	3.096	1.635	3.093	1.540	0.003	0.095	0.019	1.490
1	11102	3.643	2.022	3.641	1.940	0.002	0.082	0.022	1.116
2	1	-3.938	-2.890	-3.939	-2.894	0.002	0.004	-0.026	-0.086
1	100	-10.731	-5.923	-10.847	-6.181	0.116	0.257	-0.065	-2.016
21102	2102	4.424	3.010	4.422	2.955	0.002	0.054	0.029	0.674
2102	2101	4.422	2.955	4.421	2.955	0.000	0.000	0.303	0.000
21101	2101	9.475	4.910	9.460	4.910	0.016	0.000	0.058	0.134
21101	2271	-2.999	-1.338	-3.000	-1.371	0.001	0.033	-0.018	-0.521
2271	2272	-3.000	-1.371	-3.000	-1.371	0.000	0.000	-0.075	-0.000
21102	2272	3.001	1.371	3.000	1.371	0.001	0.000	0.018	0.023
2	21102	7.430	4.609	7.425	4.381	0.005	0.227	0.047	1.573
2	21101	6.484	3.843	6.477	3.572	0.007	0.270	0.040	2.118
13	1310	3.215	1.804	3.198	1.549	0.017	0.254	0.020	4.177
10	1010	3.005	2.118	2.988	1.859	0.017	0.258	0.020	4.872
11	11110	6.865	3.792	6.850	3.308	0.014	0.482	0.042	3.480
11110	1135	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
11110	1110	6.850	3.308	6.836	3.308	0.014	0.000	0.042	0.172
12	1210	3.115	2.007	3.098	1.749	0.017	0.257	0.020	4.579
207	13	3.226	1.765	3.225	1.762	0.002	0.003	0.020	0.081
5	510	4.827	2.696	4.807	2.329	0.020	0.366	0.030	3.925
7	7110	5.163	3.672	5.145	3.189	0.018	0.481	0.034	5.113
205	10	3.015	2.167	3.015	2.167	0.000	0.000	0.020	0.011
7110	735	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7110	710	5.145	3.189	5.127	2.908	0.018	0.280	0.034	3.077
8	810	3.440	2.358	3.418	2.029	0.022	0.328	0.022	5.392
202	4	29.579	17.953	29.365	17.478	0.214	0.474	0.183	1.362
6	610	6.216	3.736	6.196	3.338	0.020	0.396	0.039	3.375
4	5	11.107	5.962	11.088	5.919	0.019	0.043	0.067	0.322
5	6	6.247	3.574	6.233	3.543	0.014	0.031	0.039	0.420

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

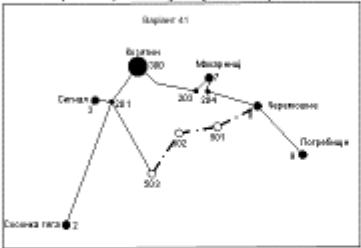
«Розширення електричної мережі 110-10кВ з дослідженням впливу електромагнітних перешкод на роботу електрообладнання»

Схема існуючої мережі та
розташування нових пунктів живлення

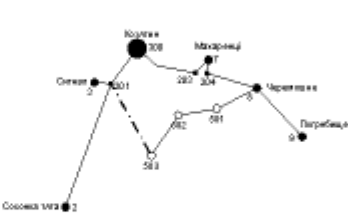


Посередині, джерело	
ВВП	ВВП
ВВП	ВВП
ВВП	ВВП

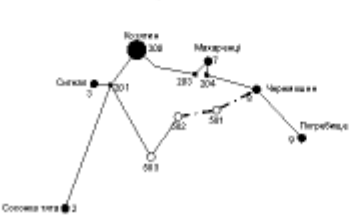
Варіанти розвитку існуючої мережі



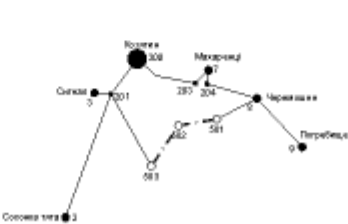
Варіант 11



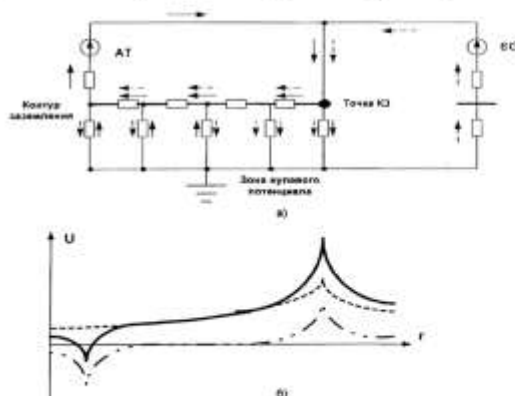
Варіант 21



Варіант 31



Вплив полів на мережі проявляється у появі вищих гармонік напруги та її коливань за рахунок електричного обладнання з нелінійною вольт-амперною характеристикою. Трансформатори і електродвигуни з великим індуктивним навантаженням, вентильні перетворювачі струму, розрядні лампи, телеприймачі при синусоїдальному живленні мережі продукують несинусоїдальні струми, які на шляху до електрообладнання утворюють на повних опорах мережі несинусоїдальні падіння напруги. Падіння напруги, створювані струмами споживачів, призводять до викривлення синусоїдальної форми напруги мережі 50 Гц та до появи в ній гармонік.



Однофазне КЗ на шинах ПС ВН:

а) – схема розтікання струму в контурі заземлення ПС;

б) – розподіл потенціалу на заземлюючому пристрої ПС

Виникнення імпульсних перешкод в мережах вторинної комутації пов'язано з такими видами збуджень у первинних мережах:

- КЗ на землю в мережах ВН;
- комутації роз'єднувачами, короткозамикачами і вимикачами в мережах ВН;
- робота розрядників.

При атмосферних розрядах можливі такі наслідки дії струму блискавки:

- термічна дія струму блискавки на заземлюючі провідники, оболонки і екрани кабелів;
- зворотні перебиття з землі на кабелі;
- польові наводки на контрольних кабелях і вплив імпульсних магнітних полів на обладнання.
- Визначення рівня польових перешкод, наведених в кабелях, здійснюють шляхом розрахунків. Параметри струму блискавки згідно рекомендації МЕК 1312-1 наступні:
- максимальний імпульсний струм $I_B = 100$ кА;
- тривалість фронту імпульсу $t_{фр} = 10$ мс;
- при розрахунках наведених напруг на кабелях $I_B = 25$ кА, $t_{фр} = 0,25$ мкс.

Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	78,3
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	417 420
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	205 547,875
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	2,8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,08
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,02
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	661,97
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	6,77