

MR-5781

62.31
Р64

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

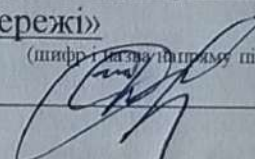
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі напругою 110/35 кВ з дослідженням методів діагностування силових трансформаторів»

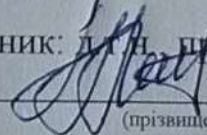
Виконав: студент 2-го курсу,
групи ЕСМ-22мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи і
мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


Сіренко Д.А.

(прізвище та ініціали)

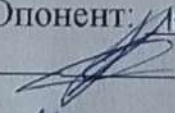
Керівник: д.т.н., професор, проф. каф. ЕСС


Лежнюк П.Д.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

Опонент: д.т.н., доцент каф. ЕССЕМ


Бойчук О.П.

(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС


д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

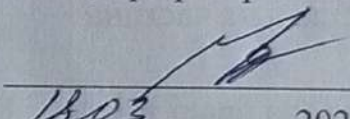
Вінниця ВНТУ - 2024 рік

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 і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.


18.03 2024 року

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

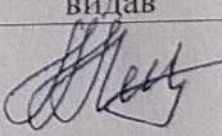
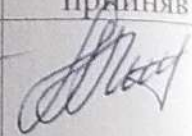
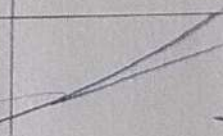
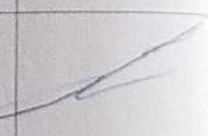
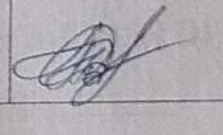
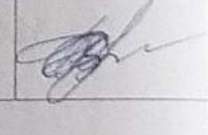
Сіренко Дмитро Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток фрагменту електричної мережі напругою 110/35 кВ з дослідженням методів діагностування силових трансформаторів»
керівник роботи д.т.н., професор, професор каф. ЕСС Лежнюк П.Д.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81
2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2024 року
3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Теоретичні відомості щодо проблеми розрахунку режимів електричних мереж; електрична схема електричних мереж 35/110 кВ АТ «Вінницяобленерго» та прилеглих районів; інформація про основне обладнання ліній 110-35 кВ та підстанцій 110/10 кВ, 110/35 кВ, 110/35/10 кВ; дані щодо режимних замірів споживання електричної енергії у розрізі підстанцій; методика техніко-економічного оцінювання варіантів проектних рішень.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимально схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Оцінювання балансу потужностей. 7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. 8. Економічна частина. 9. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів. 10. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Актуальність. 1. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі мето-

дом динамічного програмування. 3. Визначення конструктивних параметрів ЛЕП. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. 6. Методи діагностування силових трансформаторів. 7. Основні пошкодження силових трансформаторів. 8. Діагностична значущість методів контролю. 9. Діагностування силових трансформаторів методом вибіркової локації часткових розрядів. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лежнюк П.Д., д.т.н., професор, професор кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

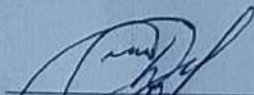
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ 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 електричних навантажень. Визначення оптимально схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.	21.01.24	01.03.24	
3	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.	02.03.24	22.03.24	
4	Економічна частина. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів.	23.03.24	15.04.24	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	

7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	
8	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	22.05.24	24.05.24	
9	Рецензування МКР	25.05.24	01.06.24	
10	Захист МКР	За графіко м		

Студент

Керівник роботи


(підпис)


(підпис)

Д. А. Сіренко

П. Д. Лежнюк

АНОТАЦІЯ

Сіренко Дмитро Анатолійович «Розвиток фрагменту електричної мережі напругою 110/35 кВ з дослідженням методів діагностування силових трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2024. 102 с.

Українською мовою. Бібліогр.: 31 назва; рис.: 17; табл. 36.

В магістерській кваліфікаційній роботі проведено прогнозування електричних навантажень, розраховано режим існуючої мережі, сформовано максимальний граф електричної мережі. Визначено оптимальну схему електричної мережі та вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибрано потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та схеми розподільних пристроїв підстанцій. Оцінено баланс потужностей. Розраховано та проаналізовано усталені режими електричної мережі. Визначено оптимальний варіант розвитку мережі. Проведено дослідження методів діагностування силових трансформаторів.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, силовий трансформатор, метод динамічного програмування, системи діагностування, силові підстанції.

ABSTRACT

Dmytro Sirenko «Development of a fragment of the 110/35 kV electrical network with a study of methods for diagnosing power transformers». Master's qualification work in specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. – Vinnytsia: VNTU. 2024. 102 pp.

In Ukrainian language. Bibliographer: 31 titles; fig.: 17; tabl. 36.

In the master's qualification work forecasting of electric loads is carried out, the mode of an existing network is calculated, the maximum graph of an electric network is formed. The optimal scheme of the electric network is determined and the optimal scheme of electric network development is chosen by the method of dynamic programming. The power of transformers at consumer substations and schemes of switchgear of substations are selected. Capacity balance estimated. The established modes of the electric network are calculated and analyzed. The optimal variant of network development is determined. A study of methods of diagnosing power transformers was conducted.

Keywords: distribution network, power transformer, method of dynamic programming, diagnostic systems, power substations.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ	9
1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі	10
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	14
2.1 Лінеаризація цільової функції	14
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	18
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	23
3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі	23
3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	29
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ	32
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ	35
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	36
5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	38
5.3 Оцінювання надійності схем підстанцій	39
6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ	43
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення	43
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	45
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	45
7.2 Регулювання напруги у мережі	46

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	50
9 МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	65
9.1 Основні несправності та методи діагностування силових трансформаторів в умовах експлуатації	69
9.2 Діагностування силових трансформаторів методом акустичної локації часткових розрядів	76
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	84
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	84
10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	84
10.1.2 Електробезпека	88
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	90
10.2.1 Мікроклімат	90
10.2.2 Склад повітря робочої зони	91
10.2.3 Виробниче освітлення	91
10.2.4 Виробничий шум	93
10.2.5 Виробнича вібрація	94
10.2.6 Психофізіологічні фактори	94
ВИСНОВКИ	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	98
ДОДАТКИ	102
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	
Додаток Б Технічне завдання МКР	
Додаток В Безпека у надзвичайних ситуаціях	
Додаток Г, Д, Е, Є, Ж, З Результати розрахунків	

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні та розвитку сучасних електричних мереж необхідно враховувати різноманітні аспекти, щоб забезпечити надійне та якісне електропостачання, використовуючи передові конструкційні принципи. Це вимагає системного підходу та контролю різних факторів, які визначають техніко-економічну ефективність електричної мережі, оптимальний рівень експлуатації та управління з мінімальними витратами.

Будівництво мережі завжди виходить із конкретної мети, для якої враховується прогноз майбутнього розвитку чи розширення мережі. Цей прогноз встановлює додаткові обмеження та вимоги, які враховуються під час проектування та будівництва мережі.

Детальні розрахункові режими для перспективного планування включають аналіз наступних факторів:

- Зміни навантаження та генерації протягом доби і року.
- Вплив погодних умов на попит на електроенергію та технічні характеристики системи.
- Прогнозування конкретних умов, таких як випадкові події, пов'язані з кліматичними умовами чи відключення електростанцій.
- Розподіл генеруючих блоків на основі ринкового моделювання або структури покриття навантаження.
- Розташування об'єктів генерації та споживання з урахуванням регіональних особливостей.
- Припущення щодо майбутнього розвитку мережі.

З практичної точки зору, електрична схема розподільних установок повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі за допомогою автоматичних засобів управління.

Для нового будівництва електричних мереж з напругою від 6 кВ до 750 кВ існують типові схеми розподільних установок, які детально описані в

"Правилах улаштування електроустановок" в таблицях 4.2.10-4.2.13. Ці схеми повинні використовуватися під час будівництва. Перед початком будівництва рекомендується використовувати математичні методи для визначення найоптимальніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- Симплекс-метод, що допомагає визначити найменш вартісний варіант схеми підключення нових споживачів.
- Метод динамічного програмування, який визначає найкращу послідовність будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій. Після затвердження конфігурації та послідовності будівництва мережі, визначаються такі параметри, як номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють заплановану конфігурацію мережі тощо. При розробці проекту встановлюється відповідна кількість та тип обладнання, визначаються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, а також вибирається оптимальний розподіл джерел реактивної потужності і необхідні засоби для регулювання напруги з метою досягнення економічності.

Дослідження методів діагностування силових трансформаторів є важливою областю в електроенергетиці, оскільки силові трансформатори є ключовими компонентами в електричних мережах, відповідальними за передачу та розподіл електроенергії. Діагностика цих трансформаторів дозволяє виявити дефекти та попередити аварії, що забезпечує надійність та безперервність електропостачання. Основні методи діагностування силових трансформаторів:

1. Аналіз розчинених газів (DGA - dissolved gas analysis)

Цей метод ґрунтується на аналізі газів, що розчиняються в трансформаторній оливі. Під час роботи трансформатора можуть утворюватися різні гази в результаті розкладу ізоляції та масла. Аналіз концентрації таких газів, як водень, метан, етилен, ацетилен, дозволяє виявити різні типи дефектів, включаючи перегрів, корону та дугові розряди.

2. Аналіз часткових розрядів (partial discharge analysis)

Цей метод спрямований на виявлення часткових розрядів, які можуть виникати в ізоляційній системі трансформатора. Часткові розряди є ознакою деградації ізоляції і можуть призвести до серйозних пошкоджень. Аналіз часткових розрядів включає вимірювання імпульсів, що виникають внаслідок розрядів, та їх подальшу інтерпретацію.

3. Тепловізійна діагностика

Використання інфрачервоних камер дозволяє виявити перегрів трансформаторних обмоток і контактів. Перегрів може бути ознакою надмірного навантаження, поганого контакту або інших дефектів. Тепловізійна діагностика є швидким та неінвазивним методом.

4. Аналіз ізоляційних матеріалів

Цей метод включає вимірювання таких параметрів, як вологість, діелектричні втрати та опір ізоляції. Стан ізоляції є критичним для надійної роботи трансформатора. Вологість та інші фактори можуть призводити до погіршення ізоляційних властивостей і, як наслідок, до пробойів.

5. Вібраційний аналіз

Вимірювання вібрацій трансформатора дозволяє виявити механічні дефекти, такі як пошкодження обмоток або магнітопроводу. Вібраційний аналіз може допомогти виявити проблеми на ранніх стадіях і запобігти серйозним пошкодженням.

6. Фазорний аналіз (phasor measurement units - PMU)

Цей метод включає вимірювання напруги та струмів трансформатора для аналізу його електричних характеристик. Використання фазорних аналізаторів дозволяє оцінити стан трансформатора під навантаженням та виявити відхилення від нормальної роботи.

7. Моделювання та прогнозування на основі штучного інтелекту

Застосування методів штучного інтелекту, таких як нейронні мережі та генетичні алгоритми, дозволяє створювати моделі для прогнозування залишкового ресурсу трансформаторів. Ці методи можуть аналізувати великі

обсяги даних, отриманих з різних датчиків, та робити висновки про стан обладнання.

Сучасні дослідження в області діагностики силових трансформаторів зосереджені на інтеграції різних методів для підвищення точності та надійності діагностики. Поєднання традиційних методів з новітніми технологіями штучного інтелекту та великих даних (Big Data) дозволяє створювати більш точні та адаптивні системи діагностики. Це, в свою чергу, сприяє підвищенню ефективності технічного обслуговування та зниженню ризику аварій в електромережах.

Таким чином, дослідження методів діагностування силових трансформаторів є багатогранною та важливою областю, що включає як традиційні підходи, так і новітні технології, спрямовані на забезпечення надійної та безперебійної роботи електричних мереж.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є дослідження методів діагностування силових трансформаторів при розвитку електричної мережі.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**: визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі; на основі аналізу основних техніко-економічних показників роботи фрагменту електричної мережі визначити доцільність виконання оптимізації; дослідити методи діагностування силових трансформаторів.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична мережа напругою 110/10 кВ. **Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи динамічного програмування. Під час визначення оптимальної схеми електричної мережі використовується симплекс-метод.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Метод найменших квадратів дозволяє знайти аналітичний вираз $P'_{\max}(T)$, який найточніше відповідає залежності максимальної потужності від часу, з мінімальною похибкою. Цей метод дозволяє замінити функцію $P_{\max}(T)$, представлену у табличному вигляді, аналітичним виразом.

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

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

Для визначення числових коефіцієнтів a' та b' використовується метод найменших квадратів, який базується на мінімізації виразу відповідно до цього методу:

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

Після застосування процесу диференціювання до вхідної функції, кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' представлена таким виглядом:

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20175 \cdot b' = 882, \\ 20175 \cdot a' + 40703145 \cdot b' = 1779654. \end{cases}$$

звідки $a' = -5267,35$, $b' = 2,65455$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2,65455T - 5267,35$$

За допомогою редактора Excel отримаємо апроксимаційну характеристику, також її коефіцієнти (рис 1.1).

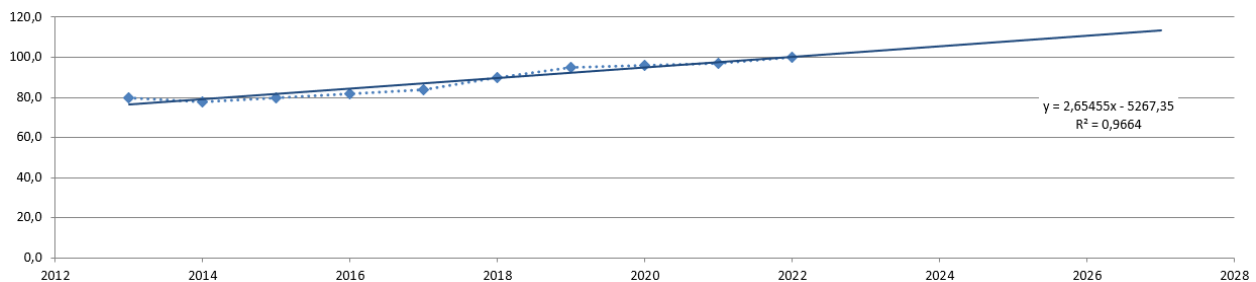


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи представлений графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що передбачається збільшення загального навантаження до 113,4 % від проектної потужності електромережі до 2027 року, що на 13,4т% перевищує прогноз. Таким чином, для забезпечення надійності та якості електропостачання необхідно вжити заходів, таких як перевірка відповідності прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму існуючої електричної мережі

Результати розрахунків максимального навантаження для існуючої мережі, враховуючи прогноз, свідчать про те, що напруги в усіх вузлах відповідають установленим обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв.

На основі аналізу режиму максимального навантаження існуючої мережі, представленого в додатку, встановлено, що напруги в усіх вузлах відповідають установленим обмеженням або можуть бути узгоджені з ними за допомогою доступних регулюючих пристроїв.

Перевіривши струмові навантаження ліній електропередачі та трансформаторів, було встановлено, що основне обладнання працює у

режимах, які є економічними або наближеними до них. Втрати в електроенергії в електричній мережі відносно невеликі:

- в ПЛЕП – 0,84 МВт;
- в трансформаторах – 0,82 МВт з них холостого ходу 0,51 МВт та навантажувальні 0,32 МВт.

Було проведено аналіз відповідності струмових навантажень ліній передачі електроенергії та трансформаторів. Результати свідчать про те, що основне обладнання функціонує в економічних режимах або наближених до них, що відображено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	201-2	2-14	13-207	206-11
Марка проводу	АС-185	АС-120	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	510	380	450	380
Розрах. струм, А	37	41	20	22

У зоні, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередавання мають достатній резерв щодо пропускної здатності для забезпечення нових споживачів електроенергії та забезпечення необхідних рівнів напруги в вузлах, як це вказано у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	2	14	206	11
Напруга вузла, кВ	113,41	113,81	113,68	113,57

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень вказує на те, що струмове навантаження ПЛЕП 110 кВ (табл. 1.1) є незначним у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це створює можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без необхідності внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

З урахуванням розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2), можна визначити, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна проводити 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 території, де передбачається розширення електричних мереж, існуючі лінії електропередачі мають достатній залишковий резерв пропускної здатності для забезпечення перевезення 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 113,68 кВ; вузол №14 - Турбів з рівнем напруги 113,81 кВ, №206 - Оленівка з рівнем напруги 114,67 кВ та вузол №11 Липовець – 113,57 кВ.

Оцінюючи розташування нових підстанцій та їх відстань до існуючої мережі, ми створили максимальний граф (рис. 1.2), який враховує всі можливі сценарії приєднання нових підстанцій.



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.

Неможливо вирішити ці питання одночасно у вигляді єдиної математичної моделі. 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. Отже, для моделювання процесу розвитку електричної мережі, функція мети може бути виражена як нелінійна функція з лінійними та нелінійними обмеженнями на змінні P_i .

Для застосування симплекс-методу цільова функція може бути лінеаризована відносно вибраних змінних.

У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати 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 провoda на i -тій ЛЕП; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від P_i^2 ; l_i - довжина i -ї ЛЕП в км; P_i - потужність i -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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 на ділянках ЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 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 (4720 год/рік для $T_{нб} = 6100$ год/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 3,68 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

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
2	501	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	2,275	5162,6
14	503	2,1	14,7	110	1573,680	0,131	7402,6	3,412	7743,8
206	503	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	2,925	6637,6
11	502	1,3	9,1	110	1573,680	0,131	4582,6	2,112	4793,8
501	504	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	4,062	9218,8
504	502	1,1	7,7	110	1573,680	0,131	3877,5	1,787	4056,3
504	503	1,9	13,3	110	1573,680	0,131	6697,6	3,087	7006,3
502	503	1,4	9,8	110	1573,680	0,131	4935,1	2,275	5162,6

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 квадратичної цільової функції
дисконтованих витрат типу $B_d = a + b \cdot P^2$

Назва ЛЕП	Довжина, км	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадратичн. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн	Коефіцієнт а1, тис. грн	Коефіцієнт b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (потужність 1.2Р), тис. грн
100-501	2,5	16861,3	16229,8	17633,0	15107,3	95,064	16861,3	16510,5	17212,0
101-501	1,4	9442,3	9088,7	9874,5	8460,1	53,236	9442,3	9245,9	9638,7
504-5	2,5	16861,3	16229,8	17633,0	15107,3	95,064	16861,3	16510,5	17212,0
503-6	1,4	9442,3	9088,7	9874,5	8460,1	53,236	9442,3	9245,9	9638,7
501-502	1,5	10116,8	9737,9	10579,8	9064,4	57,038	10116,8	9906,3	10327,2
502-503	0,8	5395,6	5193,5	5642,6	4834,3	30,420	5395,6	5283,3	5507,9
503-504	1,8	12140,1	11685,5	12695,7	10877,3	68,446	12140,1	11887,5	12392,7
502-504	1,7	11465,7	11036,3	11990,4	10273,0	64,643	11465,7	11227,1	11704,2

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 $B_d = c \cdot P$

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
100-501	2,5	18,5	16861,3	16528,0	17229,6	913,9	16861,3	15175,1	18547,4
101-501	1,4	18,5	9442,3	9255,7	9648,6	511,8	9442,3	8498,1	10386,5
504-5	2,5	18,5	16861,3	16528,0	17229,6	913,9	16861,3	15175,1	18547,4
503-6	1,4	18,5	9442,3	9255,7	9648,6	511,8	9442,3	8498,1	10386,5
501-502	1,5	18,5	10116,8	9916,8	10337,7	548,3	10116,8	9105,1	11128,4
502-503	0,8	18,5	5395,6	5289,0	5513,5	292,4	5395,6	4856,0	5935,2
503-504	1,8	18,5	12140,1	11900,2	12405,3	658,0	12140,1	10926,1	13354,1
502-504	1,7	18,5	11465,7	11239,0	11716,1	621,4	11465,7	10319,1	12612,2

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

2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод - це метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому виконується систематичний рух по опорних планах з метою знаходження оптимального розв'язку. Цей метод також відомий як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням вибраних критеріїв та параметрів, які підлягають оптимізації з математичної точки зору, задача оптимізації формулюється наступним чином:

мінімізувати

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

при обмеженнях:

$$\left. \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = b_2 \\ \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = b_m, \\ x_i \geq 0; i = \overline{1, n}; n > m. \end{array} \right\} \quad (2.4)$$

Розв'язання задачі лінійного програмування (2.3) згідно з умовами (2.4) за допомогою симплекс-методу (СМ) включає два етапи:

1. I-ий етап СМ включає процес приведення системи обмежень та цільової функції до канонічного вигляду.

2. II-ий етап СМ включає оптимізацію цільової функції, яка була отримана на першому етапі. Це досягається за допомогою Симплекс-алгоритму (СА).

Використання СМ для розв'язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.4) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Оскільки модель була побудована з урахуванням заданих напрямків потужності в максимальному графі, може виникнути ситуація, коли деякі змінні приймають від'ємні значення. Це протиріччя може бути вирішено шляхом введення додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. рис. 2.1 та 2.5.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-503	206-503	11-502	501-504	504-501	504-502	502-504	504-503	503-504	502-503	503-502	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,40	15,40
502	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	8,20	8,20
503	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	-4,00	-4,00
504	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,80	9,80
Коефіцієнти цільової функції	304,708	835,620	786,466	301,992	1032,237	1032,237	393,233	493,753	540,695	976,537	589,849	589,849	0,000	0,000		0,000
Потужності ЛЕП	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																0,000

Рисунок 2.1 – Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця 1)

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
	2-501	14-503	206-503	11-502	501-504	504-501	504-502	502-504	504-503	503-504	502-503	503-502	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,40	0,00
502	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	8,20	0,00
503	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	-4,00	0,00
504	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,80	0,00
Коефіцієнти цільової функції	304,708	835,620	786,466	301,992	1032,237	1032,237	393,233	493,753	540,695	976,537	589,849	589,849	0,000	0,000		15690,306
Потужності ЛЕП	15,400	0,000	0,000	14,000	0,000	0,000	0,000	5,800	0,000	4,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	4935,061	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	3877,548	0,000	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000		20092,748
Змінні складові витрат	539,526	0,000	0,000	414,040	0,000	0,000	0,000	60,130	0,000	49,399	0,000	0,000	0,000	0,000		1063,095
Дискontовані витрати, тис. грн																21155,843

Рисунок 2.2 – Результат пошуку рішення за допомогою Excel

У контексті симплекс-методу, необхідно внести корективи до коефіцієнтів цільової функції, оскільки перетоки по лініям можуть змінюватись. Внаслідок цього, ми змінюємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок, як показано на рис. 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-503	206-503	11-502	501-504	504-501	504-502	502-504	504-503	503-504	502-503	503-502	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,40	0,00
502	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	8,20	0,00
503	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	-4,00	0,00
504	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,80	0,00
Коефіцієнти цільової функції	355,493	1032,237	884,774	356,900	1228,853	1228,853	540,695	678,910	933,928	1686,745	688,158	688,158	0,000	0,000		19877,132
Потужності ЛЕП	15,400	0,000	0,000	14,000	0,000	0,000	0,000	9,800	0,000	0,000	0,000	4,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	4935,061	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	3877,548	0,000	0,000	0,000	4935,061	0,000	0,000		18330,226
Змінні складові витрат	539,526	0,000	0,000	414,040	0,000	0,000	0,000	171,667	0,000	0,000	0,000	36,399	0,000	0,000		1161,633
Дискontовані витрати, тис. грн																19491,859

Рисунок 2.3 – Внесення змін в вартісні коефіцієнти шляхом модифікації перетоків потужності через лінії

Після остаточно уточнення отримаємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
	2-501	14-503	206-503	11-502	501-504	504-501	504-502	502-504	504-503	503-504	502-503	503-502	0-0	0-0		
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	15,40	0,00
502	0	0	0	1	0	0	1	-1	0	0	-1	1	0	0	8,20	0,00
503	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	-4,00	0,00
504	0	0	0	0	1	-1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	9,80	0,00
Коефіцієнти цільової функції	355,493	1032,237	884,774	356,900	1228,853	1228,853	540,695	413,185	933,928	933,928	688,158	1242,865	0,000	0,000		16603,371
Потужності ЛЕП	15,400	0,000	0,000	14,000	0,000	0,000	0,000	5,800	0,000	4,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
Постійні складові витрат	4935,061	0,000	0,000	4582,557	0,000	0,000	0,000	3877,548	0,000	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000		20092,748
Змінні складові витрат	539,526	0,000	0,000	414,040	0,000	0,000	0,000	60,130	0,000	49,399	0,000	0,000	0,000	0,000		1063,095
Дискontовані витрати, тис. грн																21155,843

Рисунок 2.4 – Остаточний варіант

Оскільки потоки змінились малозначно, а вартість значно зросла, ми повертаємось до попередньої ітерації і вважаємо її оптимальною.

У таблиці на рис. 2.3 представлено схему ЕМ, яка забезпечує мінімальні витрати. Графічне зображення цієї схеми подано на рис. 2.6. Проте ця схема не відповідає вимогам надійності для нових споживачів, тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для створення замкнутих контурів.

Таким чином, було вирішено побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 501-504 довжиною 17,5 км, щоб забезпечити живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення, а лінію 504-503 13,3 км прокладати дволанцюговою. Отримана конфігурація мережі дозволить задовольнити потреби всіх споживачів відповідно до їх категорій. Таке рішення зміцнить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить існуючі ЛЕП.

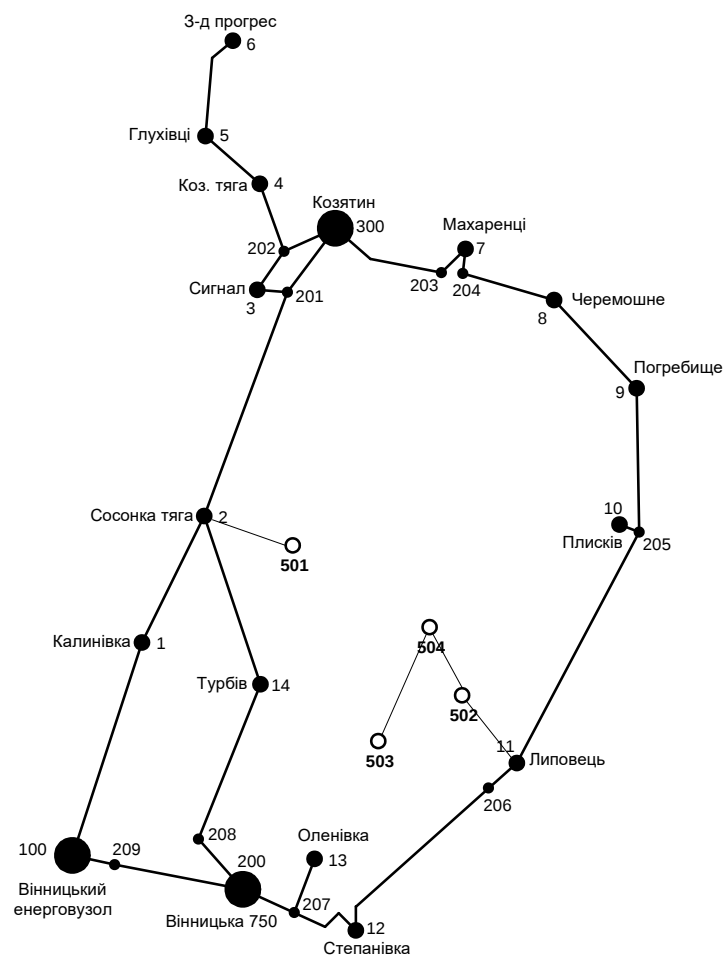


Рисунок 2.5 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

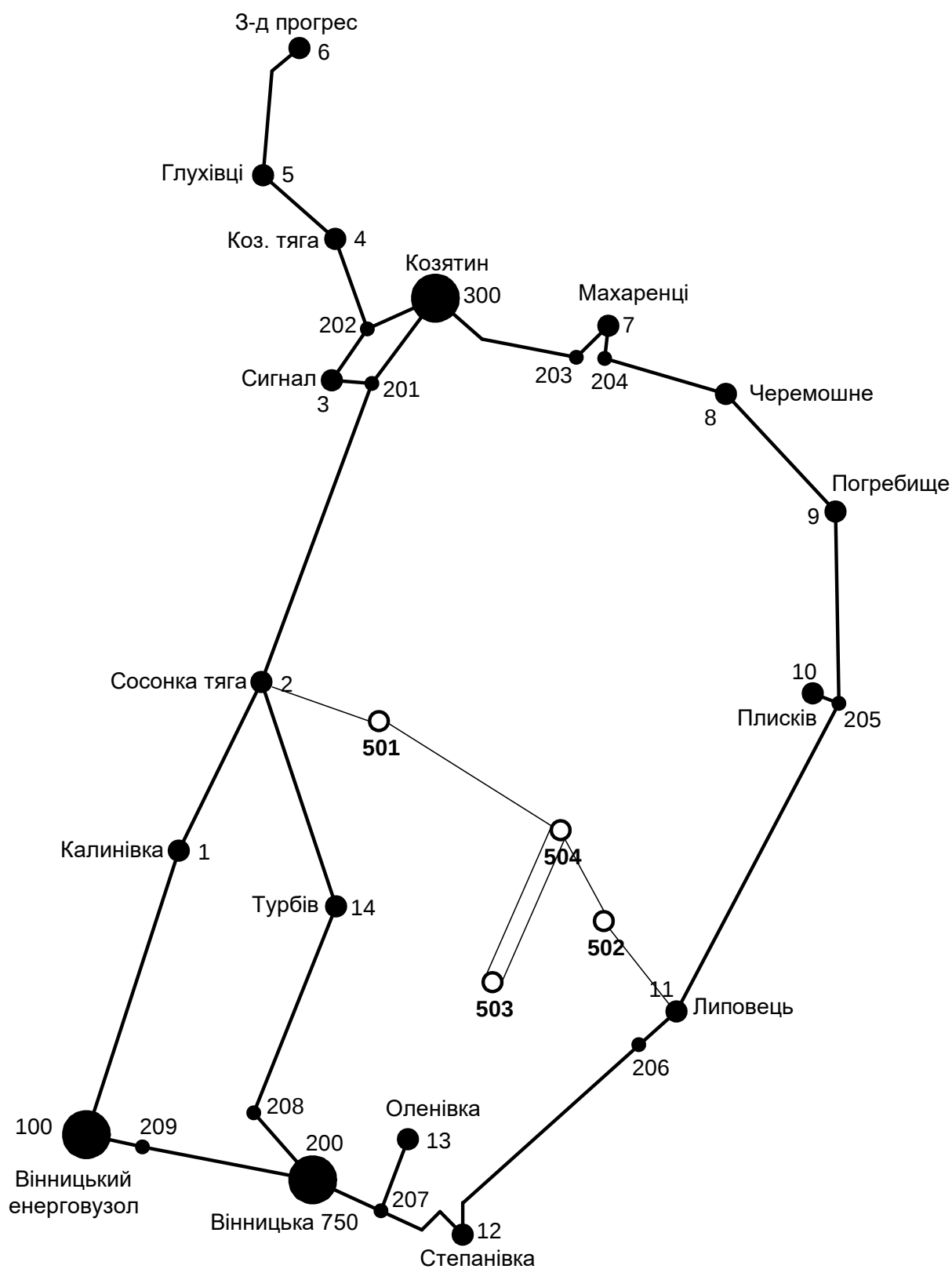


Рисунок 2.6 – Оптимальна конфігурація електричної мережі з урахуванням вимог до надійності для споживачів першої категорії

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

У енергетичній галузі, для вирішення задач оптимізації, які пов'язані з плануванням перспективного розвитку електромереж і враховують часовий фактор, використовуються не лише методи лінійної та нелінійної оптимізації, але й метод динамічного програмування.

Динамічне програмування відноситься до методів нелінійного програмування і дозволяє оптимізувати багатокрокові процеси для функцій з багатьма змінними. При використанні динамічного програмування, операція розбивається на послідовні кроки, на кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

3.1 Визначення оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Необхідно розробити схему електричної мережі для забезпечення електропостачання нових навантажень, які будуть введені протягом двох років у вузлах 701, 702, 703, 704.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

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

Для вирішення вказаних задач (3.1), можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема, метод динамічного програмування.

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

На прямому етапі рухаючись від першого року до останнього, визначається умовно оптимальна схема електричної мережі. Кожен крок обирається таким чином, щоб сумарні витрати на поточний та наступний рік були мінімальними.

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

Таким чином, перша етап включає розрахунок витрат на перший рік, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Отриманий результат відображає оптимальні дисконтовані витрати.

Проте, через невідомість варіантів наступних років на попередніх етапах, отриманий розв'язок є наближеним і потребує подальшого уточнення.

На другому етапі здійснюється рух від останнього року до першого, де уточнюються параметри електричної мережі та траєкторія оптимального будівництва згідно з критерієм (3.3).

Задача динамічного програмування формулюється з використанням цільової функції (3.1), де функція витрат 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: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Тому, згідно з завданням для оптимізації ЕМ, що розглядається:

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

З Excel беремо a_i та b_i . Врахуємо обмеження на найбільшу довжину побудованої лінії електропередавання впродовж року, які виражаються у нерівності $L_{\max} \leq 35$ км, а також враховуються обмеження щодо балансу потужностей.

Перший крок. Впродовж 4-х років потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 501, 502, 503, 504. В зв'язку з тим, що за 1 рік не можна вводити більше ніж 35 км ліній, то поступово підключатимемо нових споживачів.

Варіант №2

1-ий рік – будуємо одноланцюгову лінію до пунктів 2-501. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{2-501} = 9,8 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За виразом (3.4) розраховуються B_t для кожної ЛЕП, що будується впродовж 1-го року. Аналогічно виконуємо розрахунки для інших варіантів розвитку схеми. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

Другий крок. Для другого року, врахувавши розвиток на 1-му році, формуємо варіанти електропостачання. Для кожного варіанту другого року враховуємо обмеження по введеній довжині ЛЕП.

На другому році розвитку для варіанту 1 будуємо одноланцюгову ЛЕП 501-504. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

Третій крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. Аналогічно враховуємо обмеження по введеній довжині ЛЕП для кожного варіанту третього року. Для варіанту 2 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 504-503 та 502-11. Результати розрахунків подано в табл. 3.3.

Четвертий крок. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці. І так само для кожного варіанту третього року враховується обмеження по введеній довжині лінії. Для варіанту 2 на третьому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 504-502. Результати розрахунків подано в табл.3.4.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
1	1	11-502	9,1	18	16,8	5266,789	9316,075	8317,924	8317,924
		502-504	7,7	9,8		4049,286			
	2	2-501	9,8	15,4	9,8	5474,487	5474,487	4887,935	4887,935

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
2	11	504-503	13,3	4	13,3	10071,5	10071,5	8028,942	16346,87
	12	501-504	17,5	9,8	17,5	9202,922	9202,922	7336,513	15654,44
	13	2-501	9,8	15,4	9,8	5474,487	5474,487	4364,228	12682,15
	14	2-501	9,8	15,4	23,1	5474,487	12468,71	9939,978	18257,9
		504-503	13,3	9,8		6994,221			
	21	501-504	17,5	15,4	17,5	9775,87	9775,87	7793,263	12681,2
	22	11-502	9,1	18	16,8	5266,789	9316,075	7426,718	12314,65
		502-504	7,7	9,8		4049,286			

Таблиця 3.3 - Можливі варіанти розвитку для третього року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
3	111	501-504	17,5	15,4	17,5	9775,87	9775,87	6958,271	23305,14
	112	2-501	9,8	9,8	9,8	5153,637	5153,637	3668,257	20015,12
	121	2-501	9,8	16,42	23,1	5548,28	15619,78	11117,85	26772,29
		504-503	13,3	4		10071,5			
	131	501-504	17,5	9,8	17,5	9202,922	9202,922	6550,458	19232,61
	132	504-503	13,3	4	13,3	10071,5	10071,5	7168,698	19850,85
	141	501-504	17,5	0,99	17,5	8816,979	8816,979	6275,752	24533,65
	211	504-502	7,7	9,8	16,8	4049,286	9316,075	6630,998	19312,2
		502-11	9,1	18		5266,789			
	212	504-503	13,3	4	13,3	10071,5	14009,32	9971,557	22652,75
		504-502	7,7	5,8		3937,814			
	213	504-503	13,3	4	22,4	6747,25	11471,97	8165,519	20846,72
		502-11	9,1	8,2		4724,717			
	221	501-504	17,5	15,4	17,5	9775,87	9775,87	6958,271	19272,92
	222	503-504	13,3	4	13,3	10071,5	10071,5	7168,698	19483,35

Таблиця 3.3.1 - Можливі варіанти розвитку для четвертого року

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві,сум	Bt	Вартість
4	1111	2-501	9,8	16,42	9,8	5548,28	5548,28	3526,032	26831,17
	1121	501-504	17,5	0,99	17,5	8816,979	8816,979	5603,35	25618,47
	1311	504-503	13,3	4	13,3	10071,5	10071,5	6400,623	25633,23
	1321	501-504	17,5	0,99	17,5	8816,979	8816,979	5603,35	25454,2
	2111	504-503	13,3	4	13,3	10071,5	10071,5	6400,623	25712,82
	2121	502-11	9,1	13	9,1	4939,553	4939,553	3139,175	25791,93
	2131	504-502	7,7	4,81	7,7	3919,05	3919,05	2490,627	23337,34
	2211	503-504	13,3	4	13,3	10071,5	10071,5	6400,623	25673,55
	2221	501-504	17,5	0,99	17,5	8816,979	8816,979	5603,35	25086,7

3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з табл. 3.3 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 2131 приєднання підстанцій 501, 502, 503, 504 спричинило зміни перетоків потужності в лініях електропередавання, які були побудовані

на 1-му, 2-му та 3-му роках. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Уточнення перетоків потужності для оптимальної схеми згідно динамічного програмування

варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вт	Вартість
2	2-501	9,8	16,42	9,8	5548,28	5548,28	4953,821	4953,821
21	501-504	17,5	0,99	17,5	8816,979	8816,979	7028,842	11982,66
213	504-503	13,3	4	22,4	6747,25	11686,8	8318,435	20301,1
	502-11	9,1	13		4939,553			
2131	504-502	7,7	4,81	7,7	3919,05	3919,05	2490,627	22791,73

Використання схеми, обраної за симплекс-методом та розрахункових потужностей у лініях має змогу скоротити кількість обчислень, оскільки використання зворотного ходу виявляється непотрібним.

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

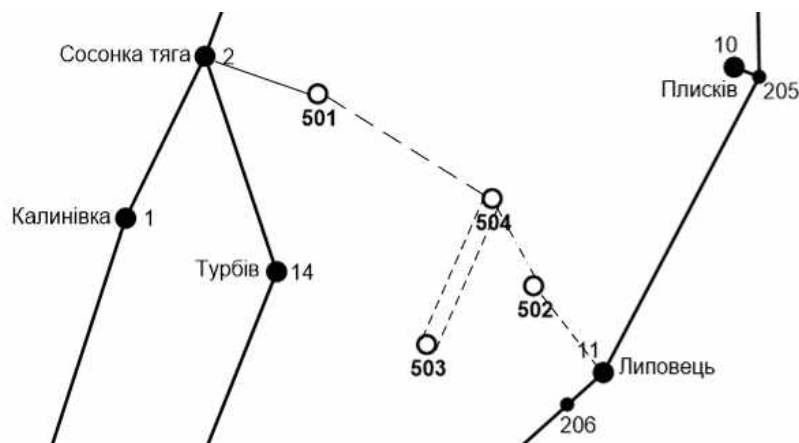


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

На першому році:

————— будівництво лінії електропередач: 2-501;

На другому році:

----- будівництво ліній електропередач: 501-504;

На третьому році:

-----будівництво ліній електропередач: 504-503 та 11-502;
На четвертому році:
-----будівництво ліній електропередач: 504 - 502.

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Використовуючи значення максимальних навантажень нових споживачів розраховуємо імовірне навантаження на головних ділянках ЛЕП за допомогою ПК «ВТРАТИ».

Згідно отриманих даних та використовуючи таблицю 2.5.16 ПУЕ обираємо рекомендований переріз проводу майбутніх ліній – алюміній 240 мм² для ЛЕП 110 кВ, 1 провід у фазі.

Після вибору оптимальної схеми ЕМ розраховуємо режими максимальних навантажень та визначають струми у окремих ЛЕП $I_{\max}$ та з урахуванням середніх темпів зростання навантаження та співпадіння максимумів за виразом 3.5:

$$I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6100$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки $T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_I = 1$.

$$I_{\text{розр}2-501} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_L|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_L} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{19,43}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 139,25 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-504} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{1,33}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 9,54 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-502} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{5,9}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 21,12 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-11} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{15,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 108,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}504-503} = 1,3 \cdot 1,05 \cdot \frac{4,03}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 14,43 \text{ (A)}.$$

За табл. 1.3.50 ПУЕ визначимо щільність струму для заданого часу використання максимуму навантаження $T_{\text{нб}}$ (6100 год), та розрахуємо економічний переріз проводу для окремих ЛЕП за формулою 3.6:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}}; \quad (3.6)$$

$J_{\text{ек}}$ для алюмінієвих проводів з часом максимуму навантаження понад 5000 годин становить – 0,8 – 0,6 А/мм².

$$F_{\text{розр}101-501} = \frac{I_{\text{розр}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{157,82}{0,7} = 225,46(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}501-502} = \frac{76,66}{0,7} = 109,5(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}502-503} = \frac{30,35}{0,7} = 45(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}503-504} = \frac{81}{0,7} = 115,7(\text{мм}^2);$$

$$F_{\text{розр}504-5} = \frac{38,74}{0,7} = 55,34(\text{мм}^2).$$

Згідно ПУЕ мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. За результатами приймаємо АС-240/39 для усіх ділянок мережі.

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

1й – розрив лінії 2-501;

2й – розрив лінії 2-501 та відсутня генерація на СЕС (503);

3й – розрив лінії 11-502;

4й – розрив лінії 11-502 та відсутня генерація на СЕС (503);

5й – розрив однієї лінії 504-503.

Отримані результати представлені у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа, А max	Іпа Доп.	Марка проводу
2-501	0	0	251,54	276,9	139,25	276,9	605	АС-240/39
501-504	131	131,1	120,12	145,4	9,54	145,4		АС-240/39
504-502	91,9	104,3	33,8	33,8	12,15	104,3		АС-240/39
502-11	252,6	277,84	0	0	108,9	277,84		АС-240/39
504-503	14,42	1,6	14,42	1,61	28,9	28,9		АС-240/39

За проведеними розрахунками, було визначено, що струми у вітках значно менші за допустимі, а тому вибрані марки проводів повністю відповідають необхідним параметрам.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

У роботі не проведено детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях в нормальних режимах, враховуючи графік роботи, коефіцієнт початкового навантаження та температуру навколишнього середовища. З цієї причини в практиці проектування може виникати ситуація, коли потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях обирається з урахуванням допустимого перевантаження після аварійних режимів на 40% протягом максимальної загальної добової навантаженості, але лише впродовж максимум 6 год. але не довше п'яти днів.

Вибір трансформаторів здійснюється згідно таких критеріїв:

1. Якщо на підстанції присутні споживачі 1-ої категорії, то повинно бути встановлено не менше двох трансформаторів.
2. На підстанціях, які забезпечують електропостачання споживачів 2-ої і 3-ої категорій, допускається встановлення одного трансформатора, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше однієї доби, хоча такі можливості в даний час є досить обмеженими.

Вибір трансформаторів здійснюється на підставі наступного виразу:

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

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

Для 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{18,3}{1,4 \cdot (2-1)} = 13,07 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних трансформатора з номінальною потужністю 16.0 МВА.

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

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, що задовольняє технічним умовам експлуатації. Результати проведених розрахунків свідчать, що трансформатори, які були обрані з врахуванням встановленої потужності, здатні не лише забезпечити надійне електропостачання споживачів, але й сприяють розвитку споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій був здійснений за аналогічними принципами, і отримані результати можна знайти в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
501	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	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 4.2

$$K_3 = \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot S_H} \leq 0.7 - 0.8. \quad (4.2)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{31.па} = \frac{18,3}{2 \cdot 16} = 0,57 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{32.па} = \frac{9,48}{2 \cdot 10} = 0,47 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{33.па} = \frac{4}{1 \cdot 6,3} = 0,63 \leq 0,7 - 0,8;$$

$$K_{34.па} = \frac{10}{2 \cdot 10} = 0,56 \leq 0,7 - 0,8.$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у режимі максимальних навантажень у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає $\leq 0,7-0,8$, 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. Аналогічно вибираємо трансформатори для інших підстанцій та зводимо отримані результати до табл. 4.1.

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, а також роль і положення підстанції в електричній мережі, включаючи лінії і трансформатори.

Електрична схема підстанції повинна відповідати наступним функціям, враховуючи її місце в електричній мережі:

- Забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах згідно з вимогами надійності електропостачання та наявністю резервних джерел живлення.
- Забезпечувати надійний транзит потоків електроенергії через підстанцію у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах залежно від значення для конкретного ділянки мережі.
- Враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку навантаження мережі та інші фактори. Розвиток підстанції має відбуватися етапами, з врахуванням простоти і економічності, мінімізуючи роботи з реконструкції і забезпечуючи мінімальне обмеження електропостачання споживачів.
- Враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

При проектуванні нових підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, переважно використовуються електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13.

При будівництві нових електричних підстанцій з напругою від 6 кВ до 750 кВ, рекомендується застосовувати переважно електричні схеми розподільних установок, які можна знайти в таблицях 4.2.10-4.2.13 [1]. Для забезпечення підвищеної надійності та безпеки обслуговування підстанцій, ці схеми повинні бути оснащені комутаційними елементами та додатковими компонентами, які відповідають вимогам СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Принципові

схеми електричних розподільних установок напругою від 6 кВ до 750 кВ для електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 501, 502, 503 та 504 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції, становить дві, для цих вузлів була обрана схема "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів" (рис. 5.1).

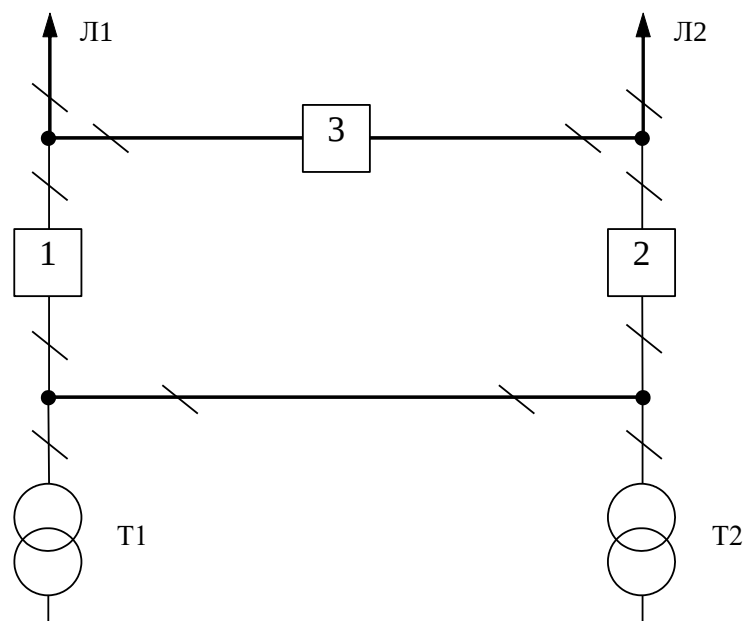


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

Наведена схема забезпечує транзит електричної енергії при відмові або виведенні в ремонт одного з елементів РП на стороні вищої напруги підстанції.

Для вузла 503 обираємо схему «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами», оскільки підстанція є тупиковою та має 2 приєднання (рис. 5.2).

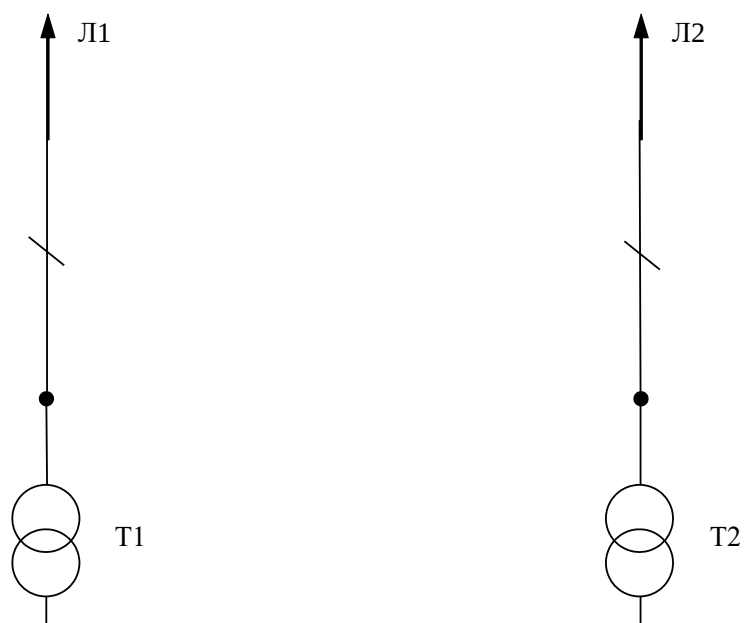


Рисунок 5.2 – Схема розподільчого пристрою вузлів 503

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

Для вузла 504 обираємо схему «Одна робоча і обхідна система шин», оскільки вузол має 4 приєднання і живить вузол 503.

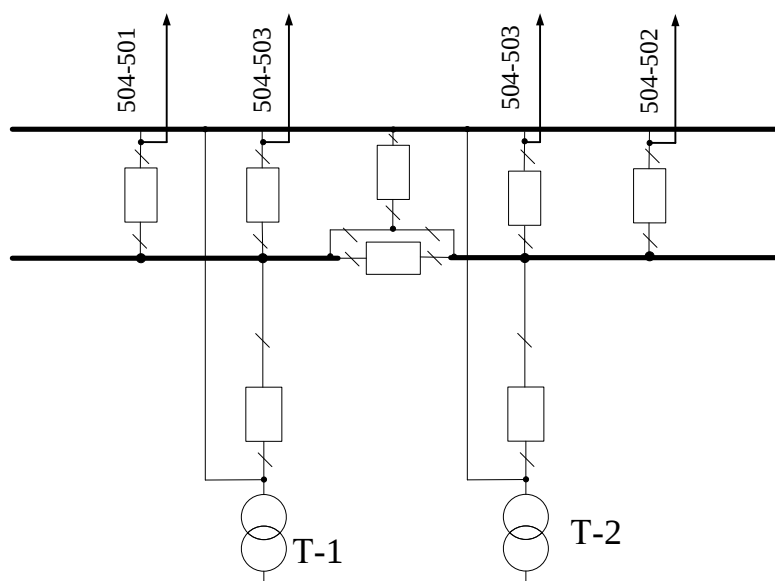


Рисунок 5.3 – Схема розподільчого пристрою вузлів 504

5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для вузла Сосонка-тяга (вузол 2) пропонується залишити наявну схему – «Одна секціонована робоча та обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови по можливим приєднанням (рис. 5.3).

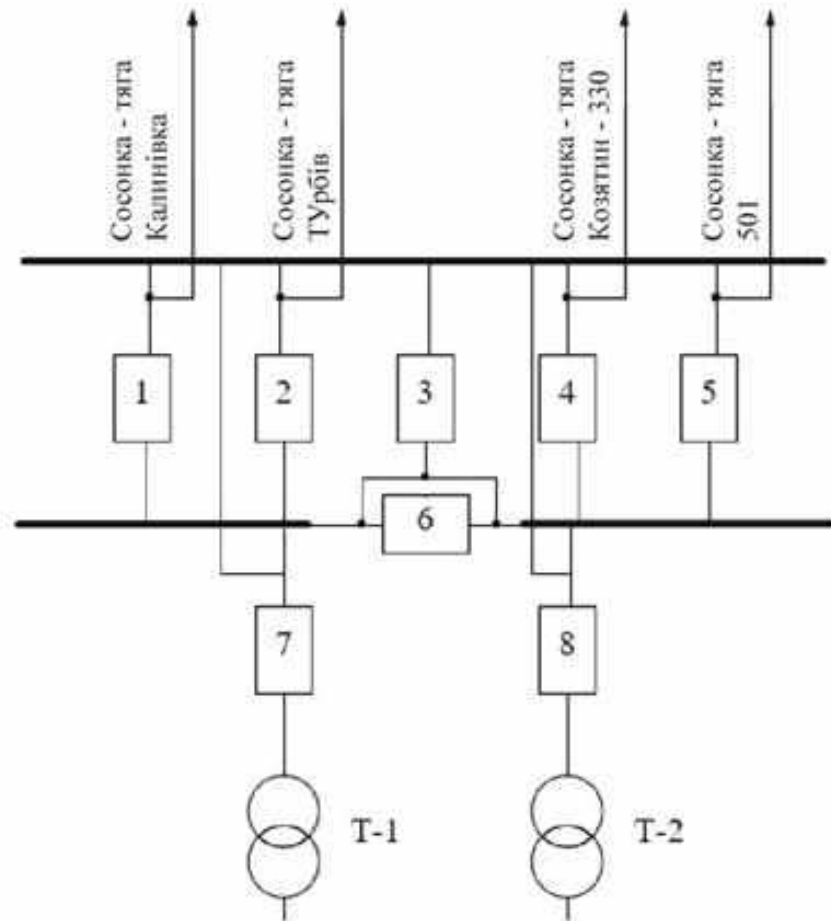


Рисунок 5.2 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

Для вузла Липовець (вузол 11) пропонується залишити схему ПС «Одна секціонована робоча та обхідна системи шин» (рис. 5.4).

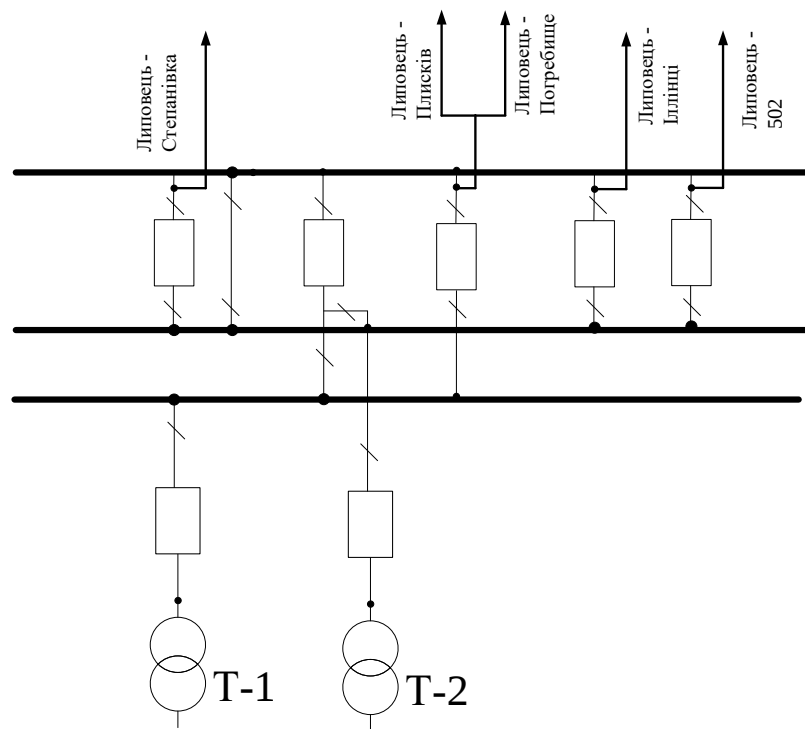


Рисунок 5.5 – Одна секціонована система збірних шин з обхідною

5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Виконання розрахунків надійності схем розподільчих пристроїв (РП) включає в себе оцінку ймовірностей відключень елементів (таких як лінії, трансформатори, генератори), які комутуються в РП, а також поділ РП на електрично незалежні частини. Крім того, розрахунки враховують тривалість аварійного відключення елементів, а також час, необхідний для ремонту та розділення РП після відмов вимикачів РП та самого комутуючого обладнання в нормальних і ремонтних режимах. Надалі буде наведений розрахунок для схеми підстанції з генеруванням 502.

Використовуємо для визначення показників надійності формалізований метод, а саме - табличний метод В.Д. Тарівердієва. Вихідні дані:

- параметри потоку раптових відмов вимикачів розподільних пристроїв та елементів, що комутуються, ω_i (1/рік);
- тривалість планових ремонтів T_{Π} (год);

- час поновлення вимикачів T_B (год);
- час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год);
- періодичність m (1/рік);
- час для відключення (включення) роз'єднувача T_P (год).

Проводимо розрахунок відповідно до форми таблиці 5.1. У лівому стовпці виписуємо елементи і наслідки відмов, що розглядаються, а також відповідні параметри потоку відмов. У верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи розподільних пристроїв – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 3 \cdot 10^{-4}$ (відносних одиниць).

Для нормального режиму роботи розподільного пристрою присвоюємо номер 0; приймаємо коефіцієнт нормального режиму:

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

де n – кількість вимикачів в розподільних пристроях.

Згідно з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,0001 = 0,9991.$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,03 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 9 \cdot 10^{-9} \text{ 1/рік.}$$

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

$$T_{B2;\Pi1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi1}),$$

де $T_{\Pi1} = 45$ год;

Тоді: $T_{B2\Pi1} = 20 - ((20)^2 / 2 \cdot 45) = 15,5$ год.

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

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов та ремонтів елементів схеми розподільчого пристрою (вузол 503)

Вимикач що відмовив	Параметр потіку відмов w_i	Вимикач, який знаходиться на плановому ремонті		
		$K_p=0,0001$		
		Q1	Q2	Q3
Q1	0,0311		G1, W1, D (W2, G2) – T_0	G2, G1, W2, W1 – T_0
			G1, W1, D (W2, G2) – T_B	G1, G2, D (W1, W2) – T_B
Q2	0,0311	G2, G1, W2, W1 – T_0		G2, G1, W2, W1 – T_0
		G1, W1, D (W2, G2) – T_B		G2, W2, D (W1, G1) – T_B
Q3	0,0311	G2, G1, W2, W1 – T_0	G2, W2, D (W1, G1) – T_0	
		G1, G2, D (W1, W2) – T_B	G2, W2, D (W1, G1) – T_B	

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 ($Z_0= 5,08$ грн./кВт·год.).

$$M_{зб} = y_0 \cdot \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.5)$$

$$W_{пик} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (5.6)$$

$$\Delta W_{нд} = \sum_j K \sum_{i=1}^n w_i \cdot P_i \cdot T_i \quad (5.7)$$

Результат розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, які відключились	P, МВт	t, год	Ko		Kp	
			W _{ЛВ}	W _{ГВ}	W _{ЛВ}	W _{ГВ}
G1, W1, D(W2,G2)	0	1	1	0	1	0
G2, G1, W2, W1	4	1	1	0	4	0
G2, W2, D(W1, G1)	0	1	1	0	1	0
G1	0	15.5	1	0	0	0
D(W1,G1), D(W2, G2)	0	15.5	1	0	0	0
G2	0	15.5	1	0	0	0
G1, W1, D(W2,G2)	0	15.5	0	0	2	0
G2, G1, D(W1,W2)	10	15.5	0	0	2	0
G2, W2, D(W1, G1)	0	15.5	0	0	2	0

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	М _{зб} , тис. грн.
20 452	0,125	636

З розрахунків можна дійти до висновку, 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.

6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

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

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

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 33,4 + 0.05 \cdot 33,4 = 31,73 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах (5 % від $\sum P_{\text{ні}}$); $K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

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

$$Q_{\Gamma} = 31,73 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 10,42 \text{ (МВАр)}.$$

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

Загальна реактивна потужність, яка споживається в районі, визначається шляхом сумування відповідних навантажень у окремих точках з урахуванням коефіцієнта одночасності. Для реактивних навантажень, цей коефіцієнт орієнтовно становить 0.95.

Розрахунок генерування реактивної потужності відрізка ЛЕП:

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

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 112,24^2 \cdot (3,02 \cdot 10^{-6} \cdot 9,8) = 0,372 \text{ (МВАр)}.$$

Аналогічно розраховуємо і для інших відрізків. Сумарна генерація реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,372 + 0,658 + 0,29 + 0,345 + 0,5 = 2,167 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 20,35 = 19,34 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 19,34 = 1,93 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 19,34 + 1,93 - 2,167 - 10,42 = 8,679 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 19,34 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 10,42 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-8550-450 УЗ на 8550 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 504.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Проводимо розрахунок встановленого режиму вхідної електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу Втрати «RVM – Hign». Цей комплекс програмного забезпечення надає можливість виконати розрахунок усталеного режиму на основі вказаної інформації про відгалуження (довжина та марка) та вузли (номінальна напруга, кількість та тип трансформаторів) вхідної електричної мережі, яка працює при напрузі 110/35/10 кВ.

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Результати розрахунків за програмою надають інформацію про втрати потужності та електроенергії в електричній мережі, а також про стан усталеного режиму. Зокрема, програма видає дані про рівні напруг у вузлах ЕМ та струмів у її вітках. Результати розрахунків усталеного режиму для вхідної електричної мережі з напругою 110/35/10 кВ наведені в додатках у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електричної енергії, результати розрахунків по вітках та результати розрахунків по вузлах.

Файл з вхідними даними, враховуючи розвиток та отримані результати розрахунків зведено в додаток Г.

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

Режим мінімальних навантажень характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. При цьому режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110 кВ.

Післяаварійний режим - це режим функціонування енергосистеми, в якому передбачено планове обмеження навантаження на певні споживачі з метою забезпечення належної надійності та якості електропостачання

залишковим частинам споживачів. Рівень напруги в балансувальних вузлах приймається на рівні 121 кВ.

Проаналізувавши отримані дані, бачимо, що напруга у всіх вузлах є допустимою, тобто не виходить за межі $\pm 10\% U_{\text{ном}}$.

Дані для визначення мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після проведення розширення подано в додатках Г, відповідно.

7.2. Регулювання напруги у мережі

Нормальна робота споживачів залежить від забезпечення стабільних значень частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Одним із основних завдань є підтримка потрібних параметрів напруги в розподільчих мережах напругою 10 кВ. Для цього використовуються трансформатори з регульованим перетворенням напруги (РПН), які здійснюють регулювання напруги в центрах живлення. У цьому розділі виконується вибір оптимальних налаштувань трансформаторів. Метою регулювання напруги є забезпечення нормативних відхилень напруги на вторинних шинах підстанцій.

Значення напруг в вузлах на високій та низькій сторонах без впливу РПН наведені у таблиці 7.1.

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	112,03	106,85	118,23
502	112,22	107,04	118,41
503	112,21	107,03	118,41
504	112,18	107	118,38

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	112,03	106,85	118,23
502	112,22	107,04	118,41
503	112,21	107,03	118,41
504	112,18	107	118,38

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

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

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

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).

$$K_{T6} = \frac{U_{BH}}{U_{HH6}}. \quad (7.3)$$

Визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, враховуючи межі регулювання і номінальний коефіцієнт трансформації.

Обрані трансформатори мають напругу ВН - 115 кВ, а НН – 10,5 кВ. Межі регулювання трансформаторів $\pm 9 \times 1.78 \%$. Дійсний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Тд}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10.5} = 10.9. \quad (7.4)$$

З урахуванням обмежень регулювання, кожен наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступній відпайці, буде обчислюватись шляхом множення розрахованого коефіцієнта трансформації ($K_{\text{Тд}}$), який визначається за виразом (7.4), на відносну кількість робочих витків, що відповідає даній відпайці. Коефіцієнт трансформації для ЕОМ, натомість, є оберненим значенням дійсного коефіцієнта трансформації. За допомогою формули (7.2) ми розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, які будуть приведені до сторони ВН.

$$\Delta U_{\text{Т501}} = \frac{(15,4) \cdot (4,68 / 2) + (9,9) \cdot (86,7 / 2)}{112,03} = 4,15 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{\text{Т501б}} = \frac{112,03 - 4,15}{10,5} = 10,27$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{\text{Т701д}} = 10,298$, що відповідає 10-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{112,03 - 4,15}{10,298} = 10,48 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Тб}	11,509	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,650	9,514	9,357	9,200

Виконуємо розрахунок для інших нових вузлів споживання схеми аналогічно і заносимо їх до таблиці 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з регулювання напруги

Номер підстан ції 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
4,15	10,274	10,47	10	10,298	0,097106	4,15
3,24	10,378	10,58	10	10,298	0,097106	3,24
0,26	10,711	10,55	8	10,611	0,094242	0,26
3,87	10,314	10,51	10	10,298	0,097106	3,87

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

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі

В роботі було проведено розрахунки для вибору оптимального варіанту розвитку 110 кВ електричної мережі, включаючи вибір головних схем вузлових та споживальних підстанцій, обладнання підстанцій та електричних мереж, аналіз режиму максимальних навантажень та розробку заходів для підтримки якості напруги в системі. Проведені розрахунки дали можливість проаналізувати економічну ефективність проекту розвитку ЕМ.

В енергетичній галузі для оцінки економічної ефективності проекту застосовується показник рентабельності капіталовкладень. Оскільки проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років, формула для цього показника матиме наступний вигляд:

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

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

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

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

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

де K_t – капіталовкладення, тис.грн.;

c – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;

ΔW_t – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

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

де P_i – активна потужність, що передається по i -тій 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 -тої ЛЕП, Ом/км;

τ – час максимальних втрат (4720 год);

ΔL_i – довжина i -тої 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 .

Капіталовкладення:

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

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

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

Підвищення обтяження, яке було визначено в результаті прогнозування навантаження на наступний період, не призвело до необхідності розширення потужності трансформаторів.

Згідно з остаточним варіантом розвитку електричної мережі, передбачено будівництво нових енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: 2-501;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501;
- спорудження додаткового приєднання на ПС «Сосонка-тяга»

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 501-504;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 504;

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 504-503 та 11-502;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502 та 503;
- спорудження додаткового приєднання на ПС «Липовець»

На четвертому році:

- будівництво ліній електропередач: 504-502.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на 1-му році показані у табл. 8.1–8.2.

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22566,38	734,56	601,984	4,916	24509,72
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
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
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	14 од.	540,624	4829,678	130,396	146,328	14	5661,026
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		926,784	7288,849	211,322	224,888	24	8675,842

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 501)

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	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	135,424
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
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			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,69	1709,318
Загальна кошторисна вартість			62452,084						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції ПС «Сосонка-тяга»

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 65952,753 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані в табл. 8.3.

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 504)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	5	933,27	13726,31	574,84	399,5	6,205	15640,12
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	5	731,035	994,6	77,03	555,56	5	1863,225
2.3	Приєднання 110 кВ силового трансформатора з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
2.4	Приєднання секційного вимикача 110 кВ	1	64,616	2169,27	87,958	59,62	1,163	2382,626
2.5	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922
Всього ВРУ 110 кВ			1986,475	25910,18	1157,447	1264,254	17,992	29836,35
Загальна кошторисна вартість			29836,35					

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 29836,35 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році показані у табл. 8.4 та 8.6.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,43	14843,022
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	2	292,414	397,84	30,812	22,224	2	745,29
2.5	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2	76,152	2044,102	117,386	58,22	2,088	2297,948
2.8	Приєднання ОПН 110 кВ	2	27,22	286,688	69,176	42,1	2	427,184
2.9	Приєднання трансформа- торів струму	2	130,114	1557,01	261,55	45,264	2,058	1995,996
	Всього ВРУ 110 кВ		1128,432	21635,77	1052,646	641,616	12,174	24470,64
3	Вузли обладнання 10 кВ:							
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:							
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,550
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2	808,718
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		463,392	3149,125	99,554	99,464	12	3823,534

Продовження табл. 8.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266
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
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
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558
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
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505
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
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664
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			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,685
Загальна кошторисна вартість			47933,08					

Таблиця 8.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 502)

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:							
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,13	573,722	473,808	4,028	19004,22
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
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	143,326	5953,842	241,54	162,244	2,492	6503,458
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
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001
	Всього ВРУ 110 кВ		435,935	13608,506	605,722	377,473	8,934	15036,573
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
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	7 од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7	2830,513
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752
	Всього ЗРУ 10 кВ		656,472	4874,01	146,124	151,724	17	5845,329

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

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0

4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,27	103,098	61,348	4,026	3287,266	135,424
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1709,318	8496,762	428,965	294,39	13,25	10942,69	1709,318
Загальна кошторисна вартість			54116,073						

Підсумовуючи, капіталовкладення на розвиток ЕМ на 3-му році - 105549,822 тис. грн.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на четвертому році показані у табл. 8.6.

Таблиця 8.6 – Вартість приєднання нової лінії до ПС Тульчин

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Вузли ВРУ 110 кВ:							
2.2	Приєднання лінії 110кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024
2.3	Приєднання лінії 110кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1	372,645
			332,861	2944,182	130,374	91,012	2,241	3500,669
Загальна кошторисна вартість			3500,669					

На четвертому році будівництва не передбачається реконструкція або ж будівництво нових ПС, а тому укрупнені капітальні витрати на розвиток складає 0 тис. грн.

Капіталовкладення на спорудження ЛЕП:

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

де $C_{\text{Т}}$ – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 9,8 = 15422,065 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 17,5 = 27539,402 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot (13,3 + 9,1) = 35250,435 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП4}} = 1445,069 \cdot 1,089 \cdot 7,7 = 12117,337 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 15422,065 + 65952,753 = 81374,818 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 27539,402 + 29836,350 = 57375,752 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_3 = 35250,435 + 105549,822 = 140800,257 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_4 = 12117,337 + 0 = 12117,337 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

Згідно з виразами (8.9-8.10):

$$B_{Л1} = (15422,065 \cdot 0,3)/100 = 46,266 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л2} = (27539,402 \cdot 0,3)/100 = 82,618 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л3} = (35250,435 \cdot 0,3)/100 = 105,751 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{Л4} = (12117,337 \cdot 0,3)/100 = 36,352 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П1} = (81374,818 \cdot 3)/100 = 2441,244 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П2} = (57375,752 \cdot 3)/100 = 1721,272 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П3} = (140800,257 \cdot 3)/100 = 4224,007 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{П4} = 0 \text{ (тис.грн.)}.$$

Зміна втрат електроенергії по роках наведена в таблиці 8.7 згідно з результатами розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Г):

Річні видатки (виразом 8.7):

$$B_1 = 46,266 + 2441,244 + (540 \cdot 3,68) = 4474,710 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 82,618 + 1721,272 + (330 \cdot 3,68) = 3018,29 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 105,751 + 4224,007 + (140 \cdot 3,68) = 4844,959 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_4 = 36,352 + 0 + (-130 \cdot 3,68) = -74,047 \text{ (тис.грн.)}.$$

Таблиця 8.7 – 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:2-501 П/ст: 501	440	100	540

2	ЛЕП:501-504 П/ст: 504	270	60	330
3	ЛЕП: 504-503, 11-502 П/ст: 502, 503	50	90	140
4	ЛЕП: 504-502 П/ст: -	-30	0	-30

Додаткова електроенергія, що надходить до ЕМ визначається як загальна річна кількість електроенергії, яку використовують додатково підключені споживачі. Ця кількість визначається для кожного року розвитку:

$$W_{1(501)} = 15,4 \cdot 6100 = 93940 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(504)} = 9,8 \cdot 6100 = 59780 \text{ МВт·год};$$

$$W_{3(502+503)} = 8,2 \cdot 6100 + 4 \cdot 1200 = 54820 \text{ МВт·год}.$$

Згідно з (8.2) зміна прибутку по роках:

$$\Pi_1 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 93560 - 4474,710 = 36841,386 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 59780 - 3018,29 = 23380,558 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5,08 \cdot 0,12 \cdot 54820 - 4844,959 = 28573,313 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_4 = 3,68 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-74,047) = 74,047 \text{ тис.грн.}$$

Рентабельність проекту розвитку згідно результатів попередніх розрахунків (8.1):

$$E'_a = \frac{36841,386 / (1 + 0,2) + 23380,558 / (1 + 0,2)^2 + 28573,313 / (1 + 0,2)^3 + 74,047 / (1 + 0,2)^4}{81374,818 / (1 + 0,2) + 57375,752 / (1 + 0,2)^2 + 140800,257 / (1 + 0,2)^3 + 12117,337 / (1 + 0,2)^4} = 0,325$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,305 = 3 \text{ років}.$$

Таблиця 8.8 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,4
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	6100
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт·год	1 115 970
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	226831,725
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,64
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	1,2
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт·год	4680
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт·год	14090

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів.

Рентабельність проекту розвитку в цілому відносно задовільна, оскільки близьке до значення $E_{ан}$ (банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях) ($E_{ан} = 0,2$)). Терміни окупності (9 років) підтверджують ефективність.

9 МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Силовий трансформатор – головний елемент енергопостачання будь-якого підприємства. У разі виходу з ладу підприємство зазнає збитків, причому витрати не заплановані і досить великі. У середньому термін служби трансформатора 25 років, проте, оскільки трансформатор коштує досить дорого, то вони залишаються в експлуатації понад цей термін. Наприклад, обмотки можна експлуатувати понад 40 років. В основному трансформатори виходять з ладу через старіння ізоляції. Для підтримки експлуатаційної надійності проводиться діагностика. Основні параметри можна виміряти на відключеному трансформаторі, що може призвести до простоїв у роботі підприємства, отже, найактуальнішими є методи діагностування без відключення від номінальної напруги. У ході діагностування можна визначити ступінь надійності, що дозволить заздалегідь запланувати витрати на ремонт.

Перш ніж розглядати процес діагностування необхідно перерахувати основні недоліки трансформаторів. Відхилення від норми можуть виникнути через недосконалість конструкції, приховані дефекти матеріалу, неякісна конструкція, порушення правил транспортування, порушення правила монтажу, правила експлуатації, неправильно виконаний попередній ремонт. Всі ці фактори поступово впливають на надійність трансформатора, але якщо виявити їх заздалегідь, то можна уникнути аварій.

Основні дефекти:

- пошкодження високовольтних вводів 110 кВ (вплив вологи на оливний гідрозатвор і силікогелевий повітроосушувач у негерметичних вводах - олива зволожується і виникають розряди в ній, пропалювання, що розповзаються, коротке замикання на заземлювальну частину; порушена герметичність контактної шпильки – в результаті зволоження ізоляції трансформатора);

- пошкодження пристроїв регулювання напруги (недостатнє або надмірне натискання, перекося; окислення контактів, порушення кінематики,

замикання не через дугогасний резистор, а через електричну дугу, ослаблення кріплення);

- пошкодження обмоток та головної ізоляції трансформаторів (погано просушені електрокартон або виткова паперова ізоляція, забруднення або зволоження трансформаторної оливи, виникнення повзучого розряду, пробій, не дотримані розміри між листами електрокартону, розбухання слабо намотаної ізоляції, порушення в роботі системи охолодження, надмірне навантаження трансформатора за струмом та напругою, ослаблене запресування обмоток, місцеве нагрівання);

- пошкодження допоміжних вузлів та пристроїв (пошкодження оливонасосу, попадання металевих частинок та інших домішок у трансформаторну оливу, несправність стрілочного оливоказівника).

Всі ці несправності розвиваються поступово, отже, якщо вчасно виконати діагностику, можна виявити прихований дефект і попередити аварію. Діагностика поділяється на візуальну, механічну, фізичну, хімічну, і навіть комбінацію цих видів. Діагностика проводиться постійно протягом всієї роботи трансформатора і має комплексний характер.

Особлива увага приділяється методам діагностування стану трансформатора без відключення та без дотику до працюючого обладнання.

Хромотографічний аналіз газів, розчинених в оливі трансформатора. За наявності певних наборів газів та їх концентрації виявляються пошкодження трансформатора. За допомогою аналізу кількості та співвідношення газів у трансформаторній оливі можна виявити такі дефекти у трансформаторі:

1. Перегріву струмопровідних частин та елементів конструкції магнітопроводу;
2. Дефекти твердої ізоляції;
3. Електричні розряди в оливі.

Тепловізійне діагностування. При утворенні дефектів у конкретних місцях трансформатора вони «заглушуються» природним тепловим

випромінюванням від магнітопроводу та обмоток, що ускладнює тепловізійний процес діагностування. За допомогою тепловізійної техніки у силових трансформаторах можна виявити такі дефекти:

- виткове замикання в обмотках інтегрованих трансформаторів струму;
- несправності контактної системи регулювання під напругою (РПН);
- виникнення магнітних полів розсіювання в транспортері за рахунок порушення ізоляції окремих компонентів магнітопроводу (консоли, шпильки і т.п.);
- дефекти в системі охолодження трансформатора (оливонасоси, фільтри, вентилятори і т.п.) та оцінка її ефективності;
- зміна внутрішньої циркуляції оливи в баку трансформатора (утворення застійних зон) в результаті шламоутворення, конструктивних прорахунків, набухання або усунення ізоляції обмоток (характерно для трансформаторів з великим терміном експлуатації);
- нагрівання внутрішніх контактних з'єднань обмоток низької напруги (НН) із виводами трансформатора;
- обриви шинок заземлення;
- нагрівання на апаратних затискачах високовольтних вводів;
- несправність обігріву приводів РПН тощо.

Вібродіагностика. З часом пресування магнітопроводу слабшає і вібрація посилюється, змінюється частота вібрацій, з'являються модульовані коливання.

Для виміру вібрації використовується переносний віброаналізатор. Для трансформаторів немає нормованих значень з вібрації. Однак існує досвід накопичений деякими організаціями, який можна використовувати при видачі результатів вібраційного обстеження.

Оцінка стану обмоток за значенням опору КЗ. Належить до методів безперервного контролю. Під впливами струмів КЗ в обмотках залишаються залишкові деформації. Вчені розробили інформаційно-вимірну систему, що забезпечує безперервний контроль за станом обмоток за величиною

параметра опору КЗ (або індуктивності L , оскільки це взаємопов'язані параметри) як найбільш чутливого до появи деформацій обмоток в результаті КЗ.

Пристрій не вимагає відключення трансформатора від мережі та дозволяє здійснювати контроль у режимі реального часу. Вся система захисту (блоки обчислення, порівняння та відключення) повинна мати достатню швидкодію для своєчасного відключення трансформатора у разі виникнення аварійних та ненормованих режимів роботи. Максимальний час спрацьовування захисту від початку оцифрування вхідних параметрів до розмикання силового ланцюга має становити не більше ніж 0,5 періоду (0,01 с).

Діагностика механічного стану обмоток шляхом частотного аналізу (МЧА). Принцип методу частотного аналізу полягає в тому, що від спеціального генератора на введення обмотки (або нейтраль) подається зонduючий сигнал (імпульсний або синусоїдальний, а з введення інших обмоток реєструються відповіді - реакції обмоток на вплив зондувального сигналу. Зміни геометрії обмоток через деформації, усунення і т.д. призводять до зміни відповідних ємностей та індуктивностей, а значить до зміни реакції обмоток на вплив зондувального сигналу. Характер зміни частотного спектра відгуку залежить від величини та характеру деформацій.

Засоби, що дозволяють проводити діагностику під напругою:

- універсальний аналізатор радіоперешкод;
- переносні діагностичні прилади серії TTR швидкого випробування Megger;
- стаціонарна система діагностичного моніторингу силових трансформаторів;
- діагностична система TDM-M;
- діагностика на підставі математичних моделей підсистем трансформатора;

- газоаналізатор для контролю концентрації розчинених газів в оливі бака трансформатора;
- прилад контролю технічного стану пристрою РНП трансформатора.

Також при експлуатації трансформаторів необхідно здійснювати оперативний контроль за навантаженням трансформатора. Так як робота трансформатора з навантаженням, що перевищує нормальну, призводить до швидкого старіння та зношування основних частин трансформатора (обмотки магнітопроводу, ізоляції обмотки і т.д.). Для цього використовують електролічильники, що дозволяють вимірювати навантаження трансформатора в реальному часі без похибок. Усі параметри зберігаються в пам'яті лічильника та виводяться на табло.

9.1 Основні несправності та методи діагностування силових трансформаторів в умовах експлуатації

Досвід експлуатації силових оливоповнених трансформаторів показує, що при підтримці номінальних навантажувальних режимів, сучасному проведенні ремонтів та якісному їх виконанні, термін служби трансформаторів може значно перевищувати нормативний (25 років). При вирішенні питань подальшої експлуатації трансформаторів виникає необхідність оцінювання їх дійсного стану, який визначається цілим рядом параметрів, що характеризують стан активної частини, ізоляції, пристрою перемикання відвітвлень, введів високої напруги, системи охолодження і тд.

Основні причини виникнення несправностей в силових трансформаторах

На основі експлуатаційних даних можна виділити наступні причини, які призводять до зниження та втрати роботоздатності трансформаторів:

- підвищене нагрівання елементів активної частини, викликаний нагріванням металевих деталей, вихровими струмами, перевантаженням та перенасиченням магнітопроводу, а також їх старінням;

- порушення ізоляції між елементами конструкції та утворення контура для циркулюючих струмів через порушення ізоляції стяжних шпильок, замикання ярмових балок на бак трансформатора;
- зволоження ізоляції;
- наявність газу в оливі через газовиділення в місцях підвищеного нагрівання або підвищеної напруженості електричного поля (характерної ознакою є часткові розряди);
- старіння ізоляції під впливом каталізаторів, кисню та електричного поля;
- часткові деформації обмоток при проходженні наскрізних струмів КЗ;
- пошкодження обмоток (виткові замикання) через грозових перенапруг;
- зношення, нагрівання контактів перемикаючих пристроїв;
- відмова захисту трансформатора;
- часткові розряди в ізоляції.

Для трансформаторів класу напруги 35-110 кВ характерними дефектами є зволоження ізоляції та пошкодження струмоведучих з'єднань. Дефектами трансформаторів 220 кВ і більше можуть стати пошкодження, які розвиваються внаслідок підвищеного нагрівання струмоведучих частин, елементів конструкцій, зволоження та часткові розряди. Тому переважним напрямком діагностування для трансформаторів 35-110 кВ є оцінка вологості, старіння ізоляції, міжвиткових замикань та інтенсивності часткових розрядів.

Умови погіршення стану ізоляції трансформаторів умовно можна поділити на три групи:

1 група характеризується розкладанням вуглеводів трансформаторної оливи під дією температури, електричного поля та каталізаторів, а також молекул кисню. В результаті утворюються молекули води та активні радикали. До цієї групи відноситься зволоження ізоляції безпосереднім шляхом міграції вологи з атмосфери через прокладки бака та інших елементів трансформатора;

2 група викликана утворенням активних хімічних з'єднань, оскільки за наявності молекул води та активних радикалів утворюються полярні з'єднання (свіжа трансформаторна олива є неполярною речовиною). Процес поляризації виникає внаслідок гідролізу молекул матеріалу ізоляції. Інтенсивність окислення збільшується під дією електричного поля, каталізаторів та концентрації вологи. Контроль стану ізоляції в цьому випадку існуючими засобами ускладнюється та малоефективний;

3 група викликає зміни фізичних властивостей та хімічного складу ізоляції, в результаті чого утворюються шлами, змінюється колір, температура спалаху оливи, прискорюються процеси газоутворення і т.д. Аналіз існуючих методів, способів та засобів випробувань показав, що контроль стану ізоляції базуються на виявленні утворених продуктів, концентрація яких значна. При цьому з'являються побочні ознаки, що виявляють погіршення характеристик ізоляції, наприклад часткові розряди. Аварії та брак виникають через перевищення граничних параметрів.

На рисунку 9.1 показані наслідки аварій трансформаторного обладнання [12]. Основні пошкодження силових трансформаторів (без врахування високовольтних вводів) з вказанням причин їх виникнення, характером наслідками, наведено в таблиці 9.1.

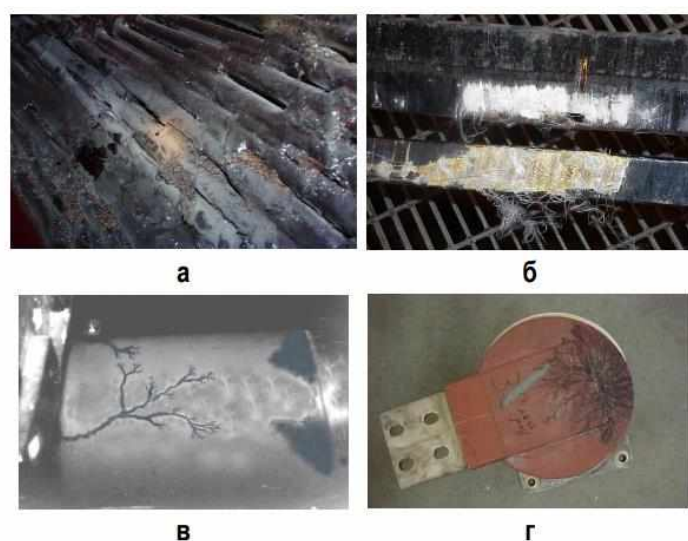


Рисунок 9.1 – Пошкодження: а – обмотки, б – шин, г – бака, г - треки

Таблиця 9.1 – Основні пошкодження силових трансформаторів

Вузол	Пошкодження	Причина виникнення пошкоджень	Характер наслідки розвитку пошкодження
Обмотка	Вигорання виткової ізоляції та витків обмотки	Довготривале невідключення наскрізного струму КЗ на стороні НН трансформатора	Вигорання виткової ізоляції та витків, розкладання оливи, розплавлення та розбризкування міді та порушення ізоляції
	Деформації обмотки	Недостатня електрична стійкість обмотки	Пошкодження ізоляції внаслідок деформації з можливим пошкодженням трансформатора
	Зволоження та забруднення ізоляції обмоток	Порушення герметичності трансформатора до струмів КЗ	Зниження електричної міцності оливобар'єрної ізоляції та пробую першого оливного каналу, який може викликати: - розвиток «повзучого розряду»; - іонізований пробій виткової ізоляції за рахунок витіснення оливи водяною парою з капілярів ізоляції; - пошкодження трансформаторів
	Зношення ізоляції обмоток	Зниження механічної стійкості ізоляції обмоток	Пошкодження ізоляції обмоток з наступним виникненням виткового замикання або замикання на другу обмотку при помірному наскрізному струмі КЗ з внутрішнім пошкодженням трансформатора.
	Дефект виготовлення грозоупорної обмотки	Торкання петель грозоупорних обмоток роздільної перегородки	В умовах вібрації трансформатора призводить до стирання ізоляції петель та розвитку пробую.
Магнітопровід	Перегрівання магнітопроводу	Утворення короткозамкненого контура в магнітопроводі	Сплавлення сталі магнітопроводу, пожежа в залізі, розкладання оливи
Система охолодження	Порушення охолодження трансформатора	Пошкодження оливонасосів	Порушення охолодження трансформатора та засмічення механічними домішками
		Засмічення труб охолоджувачів	Перегрів трансформатора

Перемикачі відвітвлень РПН	Порушення контактів в РПН	Іскріння, перегрівання, сплавлення та вигорання контактів. Підгоряння струмообмежувальних опорів	Непрацездатність РПН
	Порушення перегородки, яка ізолює бак розширювача від бака трансформатора	Дефект виготовлення	Забруднення оливи, зниження її електричної міцності, ускладнення діагностування трансформатора
	Механічна несправність	Зношення елементів кінематичної схеми	Обгорання контактів перемикачів
	Порушення герметичності бака контактора	Зволоження бакелітового циліндра контактів	Внутрішньо дугове КЗ по зволоженням розшаруванням бакелітової ізоляції бака РПН

Всі вимірювання та аналізи при діагностуванні трансформаторів умовно можна розділити на 5 груп:

1 група – традиційні вимірювання на відключеному трансформаторі тангенса кута діелектричних втрат ($\operatorname{tg} \delta$) і опору ізоляції обмоток і вводів, опору обмоток постійного струму, втрат холостого ходу та опору (напруги) КЗ. Всі ці вимірювання, як правило, регулярно виконуються експлуатаційним персоналом.

2 група – вимірювання на трансформаторах при робочій напрузі в режимах найбільших навантажень та холостого ходу. Виділяють наступні роботи: вимірювання часткових та інших електричних розрядів; акустичний огляд баків трансформатора з метою визначення джерел електричних розрядів. Для цього використовується система запису акустичних сигналів за допомогою осцилографа, а також локація акустичних сигналів, яка дозволяє оперативно визначати звукову частоту джерел механічного характеру, часткових, іскрових або дугових розрядів; вібраційне обстеження трансформатора (базується на аналізі спектра коливань поверхні бака) для визначення рівня пресування обмоток та магнітопроводу, а також дослідження системи охолодження; термографічне обстеження бака трансформатора, вводів розширювача теплообмінників (радіаторів), термосифонних фільтрів,

електричних двигунів та оливнонасосів системи охолодження, контактних з'єднань.

3 група – фізико-хімічні аналізи оливи з бака, оливнонаповнених вводів, пристроїв РПН, в тому числі більша група традиційних, широко застосовуваних в експлуатації вимірювань пробивної напруги, кислотного числа і тд. Крім того, проводиться хроматографічний аналіз характерних газів. Інфрачервона спектроскопія дозволяє визначати зміст антиокислювальної присадки, виявляти різні шлами та осади, розчинені в оливі трансформатора.

4 група об'єднує вимірювання систем безперервного контролю (моніторингу) ізоляції вводів та щоденні вимірювання основних показників роботи трансформатори, які здійснюються експлуатаційним персоналом.

5 група – аналізи, які проводять для трансформаторів з запланованим капітальним ремонтом за результатами перших 4х груп вимірювань. До цієї групи відносяться: визначення степені полімеризації паперової ізоляції, прямі вимірювання її вологовмісту, міцності та ін.

Один з найбільш об'єктивних показників, які дозволяють оцінити інформативність методу, що використовується, - діагностична цінність. За наявності статистичних даних цей показник, по суті, є чисельною оцінкою інформації про стан обладнання. В таблиці 9.2 наведена оцінка виду діагностичної цінності методів контролю процесів, які призводять до пошкоджень трансформатора.

Таблиця 9.2 – Діагностична цінність методів контролю

Метод контролю	Процес, що аналізується	Вид діагностичної цінності
Хроматографічний аналіз газів, розчинених в оливі	Перегрівання струмоведучих з'єднань та елементів конструкції внутрішньої ізоляції, електричний розряд в оливі	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання степені полімеризації паперової ізоляції	Зношення паперової ізоляції	Функція фізико-хімічного порушення ізоляції. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу.

		Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання складу фуранових з'єднань в оливі	Старіння паперової ізоляції	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Відсутність монотонності та значної різниці зміни складу від терміну експлуатації та ступені зношування ізоляції. Випадкова діагностична цінність.
Вимірювання каламутності оливи	Колоїдно-дисперсні процеси в високовольтних герметичних вводах.	Функція фізико-хімічного стану. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання поверхневого натягу	Старіння оливи	Функція полярності рідини. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
ІЧ-спектрометрія	Старіння оливи	Поточний показник наявності продуктів старіння оливи. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Тепловізійний контроль	Локальні зони перегрівання	Поточний показник теплового стану трансформатора та струмоведучих частин. Монотонність зміни в часі. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання часткових розрядів	Іонізаційні процеси в ізоляції	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Вимірювання опору КЗ	Деформація обмоток	Поточний показник зміни геометрії обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Метод низьковольтних імпульсів	Деформація обмоток	Поточний показник зміни геометрії обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Визначення зусиль пресування обмоток трансформатора по частоті власних коливань системи пресування при зовнішньому імпульсному механічному впливі	Розпресування обмоток	Поточний показник ступені пресування обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.

Важливо відмітити, що ознаки з випадковою діагностичною цінністю, яка визначається відсутністю монотонності зміни значень при розвитку контролюючого процесу, не можуть бути використані для прийняття рішень про стан обладнання, а лише в деяких випадках можуть означати про необхідність більш повного огляду. Провівши аналіз, можна дійти до висновку, що жоден з відомих методів не може дати вичерпну картину стану трансформаторів. Тому варто застосовувати комбіновані методи контролю без зняття напруги (в онлайн режимі). Для цього повинні застосовуватись як стаціонарні, так і переносні системи діагностування, з метою найбільш повного оцінювання стану, локалізації несправностей та виявлення причин їх виникнення.

9.2 Діагностування силових трансформаторів методом акустичної локації часткових розрядів

На сьогоднішній день для визначення стану та подальшої експлуатації силового трансформатора досить часто використовується метод акустичної локації часткових розрядів. Цей метод дозволяє виявляти часткові розряди в конструкції силового трансформатора шляхом визначення інтенсивності звукової хвилі, яка виникає внаслідок часткового розряду в газовому включенні ізоляції.

Задачею дослідження є акустична локація та обробка інформації про часткові розряди в об'ємних зонах (баках) трансформаторів. Для прикладу були взяті силові трансформатори, представлені в таблиці 9.3.

Заміри проводились за допомогою переносного пристрою аналізу часткових розрядів та локації зон дефектів в ізоляції високовольтного обладнання - PD-SGS, який призначений для швидкого випробування струмопровідних розподільчих пристроїв на активність часткових розрядів. Потенційні слабкі місця негайно сигналізуються цифровою і акустичною індикацією [13]. З цією метою на зовнішніх сторонах бака встановлювались

акустичні датчики. Вибір місця їх розташування здійснювався наступним чином:

1. Датчики встановлювались на південній або північній сторонах бака на відстані 50 см один від одного, як на стороні НН, так і на стороні ВН.
2. Поріг сигналу для всіх трансформаторів задавався на рівні 50% максимального значення. При обробці результатів приймалися до уваги сигнали, які перевищували цей поріг.
3. Налаштування шуму варіювалось в залежності від конкретного трансформатора та знаходилось в межах 45-50 мВ.
4. Замірювання проводилось впродовж 60 секунд.

Таблиця 9.3 – Силкові трансформатори

Розташування	Стаціонарний номер	Тип	Рік виготовлення
П/ст 110 кВ (енергоблок)	Тр-р №1	ТРДН-40000/110-76У1	1988
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №2	ТРДЦН-63000/110-76У1	1993
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №3	ТРДЦН-63000/110-76У1	1991
П/ст 110 кВ (енергоблок)	Тр-р №4	ТДЦНГУ-8000	1978
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №5	ТРДЦН-63000/110-76У1	2015
П/ст 110 кВ (система)	Тр-р №6	ТРДЦН-63000/110-76У1	2008

На рисунку 9.2 показані характерні часові діаграми, отримані на трансформаторі №5. Акустичні спалахи, зафіксовані в вихідних сигналах, що надходять з датчиків, характеризують амплітуду, частоту та тривалість часткових розрядів.

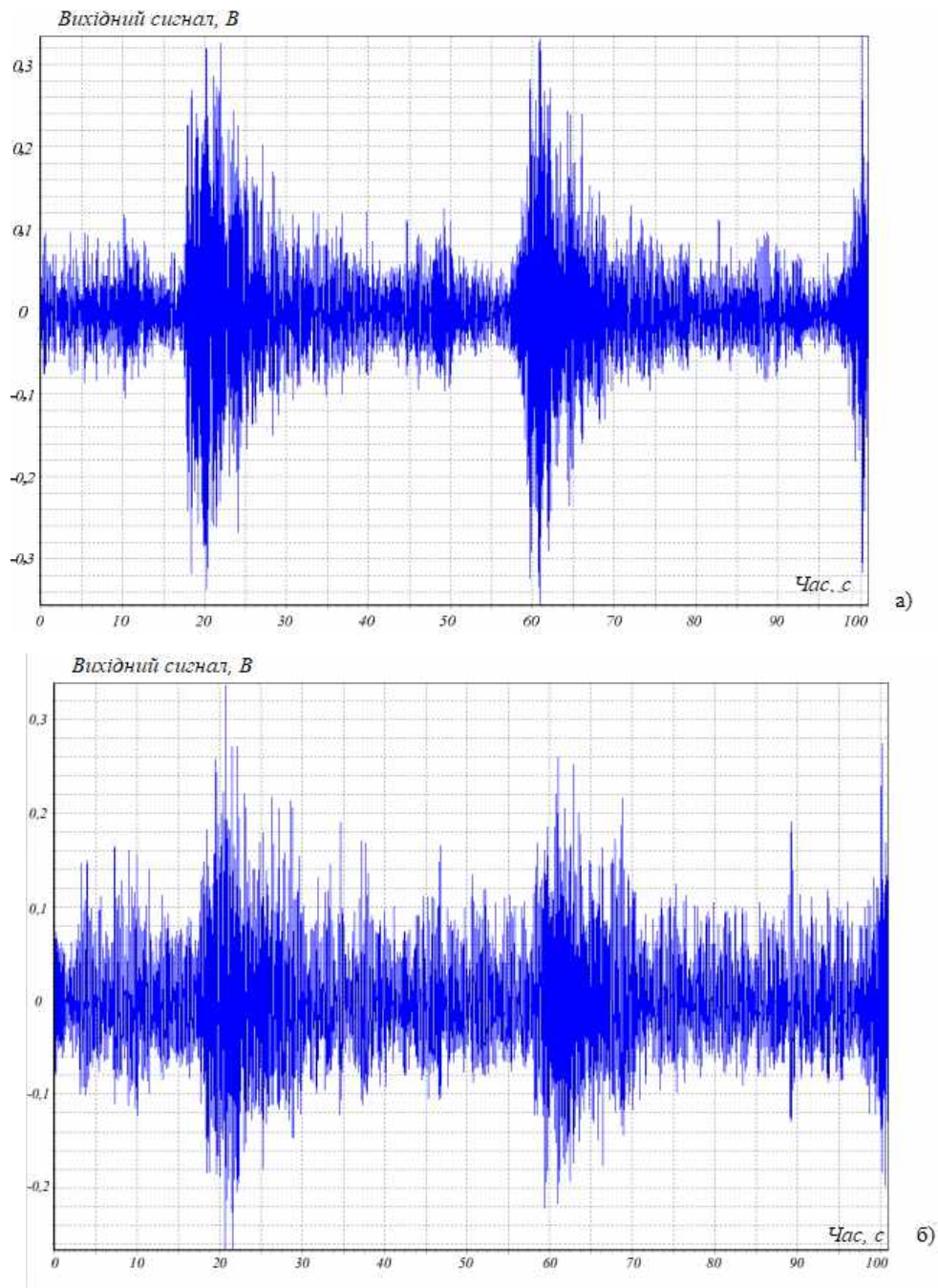


Рисунок 9.2 – Осцилограми акустичних сигналів з акустичних каналів
№1 (а) та №2 (б)

Для оцінювання технічного стану об'єкта необхідні обробка даних, отриманих за результатами одиничних замірів, та їх аналіз. Для цього зручно представити експериментальні результати у вигляді графіків зміни інтенсивності часткових розрядів в функції їх амплітуди. За результатами обробки результатів замірів, виконаних по сигналам від кожного з чотирьох

акустичних датчиків. отримано розподіл числа часткових розрядів N за їх зарядами q (рис. 9.3).

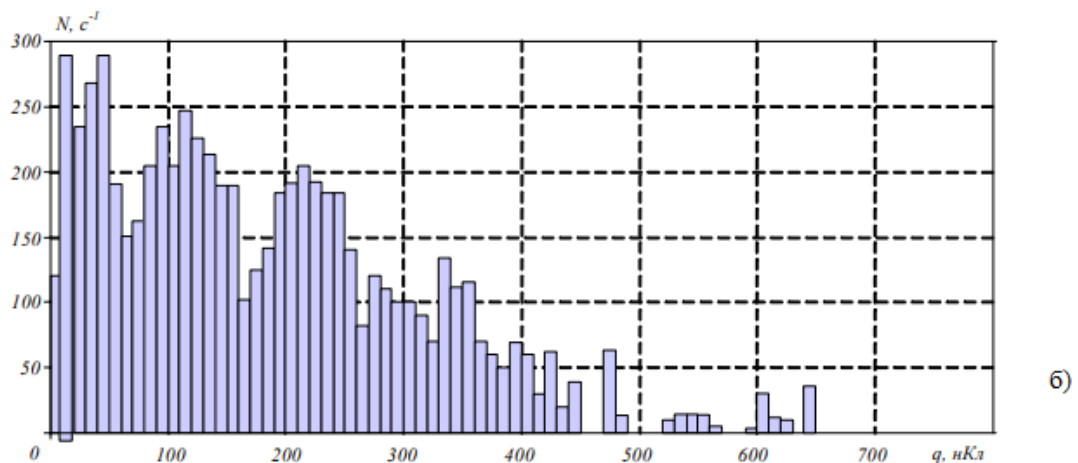
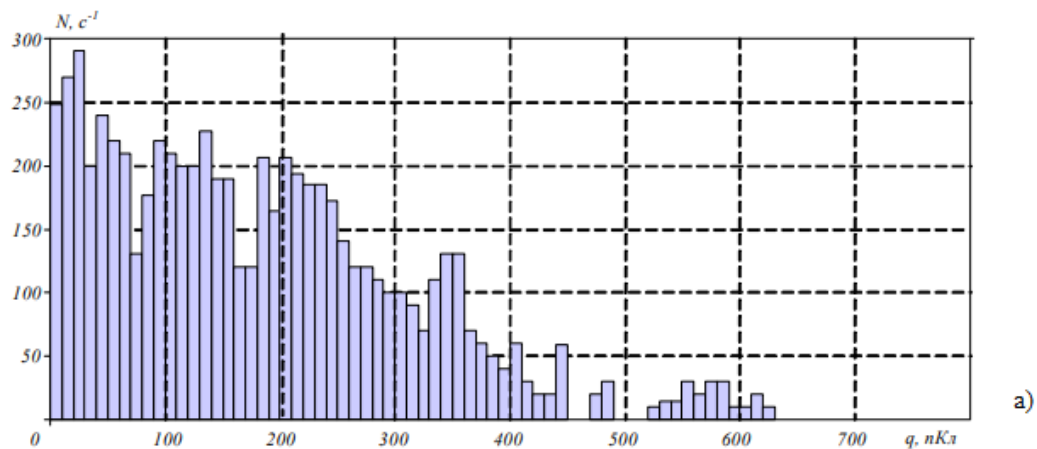


Рисунок 9.3 – Розподіл числа часткових розрядів в залежності від заряду по сигналам з першого (а) та другого (б) датчиків

При обробці результатів замірів підраховувалась кількість розрядів з амплітудою, яка перевищує заданий поріг 50 мВ. Крім того, обмежувались врахуванням лише тих часткових розрядів, які повторюються не менше 10 разів за секунду. Попередньо виділявся спектр сигналу та здійснювалось зворотне перетворення Фур'є.

З аналізу діаграм слідує, що діапазони сигналів часткових розрядів, виміряними різними датчиками, практично співпадають і знаходяться в межах

$N=0-300 \text{ с}^{-1}$ (від 0 до 6 імп./с); по мірі зростання заряду кількість часткових розрядів знижується, при цьому залежності мають майже монотонний спадаючий характер.

На трансформаторах, рекомендованих до обстеження, проводяться зміни наступних характеристик розрядних явищ в активній частині, вводах та РПН:

1. Визначення розподілу $N(q)$ для підтвердження факту підвищеної розрядною активністю;
2. Проведення об'ємної локації для ідентифікації зони з підвищеною розрядною активністю;
3. Визначення форми розрядного явища (виявляються часткові розряди в ізоляції, іскріння між витками, дугові процеси).

Трансформатори можна розподілити на 3 групи в залежності від характеру $N(q)$ – рис. 9.4:

- зі станом ізоляції, який відповідає критерію «норма» - якщо q_{max} менше прийнятого рівня перешкод та нижньої кривої №1 (область, обмежена зверху кривою №1);
- зі станом ізоляції, що відповідає критерію «норма з відхиленнями» та «норма зі значними відхилення» - якщо q_{max} лежить в області між кривими №1 та №2;
- зі станом ізоляції, що відповідає «погіршеному» - якщо отримана залежність $N(q)$ перевищує критеріальну (область, що лежить вище кривої №2).

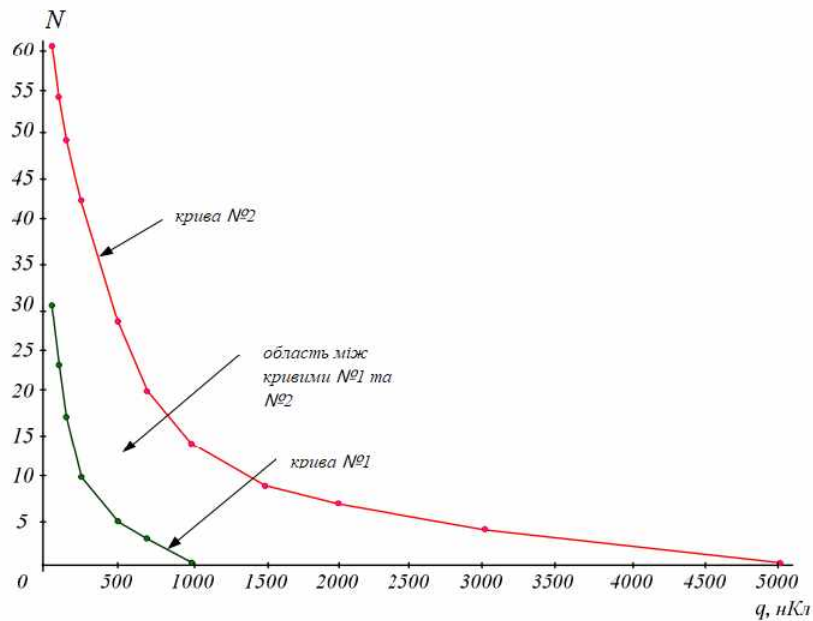


Рисунок 9.4 – Критеріальні криві для трансформаторів, що розглядаються

Оскільки амплітуда часткових розрядів, виміряних на трансформаторах, не перевищує 500 мВ, а інтенсивність – не вище 300 імп./с (6 імп.пер.), згідно рисунку 9.4, стан всіх трансформаторів відповідає критерію «норма». Тому рекомендується подальша експлуатація без обмежень.

Криві на рисунку 9.4 можуть вважатись універсальними з достатньо високим ступенем достовірності, оскільки представлені критерії є достатньо зношеними. Очевидно, що подібні криві повинні бути побудовані для різних типів виконання трансформаторів. Для більш достовірного оцінювання технічного стану необхідно проводити вимірювання при різних вихідних умовах. Найбільш просто цього добитись можна в умовах пасивного експерименту при вимірюванні навантаження та температури.

В таблиці 9.4 показані можливі несправності, які відповідають прийнятому розділу, а також рекомендації обслуговуючому персоналу по додатковому контролю та профілактичним заходам.

Таблиця 9.4 – Класифікація технічного стану ізоляції трансформаторів за результатами вимірювань характеристик часткових розрядів і рекомендації по об'ємам організаційно-технічних заходів

Класифікація технічного стану	Опис можливого дефекту	Рекомендації експлуатаційному персоналу
Норма	Дефект ізоляції відсутній. Наявність іонізаційного характеру відсутня.	Експлуатація без обмежень, профілактика згідно нормативно-технічної документації, віднести терміни ремонтів на пізніший час
Норма наявністю відхилень з	Присутні ознаки можливої несправності «Точкове джерело часткових розрядів», «Слабкі дугові явища». Стадія розвитку – початкова, без динаміки збільшення. Розряди в газових порожнинах, які утворюються в оливі при поганому просоченні або через перенасичення газами	Експлуатація з виконанням контролю трансформаторної оливи
Норма зростанням відхилень зі	Початкова степінь несправності «Точкове джерело часткових розрядів», «Слабкі дугові явища». Динаміка зростання величин характеристик часткових розрядів. Розряди в газових порожнинах, які утворюються в перенасиченні оливи газами або високою вологістю, тренінг або перфоманція паперової ізоляції	Вводити обмеження по експлуатації: - додаткова діагностика (ГХ-аналіз проб оливи, аналіз фуранових з'єднань); - додаткова локація часткових розрядів – активності.
Погіршений стан	Дефект, що розвивається, наприклад «Дуга». Інтенсивні часткові розряди в оливобар'єрній ізоляції з утворенням повзучого розряду. Іскріння в оливних каналах в місцях контактів з «плаваючим потенціалом» металевих деталей. Пробої оливних проміжків. Локація визначає наявність дефектів в головних ізоляційних вузлах.	Обмеження експлуатаційних впливів, планування ремонту: - частіший контроль стану експлуатації декількома методами (вимірювання часткових розрядів, ГХ-аналіз); - локалізація дефекту осцилографуванням; - планування вимірювань на робочій напрузі та профілактичного ремонту.
Передаварійний стан	Аварійний дефект «Ознаки деградації», «Потужна дуга». Стійке формування регулярних повзучих розрядів, іскрові розряди в каналах, утворення луги між витками або деталями обмотки та магнітопроводу.	- негайне виведення з роботи; - у випадку відсутності можливості зупинки – створення системи безперервного моніторингу або частішого контролю проб оливи (не рідше 1 разу на тиждень).

В таблиці 9.5 представлені загальні ознаки, згідно яким може бути здійснена попередня локалізація несправностей в ізоляції обмоток та магнітопроводу трансформатора.

Таблиця 9.5 – Умови локалізації розрядної активності в ізоляції конструктивних елементів силових трансформаторів

Характеристики активності часткових розрядів	Ізоляція обмоток трансформатора	Ізоляція магнітопроводу	Результати вимірювання
Відсутність ознак дефекту	Фіксуються лише шуми, шумова доріжка (білий шум) не більше 20 пКл		Ділянки частковими розрядами відсутні з
Точкове джерело часткових розрядів	Присутні декілька місць (ділянок) з іонізаційними процесами, 2-3 типи осцилограм	Присутні рідкісні випадкові імпульси від часткових розрядів, які фіксуються в одному періоді мережевої напруги	Визначається декілька ділянок з активністю часткових розрядів
Багатоспалахові часткові розряди в ізоляції	Присутні 5-7 місць з джерелом часткових розрядів в ділянках з найбільшим потенціалом.	Повторюваність сигналів в кожному періоді мережевої напруги.	
Ознаки деградації ізоляції	Число місць з частковими розрядами більше 10, $N(q)$ спадаюча, немає максимумів для спалахів часткових розрядів на ділянках з найбільшим потенціалом	На кривій $N(q)$ наявність 3-5 піків, що відповідають частковим розрядам в ізоляції магнітопроводу	Присутня протяжна зона з активністю часткових розрядів

В результаті багаточисельних експериментів по акустичній локації часткових розрядів можна зробити висновок, що цей метод забезпечує оперативність – вимірювання, контроль та подальший аналіз результатів (без зняття силової напруги), а також принципову можливість достовірного діагностування стану трансформатора та локалізації ділянок виникнення пошкоджень. Проте, перед акустичним методом локації часткових розрядів варто попередньо проводити хроматографічний аналіз трансформаторної оливи та визначити вміст горючих газів, а при аналізі осцилограм часткових розрядів врахувати той факт, що електричний імпульс часткових розрядів дає інформацію про частковий електричний період розряду, а подальший розвиток зони тиску може бути пов'язаний з дією ударної хвилі та детонації при вибуху газу. Урахування вибухових процесів при визначенні параметрів часткових розрядів дозволить більш детально локалізувати місця їх створення та встановити необхідний контроль за їх розвитком при подальшій експлуатації трансформатора.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях під час діагностування силових трансформаторів. На електротехнічний технологічний персонал, який здійснює обслуговування електрообладнання даного об'єкта, впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори [21, 22].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо).

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

До проведення випробувань слід допускати лише тих працівників, які пройшли спеціальну підготовку та перевірку знань. Керівник робіт, крім того, повинен пройти стажування протягом місяця під контролем досвідченого працівника. Працівники, допущені до проведення випробувань, повинні мати запис у посвідченні про перевірку знань.

Випробування електрообладнання, в тому числі і за межами електроустановки (в недіючих електроустановках, на складах, території підприємства, в полі тощо), що проводяться з використанням пересувної випробної установки, слід виконувати за окремим нарядом на випробування. Наряд на випробування видає працівник, який прийняв рішення про необхідність їх проведення та має право видавати наряд.

Допуск до випробувань в електроустановках здійснює оперативний або оперативно-виробничий працівник, який має такі права. У недіючих електроустановках, на складах, території підприємств, у полі тощо допуск до випробувань здійснює керівник робіт за нарядом. Проведення випробувань під час монтажу або ремонту обумовлюється у рядку "Доручається" наряду. В електроустановках до 1000 В випробування допускається виконувати за розпорядженням.

Випробування проводить бригада, в якій керівник робіт повинен мати групу IV, член бригади - групу III, а працівник, виставлений для охорони, - групу II. До складу бригади, яка проводить випробування, можуть входити виробничі працівники, які залучаються до виконання підготовчих робіт та нагляду за обладнанням. До складу бригади, яка виконує ремонт або монтаж обладнання, для проведення випробувань можна залучати працівників налагоджувальних організацій або електролабораторії. В цьому разі керівництво випробуваннями здійснює керівник робіт або, за його вказівкою, працівник з групою IV зі складу працівників лабораторії чи налагоджувальної організації.

Випробну установку, обладнання, що випробовується, та з'єднувальні проводи між ними слід обгородити щитами, канатами тощо з плакатами "Випробування. небезпечно для життя!", повернутими назовні. Огородження встановлюють працівники, які проводять випробування.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 мм². Перед випробуванням слід перевірити надійність

заземлення корпусу. Перед приєднанням випробної установки до мережі напругою 380/220 В вивід високої напруги необхідно заземлити. Переріз мідного проводу, що використовується у випробних схемах для заземлювання, не повинен бути менше ніж 4 мм².

У випробних установках робоче місце оператора необхідно відділити від частини установки напругою понад 1000 В. Двері в частину установки напругою понад 1000 В необхідно обладнати блокіровкою, яка забезпечує знімання напруги з випробної схеми у разі відчинення дверей та унеможливорює подавання напруги при відчинених дверях. На робочому місці оператора необхідно виконати окремі світлові сигналізації про подання напруги до і понад 1000 В. Пересувні випробні установки, крім того, необхідно оснастити зовнішньою світловою сигналізацією, яка автоматично вмикається у разі наявності напруги на виводі випробної установки.

Перед кожним подаванням випробної напруги керівник робіт повинен:

- перевірити правильність складання схеми і надійність робочих та захисних заземлень;
- перевірити, чи всі члени бригади і працівники, виставлені для охорони, перебувають на вказаних ним місцях, чи виведені всі сторонні особи і чи можна подавати випробну напругу на обладнання;
- попередити бригаду про те, що подається напруга словами "Подаю напругу" і, впевнившись в тому, що попередження почули всі члени бригади, зняти заземлення з високовольтного виводу випробної установки та подати напругу 380/220 В.

З моменту знімання заземлення з високовольтного виводу випробну установку, а також обладнання, яке випробовується, та з'єднувальні проводи слід вважати такими, що перебувають під напругою, і проводити будь-які Perez'єднання у випробній схемі та на обладнанні забороняється.

Забороняється з моменту подавання напруги на вивід випробної установки входити до неї і виходити з неї, а також торкатися випробної установки і обладнання, що випробовується.

Випробовувати або пропалювати кабелі слід з боку пунктів, що мають заземлювальні пристрої. Проводити ці роботи без заземлювальних пристроїв допускається у виняткових випадках з дозволу керівництва підприємства.

Після закінчення випробувань керівник робіт повинен знизити напругу випробної установки до нуля, вимкнути її з мережі 380/220 В, заземлити високовольтний вивід установки та повідомити про це бригаду словами "Напругу знято. Заземлення встановлено". Тільки після цього слід перез'єднувати проводи або, у разі повного закінчення випробувань, від'єднувати їх від випробної установки та знімати огороження.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром в діючих електроустановках слід проводити тільки після виконання необхідних організаційних та технічних заходів щодо підготовки робочого місця. Вимірювати опір ізоляції мегомметром може один працівник з групою III. В тому разі, коли це вимірювання є складовою частиною робіт, обумовлювати його в наряді або розпорядженні не вимагається.

Вимірювання опору ізоляції мегомметром здійснюється тільки на вимкнених струмовідних частинах, з яких знято залишковий заряд шляхом попереднього їх заземлення. Заземлення зі струмовідних частин слід знімати тільки після підімкнення мегомметра.

У разі вимірювання мегомметром опору ізоляції струмовідних частин з'єднувальні проводи слід приєднувати до них за допомогою ізолювальних тримачів (штанг). В електроустановках понад 1000 В, крім того, необхідно користуватись діелектричними рукавичками.

Забороняється у разі проведення робіт з мегомметром доторкатися до струмовідних частин, до яких він приєднаний. Після закінчення робіт необхідно зняти зі струмовідних частин залишковий заряд шляхом їх короткочасного заземлення.

Приєднувати та від'єднувати прилади, що потребують розривання електричних кіл, які перебувають під напругою до 1000 В, необхідно після того, як напругу з цих кіл знято. Приєднання і від'єднання приладів, що не

потребують розривання електричних кіл, допускається виконувати під напругою із застосуванням електрозахисних засобів.

У тому разі, коли потрібно вимірювати електричні параметри пристроїв, що перебувають під напругою до 1000 В, необхідно заземлити металевий корпус переносного приладу і застосувати спеціальні щупи або з'єднувальні провідники з ізолювальними рукоятками.

10.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огорожити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати

безпеки. Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (покажчики напруги для фазування, покажчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Мікроклімат приміщення – це сукупність фізичних параметрів повітря в виробничому приміщенні, які діють на людину в процесі праці на її робочому місці, в робочій зоні.

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони [6]. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 1.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [27]:

- в холодну пору року використання калорифера;
- в літню пору застосування вентиляторів обдуву;
- провітрювання приміщення.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Iб	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2
Холодний	Iб	21-25	75 при 25°C	Не більше 0,1

10.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м [26]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оператора лінії

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [27]:

- провітрювання приміщення;
- цілісність вікон для перешкодження попадання пилу в приміщення під час роботи лінії;
- встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [28] розряд зорової роботи IV, підрозряд «Г».

Таблиця 10.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Х-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Х-ка фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	г	середній великий великий	світлий світлий середній	-	200	4	2,4

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується

чистота повітря у приміщенні.

10.2.4 Виробничий шум

Для відносної логарифмічної шкали в якості нульових рівнів обрані показники, що характеризують мінімальний поріг сприйняття звуку людським вухом на частоті 1000 Гц. Нормативним документом [29], який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» (таблиця 10.4).

Таблиця 10.4 – Рівень звукового тиску

Характер робіт	Допустимі рівні звукового тиску (дБ) в стандартизованих октавних смугах з середньгеометричними частотами, Гц								
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постійні робочі місця в промислових приміщеннях	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в приміщенні, проектом передбачено засоби колективного захисту: акустичні, архітектурно-планувальні й організаційно-технічні. Засоби боротьби із шумом в залежності від числа осіб, для яких вони призначені, поділяються на засоби індивідуального захисту і на засоби колективного захисту - «ССБТ. Засоби індивідуального захисту органів слуху. Загальні технічні умови і методи випробувань» і «Засоби і методи захисту від шуму. Класифікація».

Для зниження шуму в приміщенні, необхідно:

- безпосередньо біля джерел шуму використовувати звукопоглинаючі матеріали для покриття стелі, стін, застосовувати підвісні звукопоглиначі;
- для боротьби з вентиляційним шумом потрібно застосовувати мало шумові вентилятори.

10.2.5 Виробничі вібрації

Допустимі рівні загальної вібрації на робочих місцях приймаються за вимогами ДСН 32.23-85 [30] і наведені в таблиці 10.5.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

Таблиця 10.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

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

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

10.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори визначаються відповідно до Гігієнічної класифікації праці [21]. Робота потребує великих фізичних зусиль за важкістю та напруженістю праці.

1. Клас умов праці за показниками важкості праці – допустимий (середньої важкості): загальні енергозатрати організму (ккал/м) – до 290; зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт): при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 13000; при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – до

44000; маса вантажу, що постійно підіймається та переміщується вручну, кг – до 30 кг; стереотипні робочі рухи: при локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 40000; при регіональному навантаженні(участь рук та плечового суглоба) – до 20000; статичне навантаження (кг/с): двома руками (чоловіки) – до 70000; за участю м'язів тулуба та ніг – до 100 000; робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаємне розташування різних частин тіла відносно одна одної) до 25% часу зміни; перебування у вимушеній позі до 10%, в позі «стоячи» – до 60% часу зміни; нахил тулуба: вимушені нахили протягом зміни – 51-100 разів; переміщення у просторі (переходи через виконання технологічного процесу) – по горизонталі більше 8, вертикалі – 4 км.

2. Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом (робота за серією інструкцій); сприймання сигналів з наступним порівнянням фактичних значень параметрів з їх номінальними значеннями. Заключна оцінка фактичних значень параметрів; обробка, перевірка і контроль за виконанням завдання; робота в умовах дефіциту часу.

Сенсорні навантаження: зосередження (%за зміну) – 51-75; щільність сигналів (звукові за 1 год) – 151-300; навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість допоміжних робіт (завдань). Вимагає додаткових зусиль з боку керівництва (бригадира, майстра тощо).

Режим праці: тривалість робочого дня – 8 год; змінність роботи – двозмінна (без нічної зміни).

ВИСНОВОК

В магістерській кваліфікаційній роботі підключено нові споживачі (вузли 501, 502 та 504) та СЕС (вузол 503). Відповідно до категорії споживачів (переважно І), було розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано за допомогою двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему визначено за допомогою симплекс-методу, після чого проведено розрахунок можливих варіантів послідовності будівництва електричної мережі використовуючи метод динамічного програмування. За результатами проведеного розрахунку обрано економічно-доцільний варіант.

Для вузла Сосонка-тяга (вузол 2) та вузла Липовець (вузол 11) пропонується залишити наявну схему – «Одна секціонована робоча та обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови по можливим приєднанням.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 502 було вибрано схему РП типу «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Для вузла 503 обираємо схему «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами».

Для вузла 504 обираємо схему «Одна робоча і обхідна система шин», оскільки вузол має 4 приєднання і живить вузол 503.

Отримана мережа була перевірена щодо різних параметрів режиму, таких як напруга в вузлах, струми і потужності на ділянках мережі та інші. Згідно з отриманими результатами, була оцінена доцільність використання пристроїв для регулювання напруги з метою підтримання необхідного рівня напруги в різних режимах, включаючи нормальний, аварійний та режим максимального навантаження.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,64 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 4 роки складає 226831,725 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a , та швидкий термін окупності 3 років.

Дослідження методів діагностування силових трансформаторів показало, що регулярне проведення діагностики силових трансформаторів дає можливість виявити на ранньому етапі виникнення проблем, запланувати проведення ремонтних робіт, а отже, збільшити термін служби дорогих силових трансформаторів. Найбільша ефективність діагностування досягатиметься у разі комбінування розглянутих методів діагностики. Недоліком діагностики є переважно відсутність затверджених нормативних документів.

В роботі також показана доцільність проведення подальших діагностичних обстежень трансформаторів з застосуванням переносного пристрою аналізу часткових розрядів і локації зони дефектів в ізоляції силових трансформаторів. Такі дослідження необхідні для збору статистичної інформації, яка дозволяє зробити однозначні висновки щодо технічного стану, характеру несправностей та місця виникнення дефектів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-shvalennya-planu-rozvitku-sistemi-rozpodilu-dp-regionalni-elektrichni-merezhi-na-2022-2026-roki>.
2. <https://vseosvita.ua/library/embed/01005ovr-7043.docx.html>
3. <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/scenarii-realizacii-energeticheskoi-strategii-ukrainy-v-2035-godu/>.
4. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
5. 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.
6. Кирик В. В. Електричні мережі та системи: підручник /В.В. Кирик. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с. ISBN 978-966-990- 031-9
7. ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» (EN 50160:2010, IDT)/НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Ананічева С.С. Якість електроенергії. Регулювання напруги та частоти в енергосистемах: навчальний посібник / С. С. Ананічева, А. А. Алексєєв, А. Л. Мизін.; 3-тє вид., Випр. Єкатеринбург: УрФУ 2012. 93 с.
9. Правила безпечної експлуатації електроустановок: НПАОП 40.1-1.01-97: Затв. 06.10.1997 № 257/Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Х.: Вид-во «Форт», 2008. 144 с.
10. ПРАВИЛА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СПОЖИВАЧІВ: НПАОП 40.1-1.21-98: ЗАТВ. 09.01.1998 № 4 /ДЕРЖ. КОМІТЕТ УКРАЇНИ ПО НАГЛЯДУ ЗА ОХОРОНОЮ

ПРАЦІ. КИЇВ, 2008. 150 С.

11. ГKD 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила
12. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.
13. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГDK 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.
14. СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.
15. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.
16. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)
17. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)
18. Методичні вказівки до виконання бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітніх програм «Електроенергетика та електротехніка», «Електричні станції» та «Електричні системи та мережі» [Електронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар. – Вінниця: ВНТУ, 2022, (PDF, 95 с.)

19. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Системи автоматизованого проєктування електроустановок» для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад. В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2022. – 36 с.

20. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. Посібник / Бондаренко Є. А., Кутін В.М., Лежнюк П.Д. / – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 120 с.

21. ДСНП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

22. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.

23. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. url: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

24. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. к. : ДП «УКРНДНЦ», 2016. 109 с.

25. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. електрообладнання спеціальних установок url: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#text>.

26. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. url: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

27. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. к. : мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

28. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. url: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

29. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. url: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

30. 1ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. url: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

31. Кодекс цивільного захисту України. К.: ВР України, 2012. URL: <HTTP://ZAKON2.RADA.GOV.UA/LAWS/SHOW/5403-17>.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі напругою 110/35 кВ з дослідженням методів діагностування силових трансформаторів»

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет
електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Сіренко Д.А.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Лежнюк П.Д.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

(підпис)

" ____ " ____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

«РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 110/35
КВ З ДОСЛІДЖЕННЯМ МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ»

08-21.МКР.023.00.004 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., професор

Лежнюк П.Д.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-22мз

Сіренко Д.А.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року **«Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки»**, а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу;

б) наказ ректора ВНТУ № 81 від 11 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проаналізувати системи діагностування технічного стану силових підстанцій під навантаженням;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового.

Тривалість використання найбільшого навантаження 6100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної енергії 885 грн. вартість 1 год втраченої електроенергії становить 3,68 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ліній електропередавання складає 25 км за рік. Повітряні лінії напругою 110 кВ, конструкція опор – стандартна та компактна, елементи грозозахисту: трос.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи фрагменту електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність виконання оптимізації.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.01.24	20.01.24	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимально схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.	21.01.24	01.03.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1, 2, 3 ПЗ
3	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів	02.03.24	22.03.24	розділ 4, 5, 6, 7

	електричної мережі.			
4	Економічна частина. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів.	23.03.24	15.04.24	розділ 8, 9
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	16.04.24	01.05.24	пояснювальна записка
6	Оформлення пояснювальної записки	02.05.24	12.05.24	розділ 5,6
7	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	13.05.24	21.05.24	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

9. Вимоги до оформлення МКР

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

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

**БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ. ДОСЛІДЖЕННЯ
БЕЗПЕКИ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ
ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ**

Запобігання виникненню надзвичайних ситуацій — це підготовка та реалізація комплексу правових, соціально-економічних, політичних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних та інших заходів, спрямованих на регулювання безпеки, проведення оцінки рівнів ризику, завчасне реагування на загрозу виникнення надзвичайної ситуації на основі даних моніторингу (спостережень), експертизи, досліджень та прогнозів щодо можливого перебігу подій із метою недопущення їх переростання у надзвичайну ситуацію або пом'якшення її можливих наслідків. З метою своєчасного захисту населення і територій від НС техногенного та природного характеру, запобігання та реагування на них відповідними центральними та місцевими органами виконавчої влади здійснюється: створення і підтримання в постійній готовності загальнодержавної і територіальних систем спостереження і контролю з включенням до них існуючих сил і засобів контролю; організація, збирання, опрацювання і передавання інформації про стан довкілля, забруднення харчових продуктів, продовольчої сировини, фуражу, води з радіоактивними, хімічними речовинами, мікроорганізмами та іншими біологічними агентами. Укриттю в захисних спорудах, у разі необхідності, підлягає населення відповідно до його належності до груп (працююча зміна, населення, яке проживає в небезпечних зонах). Наявний фонд захисних споруд використовується для господарських, культурних і побутових потреб населення. В умовах неповного забезпечення захисними спорудами в містах і інших населених пунктах, що мають об'єкти підвищеної небезпеки, основним засобом захисту населення є евакуація і розміщення його в зонах, які є безпечними для проживання людей і тварин. Евакуація проводиться із зон можливого катастрофічного затоплення, можливого

небезпечного радіоактивного забруднення, хімічного ураження, в районах виникнення стихійного лиха, аварій і катастроф (якщо виникає безпосередня загроза життю і здоров'ю людей).

В.1 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі 110-35 кВ в умовах впливу іонізуючих випромінювань

Техногенними джерелами іонізуючого випромінювання є підприємства ядерно-паливного циклу, прискорювачі заряджених часток, рентгенівські установки та інше. У природі існують стійкі і нестійкі хімічні елементи. Нестійкі елементи розпадаються на ядра атомів інших елементів. Процес спонтанного перетворення ядер атомів нестійких елементів називається радіоактивним розпадом. Цей самовільний розпад неможливо прискорити, сповільнити або зупинити. Розпад ядер супроводжується випромінюванням компонентами якого є альфа- (α), бета- (β), гамма- (γ) випромінювання та нейтрони. Основною властивістю іонізуючого випромінювання є його всепроникаюча здатність. Під час роботи з радіоактивними елементами значення має не їх маса, а кількість ядер, що розпадаються за секунду. Для оцінки біологічної дії радіації на організм людини вводиться поняття еквівалентної дози, що визначається як добуток поглинутої дози на коефіцієнт якості даного випромінювання. Організм людини не може відчувати навіть згубної дози переопромінення, без спеціальних приладів не може дізнатися про наявний рівень радіації.

Іонізуюче випромінювання, проходячи через біологічні тканини, викликає їх іонізацію, призводить до утворення позитивних і негативних іонів, до складних функціональних і морфологічних змін. Молекули води, що входять до складу організму розпадаються утворюючи вільні атоми та радикали, які мають велику окислювальну здатність. Вільні радикали пошкоджують тканини і порушують нормальні біохімічні процеси у живій тканині.

Залежно від поглинутої дози ці зміни можуть бути зворотними і незворотними.

В якості критерію оцінки безпеки даної системи можна використовувати граничне значення рівня радіації.

$$P_{zp} = K \times p_{zp} \times K_{noc}, \quad (B.1)$$

де P_{zg} - рівень радіації, який відповідає початку зворотних змін в елементах;

K - коефіцієнт надійності (приймаємо $K = 0,95$)

В таблиці (B.1) для кожного елемента наведені граничні значення потужності дози опромінення, при якій в елементах можуть виникнути зворотні процеси.

Таблиця B.1 – Граничні значення експозиційних доз фрагменту ЕМ

№	Блоки ЕМ	Елементна база ЕМ	P_{zg} , Р/год	P_{zp} , Р/год
1	Блок живлення	Мікросхема КР 531 ЛР11	10^5	10^4
2	Блок керування	Транзистори КТ-814	10^4	
		Діоди Д220А	10^4	
		Конденсатори СП5-30-25	10^7	
		Резистори ПЕВР100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМН-6300 110/10	10^7	
		Тиристори Т171-320-12	10^5	
		Дросель ВЛМ	10^5	

Проаналізувавши дані таблиці 1 ми визначили, що самим вразливим елементом системи з мінімальною дозою $P_{zp} = 10^4 P$ є транзистори та діоди, а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих

випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить його стійкість. Тоді враховуючи коефіцієнт послаблення $K_{\text{посл}}=7$, маємо

$$P_{\text{зр}} = 0,9 \times 10^4 \times 7 = 6,3 \times 10^4 \text{ (P/год)}.$$

Визначимо допустимий час роботи в заданих умовах за формулою:

$$t_{\text{дон}} = 12,6 \times 10^3 \text{ (год)}.$$

Отже, безпечною робота даної фрагменту електричної мережі буде в тому разі, коли граничне значення рівня радіації в умовах експлуатації не перевищуватиме $P_{\text{зр}} = 6,3 \times 10^4 \text{ (P/год)}$.

В.2 Дослідження безпеки роботи фрагменту електричної мережі 110-35 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

Електромагнітний імпульс як вражаючий фактор здатний розповсюджуватися на десятки й сотні кілометрів по лініях електропередачі, зв'язку, трубопроводах. Він може впливати на об'єкти енергетики там, де ударна хвиля, світлове випромінювання, проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори. Особливо піддаються впливу ЕМІ радіоелектронна апаратура, системи автоматичного регулювання, технологічні захисти, виконані на напівпровідникових та інтегральних схемах, що працюють на малих струмах і напругах, чутливі до впливу зовнішніх електричних і магнітних полів. ЕМІ пробиває ізоляцію, випалює елементи електронних схем, викликає коротке замикання, стирає магнітний запис ЕОМ.

Напруженість електромагнітного поля всередині залізобетонних будівель і споруд об'єктів енергетики може бути недостатня для того, щоб вивести з ладу апаратуру, але такі поля можуть викликати тимчасове порушення роботи автоматичних електронних пристроїв, засобів високоякісного зв'язку, ЕОМ та ін.

Таким чином, ЕМІ ядерного вибуху ефективно вражає електротехнічні і радіотехнічні пристрої, тому при вирішенні завдань підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики у воєнний час необхідно правильно оцінити ймовірність пошкодження наявних електротехнічних та електронних систем у

результаті впливу ЕМІ, знайти шляхи і способи боротьби з наслідками такого впливу і захисту від проникнення імпульсів електромагнітної енергії по внутрішньому ланцюгу апаратури.

Ідеальним захистом від ЕМІ стало б повне укриття приміщення, в якому розміщена радіоелектронна апаратура, металевим екраном. В той же час ясно, що практично забезпечити такий захист у ряді випадків неможливо, оскільки для роботи апаратури часто вимагається забезпечити її електричний зв'язок із зовнішніми пристроями.

Значні порушення викликає електромагнітний імпульс у роботі цифрових та контрольних пристроїв. Великі електричні потенціали відносно землі, які виникають на екранах, жилах кабелів, фідерних пристроях та провідних лініях зв'язку, виникають внаслідок дії ЕМІ і можуть являти небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Дані про елементи підстанції наведені в таблиці В.2.

Таблиця В.2– Розрахункові дані про елементи фрагменту ЕМ.

Елемент електричної мережі	$U_{ж}, В$	$l_{г}, м$	$N, \%$
Вимикач	14	0,4	11
Вимірювальний трансформатор	48	0,26	16
Силовий трансформатор	26	0,32	16

Визначаємо допустиму напругу:

$$U_{д} = \frac{U_{ж} + U_{ж}n}{100}, \quad (B.2)$$

$$U_{д1} = 14 + \frac{14}{100} \cdot 11 = 15,54(B);$$

$$U_{д2} = 48 + \frac{48}{100} \cdot 16 = 55,68(B);$$

$$U_{д3} = 26 + \frac{26}{100} \cdot 16 = 30,16(B).$$

В якості показника безпеки елементів фрагменту електричної мережі до дії електромагнітного імпульсу використовується коефіцієнт безпеки, який визначається відношенням гранично допустимої напруги U_D до наведеної, тобто створеної ЕМІ в даних умовах U_E , який вимірюється у децибелах:

$$K_{\delta} = \frac{20 \lg U_D}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 [\text{дБ}], \quad (\text{В.3})$$

Для нормальної роботи елементів необхідно, щоб виконувалась умова:

$$K_{\delta} \geq 40 (\text{дБ});$$

Визначаємо максимально очікувану напругу в горизонтальних лініях для кожного елементу:

$$U_{\Gamma} = \frac{U_D}{10^{\frac{K}{20}}} (\text{В});$$

$$U_{\Gamma 1} = \frac{15,54}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,1554 (\text{дБ});$$

$$U_{\Gamma 2} = \frac{55,68}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,5568 (\text{дБ});$$

$$U_{\Gamma 3} = \frac{30,02}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,3002 (\text{В}).$$

Напруженість електричного поля для вертикальної складової знаходимо за формулою:

$$E_B = \frac{U_1}{l_{\Gamma}}; \quad (\text{В.4})$$

$$E_{\Gamma 1} = \frac{0,1554}{0,4} = 0,3885 (\text{В} / \text{м});$$

$$E_{\Gamma 2} = \frac{0,5568}{0,26} = 2,14 (\text{В} / \text{м});$$

$$E_{\Gamma 3} = \frac{0,3002}{0,32} = 0,92 (\text{В} / \text{м});$$

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в межах від 0 до 40 (дБ). Так як, $K_6 < 40(\text{дБ})$ то апаратура буде не стійка в роботі і потрібно проводити екранування. Використаємо захисний екран зі сталі. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для процесорного блоку. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці В.3.

$$A = K\beta_{\text{ном}} - K\beta_{\text{мін}}, \quad (\text{В.5})$$

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (\text{В.6})$$

де A – перехідне затухання екрану;

f – найбільш характерна частота (15 кГц).

Таблиця В.3 – дані розрахунку захисного екрану по різним блокам.

№	Елемент електричної мережі	$A_{\text{екр}}$, (дБ)	t , (см)
1	Блок розподільчих пристроїв	37,637	0,059
2	Блок живлення	40,404	0,063
3	Панель управління	25,597	0,04
4	МПК	30,702	0,048
5	Система автоматики	42,499	0,067
6	Блок прийому і передачі	39,133	0,061
7	Релейний захист	41,855	0,066
8	Диференціальний та максимальний струмовий захист підстанцій та РП	32,64	0,051

Для підвищення стійкості роботи фрагменту електричної мережі 110-35 кВ від ЕМІ необхідно: встановити захисний екран зі сталі з товщиною стінок 0,07 (см), на входах та виходах пульта управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряних ліній електропередач і умовах дії ЕМІ.

Пропозиції по підвищенню стійкості:

- кабелі живлення електродвигунів на 380 В помістити в металеві труби, на вводах до двигунів встановити розрядники;
- розвідну мережу керування і кабелі введення інформації від датчиків прокласти в сталевих заземлених трубах;
- пристрій введення, блок керування розмістити в металевих пасивних екранах з коефіцієнтом безпеки понад 40 дБ;
- на вводах ЕОМ, блоку керування встановити швидкодіючі комутаційні пристрої.

З попередніх розрахунків випливає, що для безпечної роботи фрагменту електричної мережі 110-35 кВ в умовах дії іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу, необхідно щоб граничне значення рівня радіації в умовах експлуатації не перевищувало - $P_{\text{зр}} = 6,3 \times 10^4 (P/200)$, а вертикальна складова напруженості електричного поля - $E_B = 388,5 (B / м)$

В результаті оцінки було проведено розрахунки та розроблено заходи по підвищенню безпеки роботи системи в розглянутих умовах.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.163 МВт / 877.428 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.560 МВт / 863.386 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.836 МВт / 3.609 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.836 МВт / 3.609 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.505 МВт / 4.425 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.318 МВт / 1.372 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.823 МВт / 5.797 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.658 МВт / 9.406 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-60.754	-35.096	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.221	-0.28
7	Махаренці	0.000	0.000	114.051	-0.32
204	204	0.000	0.000	113.951	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	113.492	-0.52
9	Погребище	0.000	0.000	113.093	-0.62
205	205	0.000	0.000	113.126	-0.61
10	Плисків	0.000	0.000	113.115	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	113.567	-0.50
206	206	0.000	0.000	113.683	-0.47
12	Степанівка	0.000	0.000	114.586	-0.15
207	207	0.000	0.000	114.752	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	114.672	-0.11
200	ВП ПС-750	-31.009	-13.862	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98
10001		7.150	3.660	10.693	-1.96
300011		0.000	0.000	112.433	-1.41
200011		0.000	0.000	37.641	-1.41
100011		0.000	0.000	10.693	-1.96
30002		0.000	0.000	111.155	-2.37

20002	0.000	0.000	26.579	-2.37
10002	14.750	8.360	10.622	-2.34
300022	0.000	0.000	111.162	-2.37
200022	0.000	0.000	26.581	-2.37
100022	0.000	0.000	10.623	-2.34
30003	0.000	0.000	112.630	-1.88
20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	109.179	-3.81
20007	0.000	0.000	36.551	-3.81
10007	5.440	3.090	10.180	-5.95
10008	3.630	2.150	10.369	-4.10
30009	0.000	0.000	110.690	-2.46
20009	0.000	0.000	37.057	-2.46
10009	5.780	3.280	10.453	-3.55
300099	0.000	0.000	110.692	-2.46
200099	0.000	0.000	37.058	-2.46
100099	0.000	0.000	10.454	-3.55
100010	3.180	1.970	10.379	-3.75
3000111	0.000	0.000	110.334	-3.48
2000111	0.000	0.000	36.938	-3.48
1000111	7.260	3.520	10.536	-3.44
100012	3.290	1.860	10.546	-3.31
100013	3.400	1.650	10.593	-3.39
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732

100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.847	2.893	1.716	0.005	0.131	0.018	2.498
30009	10009	2.893	1.716	2.888	1.640	0.005	0.076	0.018	1.509
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.183	-0.000
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.076	0.018	1.508
9	300099	2.898	1.846	2.894	1.715	0.005	0.131	0.018	2.496
300	203	14.563	8.396	14.505	8.268	0.058	0.128	0.084	0.780
203	7	14.505	8.607	14.489	8.584	0.016	0.023	0.085	0.171
7	204	8.996	4.695	8.990	4.687	0.006	0.008	0.051	0.100
204	8	8.990	5.013	8.969	4.966	0.021	0.047	0.052	0.461
8	9	5.308	2.996	5.295	2.976	0.014	0.020	0.031	0.401
9	205	-0.542	-0.453	-0.542	-0.453	0.000	0.000	-0.004	-0.033
205	11	-3.748	-2.055	-3.759	-2.071	0.011	0.015	-0.022	-0.444
11	206	-11.071	-5.735	-11.079	-5.747	0.008	0.012	-0.063	-0.116
206	12	-11.079	-5.288	-11.136	-5.393	0.057	0.105	-0.062	-0.907
12	207	-14.452	-7.097	-14.466	-7.122	0.014	0.025	-0.081	-0.166
207	200	-17.893	-8.737	-17.919	-8.783	0.025	0.046	-0.100	-0.248
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
205	10	3.206	2.285	3.206	2.285	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.195	2.231	3.178	1.969	0.017	0.261	0.020	4.827
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3000111	7.285	4.005	7.270	3.518	0.014	0.486	0.042	3.433
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.014	0.000	0.042	0.173
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.258	0.020	4.515
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.861	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.905	3.398	1.649	0.017	0.255	0.020	4.114
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.650	2.482	3.628	2.149	0.022	0.332	0.022	5.357
7	30007	5.473	3.864	5.455	3.373	0.018	0.489	0.034	5.111
30007	10007	5.455	3.373	5.437	3.088	0.018	0.284	0.034	3.078
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 134.530 МВт / 1178.485 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 131.960 МВт / 1155.970 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.571 МВт / 6.784 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.571 МВт / 6.784 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.607 МВт / 5.315 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.462 МВт / 1.995 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.069 МВт / 7.310 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.639 МВт / 14.094 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-69.886	-39.807	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.350	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	112.982	-0.71
5	Глухівці	0.000	0.000	112.661	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.242	-1.00
3	Сигнал	0.000	0.000	114.351	-0.23
201	201	0.000	0.000	114.352	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.477	-0.88
1	Калинівка	0.000	0.000	112.599	-0.85
100	Вінницький енерговузол	-13.117	-7.655	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.069	-0.36
7	Махаренці	0.000	0.000	113.864	-0.41
204	204	0.000	0.000	113.731	-0.45
8	Черемошне	0.000	0.000	113.128	-0.69
9	Погребище	0.000	0.000	112.511	-0.87
205	205	0.000	0.000	112.402	-0.92
10	Плисків	0.000	0.000	112.391	-0.92
11	Липовець	0.000	0.000	112.508	-0.94
206	206	0.000	0.000	112.714	-0.87
12	Степанівка	0.000	0.000	114.354	-0.24
207	207	0.000	0.000	114.625	-0.14
13	Оленівка	0.000	0.000	114.545	-0.16
200	ВП ПС-750	-47.528	-20.456	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.625	-0.13
14	Турбів	0.000	0.000	113.232	-0.60
30001		0.000	0.000	111.022	-2.32
20001		0.000	0.000	37.168	-2.32
10001		7.150	3.660	10.611	-2.29
300011		0.000	0.000	111.576	-1.74
200011		0.000	0.000	37.354	-1.74
100011		0.000	0.000	10.611	-2.29
30002		0.000	0.000	110.204	-2.74

20002	0.000	0.000	26.352	-2.74
10002	14.750	8.360	10.531	-2.71
300022	0.000	0.000	110.211	-2.75
200022	0.000	0.000	26.354	-2.75
100022	0.000	0.000	10.532	-2.72
30003	0.000	0.000	112.557	-1.91
20003	0.000	0.000	37.682	-1.91
10003	8.390	4.070	10.746	-1.86
300033	0.000	0.000	112.557	-1.91
200033	0.000	0.000	37.682	-1.91
100033	0.000	0.000	10.766	-1.91
30004	0.000	0.000	111.092	-2.22
20004	0.000	0.000	26.564	-2.22
10004	19.280	10.930	10.515	-3.17
300044	0.000	0.000	111.098	-2.22
200044	0.000	0.000	26.566	-2.22
100044	0.000	0.000	10.516	-3.17
10005	5.100	2.470	10.423	-4.06
10006	6.580	3.550	10.429	-3.60
30007	0.000	0.000	108.982	-3.91
20007	0.000	0.000	36.485	-3.91
10007	5.440	3.090	10.161	-6.06
10008	3.630	2.150	10.332	-4.30
30009	0.000	0.000	110.094	-2.74
20009	0.000	0.000	36.858	-2.74
10009	5.780	3.280	10.395	-3.84
300099	0.000	0.000	110.095	-2.74
200099	0.000	0.000	36.858	-2.74
100099	0.000	0.000	10.396	-3.84
100010	3.180	1.970	10.307	-4.10
3000111	0.000	0.000	109.239	-3.98
2000111	0.000	0.000	36.571	-3.98
1000111	7.260	3.520	10.431	-3.93
100012	3.290	1.860	10.523	-3.42
100013	3.400	1.650	10.580	-3.45
300014	0.000	0.000	112.046	-1.56
200014	0.000	0.000	37.511	-1.56
100014	5.330	2.880	10.650	-2.12
30001414	0.000	0.000	111.437	-2.14
20001414	0.000	0.000	37.307	-2.14
10001414	0.000	0.000	10.650	-2.12
501	0.000	0.000	112.030	-1.11
504	0.000	0.000	112.180	-1.17
503	0.000	0.000	112.214	-1.13
502	0.000	0.000	112.219	-1.11
100501	15.400	9.900	10.288	-4.18
1005012	0.000	0.000	10.288	-4.18
100502	8.200	4.770	10.403	-3.69
1005022	0.000	0.000	10.404	-3.70
100503	-4.000	0.000	10.757	2.88
100504	9.800	-2.860	10.849	-4.28
1005042	0.000	0.000	10.850	-4.28

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	30004	9.646	6.042	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.964
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.243
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.239
4	300044	9.657	6.023	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.959
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000

3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
300	202	26.049	15.107	25.962	14.916	0.086	0.190	0.151	0.651
202	3	-5.424	-3.676	-5.424	-3.676	0.000	0.000	-0.033	-0.001
3	201	-13.893	-8.418	-13.893	-8.419	0.000	0.000	-0.082	-0.000
201	300	-25.691	-14.755	-25.776	-14.944	0.085	0.188	-0.149	-0.649
201	2	11.799	7.306	11.686	7.055	0.113	0.250	0.070	1.887
2	14	-14.079	-4.790	-14.150	-4.892	0.070	0.102	-0.076	-0.762
14	208	-19.535	-7.672	-19.711	-7.927	0.176	0.254	-0.107	-1.399
208	200	-19.711	-7.500	-19.759	-7.569	0.047	0.069	-0.106	-0.375
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.865	0.001	0.035	0.009	1.221
300014	100014	1.528	0.865	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.740
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.233	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.091
14	30001414	3.808	2.170	3.804	2.034	0.004	0.136	0.022	1.866
2	30002	7.385	4.514	7.376	4.185	0.009	0.328	0.044	2.386
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.100
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.464	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.499	7.384	4.170	0.009	0.328	0.044	2.379
2	1	-5.739	-4.366	-5.742	-4.374	0.004	0.008	-0.037	-0.123
1	100	-12.956	-7.586	-13.117	-7.942	0.160	0.355	-0.077	-2.414
1	30001	3.581	1.890	3.578	1.772	0.003	0.117	0.021	1.655
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.086
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.219	-0.000
300011	100011	3.573	1.931	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.675
1	300011	3.575	2.005	3.573	1.931	0.002	0.073	0.021	1.062
9	30009	2.898	1.850	2.893	1.717	0.005	0.132	0.018	2.529
30009	10009	2.893	1.717	2.888	1.640	0.005	0.077	0.018	1.527
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.184	-0.000
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.077	0.018	1.526
9	300099	2.899	1.848	2.894	1.715	0.005	0.132	0.018	2.528
2	501	16.632	8.005	16.597	7.908	0.034	0.097	0.095	0.454
501	504	1.105	-2.987	1.104	-2.992	0.002	0.005	0.016	-0.147
504	502	-4.783	0.175	-4.785	0.170	0.002	0.005	-0.025	-0.041
502	11	-13.038	-5.011	-13.057	-5.063	0.018	0.052	-0.072	-0.295
11	205	0.333	0.880	0.332	0.879	0.001	0.001	0.005	0.106
205	9	-2.874	-0.735	-2.876	-0.738	0.002	0.003	-0.015	-0.110
9	8	-8.712	-4.174	-8.747	-4.224	0.035	0.050	-0.049	-0.622
8	204	-12.408	-6.200	-12.447	-6.287	0.039	0.086	-0.071	-0.608
204	7	-12.447	-5.962	-12.457	-5.977	0.011	0.015	-0.070	-0.134
7	203	-17.951	-9.869	-17.974	-9.903	0.023	0.034	-0.104	-0.205
203	300	-17.974	-9.565	-18.061	-9.756	0.086	0.190	-0.103	-0.934
11	206	-20.702	-9.459	-20.729	-9.499	0.028	0.040	-0.117	-0.208
206	12	-20.729	-9.048	-20.928	-9.411	0.198	0.362	-0.116	-1.652
12	207	-24.244	-11.118	-24.282	-11.187	0.038	0.069	-0.134	-0.271
207	200	-27.709	-12.803	-27.769	-12.912	0.059	0.109	-0.153	-0.376
502	100502	4.111	2.649	4.097	2.385	0.015	0.263	0.025	3.655
100502	1005022	-4.098	-2.382	-4.098	-2.382	0.000	0.000	-0.263	-0.000
502	1005022	4.113	2.646	4.098	2.382	0.015	0.263	0.025	3.652
504	100504	4.913	-1.146	4.898	-1.427	0.015	0.280	0.026	-0.958
100504	1005042	-4.896	1.431	-4.896	1.431	0.000	0.000	-0.271	-0.000
504	1005042	4.912	-1.150	4.896	-1.431	0.015	0.280	0.026	-0.962
501	100501	7.724	5.580	7.692	4.952	0.032	0.626	0.049	4.739
100501	1005012	-7.698	-4.942	-7.699	-4.942	0.000	0.000	-0.513	-0.001
501	1005012	7.731	5.570	7.699	4.942	0.032	0.626	0.049	4.732
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	10006	6.596	3.956	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.404
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	31.386	18.961	31.166	18.474	0.219	0.485	0.185	1.376
30004	20004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	30007	5.473	3.867	5.455	3.375	0.018	0.491	0.034	5.134
30007	10007	5.455	3.375	5.437	3.088	0.018	0.285	0.034	3.091

30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.650	2.485	3.628	2.149	0.022	0.335	0.022	5.399
205	10	3.206	2.288	3.206	2.288	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.196	2.234	3.178	1.969	0.018	0.264	0.020	4.897
300033	100033	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.278	11.762	6.234	0.020	0.044	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	503	-3.967	-0.130	-3.969	-0.133	0.001	0.003	-0.020	-0.035
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.126
12	100012	3.305	2.119	3.288	1.859	0.017	0.259	0.020	4.536
503	100503	-3.979	0.279	-3.997	-0.000	0.018	0.278	-0.020	-0.127
5	10005	5.118	2.844	5.097	2.468	0.021	0.374	0.030	3.945
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.015	7.270	3.518	0.015	0.495	0.043	3.517
3000111	2000111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.043	0.174
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.630	3.776	6.615	3.744	0.014	0.032	0.039	0.424

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 134.698 МВт / 1179.954 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 131.960 МВт / 1155.970 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.742 МВт / 7.526 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.742 МВт / 7.526 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.553 МВт / 4.843 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.510 МВт / 2.205 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.063 МВт / 7.048 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.806 МВт / 14.573 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-69.949	-40.844	110.000	0.00
202	202	0.000	0.000	109.312	-0.25
4	Козятин тяга	0.000	0.000	107.868	-0.78
5	Глухівці	0.000	0.000	107.527	-0.91
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.084	-1.08
3	Сигнал	0.000	0.000	109.313	-0.25
201	201	0.000	0.000	109.314	-0.25
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.323	-0.95
1	Калинівка	0.000	0.000	107.452	-0.92
100	Вінницький енерговузол	-13.121	-7.887	110.000	0.00
203	203	0.000	0.000	109.005	-0.39
7	Махаренці	0.000	0.000	108.788	-0.44
204	204	0.000	0.000	108.645	-0.48
8	Черемошне	0.000	0.000	108.002	-0.75
9	Погребище	0.000	0.000	107.348	-0.95
205	205	0.000	0.000	107.232	-1.00
10	Плисків	0.000	0.000	107.220	-1.00
11	Липовець	0.000	0.000	107.346	-1.01
206	206	0.000	0.000	107.565	-0.95
12	Степанівка	0.000	0.000	109.312	-0.26
207	207	0.000	0.000	109.600	-0.15
13	Оленівка	0.000	0.000	109.516	-0.18
200	ВП ПС-750	-47.627	-21.261	110.000	0.00
209	209	0.000	0.000	110.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	109.602	-0.14
14	Турбів	0.000	0.000	108.125	-0.65
30001		0.000	0.000	105.794	-2.53
20001		0.000	0.000	35.418	-2.53
10001		7.150	3.660	10.110	-2.51
300011		0.000	0.000	106.375	-1.90
200011		0.000	0.000	35.613	-1.90
100011		0.000	0.000	10.111	-2.51
30002		0.000	0.000	104.930	-3.01
20002		0.000	0.000	25.091	-3.01
10002		14.750	8.360	10.026	-2.97
300022		0.000	0.000	104.938	-3.01
200022		0.000	0.000	25.093	-3.01

100022	0.000	0.000	10.027	-2.98
30003	0.000	0.000	107.429	-2.09
20003	0.000	0.000	35.965	-2.09
10003	8.390	4.070	10.255	-2.04
300033	0.000	0.000	107.429	-2.09
200033	0.000	0.000	35.965	-2.09
100033	0.000	0.000	10.275	-2.09
30004	0.000	0.000	105.873	-2.43
20004	0.000	0.000	25.316	-2.43
10004	19.280	10.930	10.010	-3.48
300044	0.000	0.000	105.879	-2.44
200044	0.000	0.000	25.318	-2.44
100044	0.000	0.000	10.011	-3.48
10005	5.100	2.470	9.912	-4.46
10006	6.580	3.550	9.919	-3.95
30007	0.000	0.000	103.583	-4.30
20007	0.000	0.000	34.678	-4.30
10007	5.440	3.090	9.629	-6.68
10008	3.630	2.150	9.814	-4.73
30009	0.000	0.000	104.791	-3.00
20009	0.000	0.000	35.082	-3.00
10009	5.780	3.280	9.881	-4.21
300099	0.000	0.000	104.793	-3.00
200099	0.000	0.000	35.083	-3.00
100099	0.000	0.000	9.881	-4.22
100010	3.180	1.970	9.787	-4.51
3000111	0.000	0.000	103.892	-4.37
2000111	0.000	0.000	34.781	-4.37
1000111	7.260	3.520	9.919	-4.31
100012	3.290	1.860	10.018	-3.75
100013	3.400	1.650	10.079	-3.78
300014	0.000	0.000	106.878	-1.70
200014	0.000	0.000	35.781	-1.70
100014	5.330	2.880	10.152	-2.32
30001414	0.000	0.000	106.239	-2.35
20001414	0.000	0.000	35.567	-2.35
10001414	0.000	0.000	10.152	-2.32
501	0.000	0.000	106.846	-1.20
504	0.000	0.000	106.996	-1.27
503	0.000	0.000	107.030	-1.22
502	0.000	0.000	107.039	-1.20
100501	15.400	9.900	9.767	-4.60
1005012	0.000	0.000	9.768	-4.60
100502	8.200	4.770	9.890	-4.05
1005022	0.000	0.000	9.890	-4.06
100503	-4.000	0.000	10.259	3.18
100504	9.800	-2.860	10.358	-4.69
1005042	0.000	0.000	10.358	-4.69

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.647	6.101	9.638	5.712	0.009	0.387	0.061	2.080
30004	10004	9.638	5.712	9.629	5.471	0.009	0.240	0.061	1.316
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.638	-0.001
300044	100044	9.649	5.693	9.640	5.452	0.009	0.240	0.061	1.312
4	300044	9.659	6.082	9.649	5.693	0.009	0.387	0.061	2.074
3	30003	4.208	2.206	4.203	2.034	0.005	0.171	0.025	1.955
30003	300033	-4.203	-2.034	-4.203	-2.034	0.000	0.000	-0.025	-0.000
3	300033	4.208	2.206	4.203	2.034	0.005	0.171	0.025	1.955
300	202	26.068	15.433	25.973	15.221	0.095	0.211	0.159	0.689
202	3	-5.438	-3.704	-5.438	-3.704	0.000	0.000	-0.035	-0.001
3	201	-13.905	-8.446	-13.905	-8.446	0.000	0.000	-0.086	-0.001
201	300	-25.701	-15.058	-25.796	-15.267	0.094	0.208	-0.157	-0.687
201	2	11.797	7.499	11.671	7.220	0.125	0.278	0.074	2.004
2	14	-14.103	-4.967	-14.181	-5.080	0.078	0.113	-0.080	-0.810
14	208	-19.563	-7.904	-19.759	-8.187	0.195	0.282	-0.112	-1.483
208	200	-19.759	-7.797	-19.811	-7.873	0.053	0.076	-0.112	-0.399
14	300014	1.529	0.905	1.528	0.867	0.001	0.038	0.009	1.288
300014	100014	1.528	0.867	1.527	0.844	0.001	0.022	0.009	0.780

100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.245	-0.000
30001414	10001414	3.805	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.023	0.095
14	30001414	3.809	2.184	3.805	2.034	0.004	0.149	0.023	1.969
2	30002	7.387	4.548	7.377	4.185	0.010	0.362	0.047	2.523
30002	10002	7.377	4.185	7.367	4.185	0.010	0.000	0.047	0.105
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.487	-0.001
300022	100022	7.385	4.170	7.375	4.170	0.010	0.000	0.047	0.105
2	300022	7.395	4.533	7.385	4.170	0.010	0.362	0.047	2.516
2	1	-5.729	-4.448	-5.733	-4.457	0.004	0.009	-0.039	-0.130
1	100	-12.943	-7.754	-13.121	-8.149	0.177	0.393	-0.081	-2.561
1	30001	3.582	1.902	3.578	1.772	0.004	0.129	0.022	1.748
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.004	0.000	0.022	0.090
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.230	-0.000
300011	100011	3.574	1.936	3.571	1.885	0.002	0.050	0.022	0.713
1	300011	3.576	2.017	3.574	1.936	0.002	0.081	0.022	1.122
9	30009	2.899	1.872	2.893	1.725	0.005	0.146	0.019	2.685
30009	10009	2.893	1.725	2.888	1.640	0.005	0.085	0.019	1.620
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.194	-0.000
300099	100099	2.894	1.724	2.889	1.638	0.005	0.085	0.019	1.619
9	300099	2.900	1.871	2.894	1.724	0.005	0.146	0.019	2.684
2	501	16.636	8.288	16.598	8.180	0.038	0.108	0.100	0.486
501	504	1.102	-2.875	1.100	-2.881	0.002	0.005	0.017	-0.148
504	502	-4.788	0.100	-4.790	0.094	0.002	0.006	-0.026	-0.045
502	11	-13.044	-5.153	-13.064	-5.211	0.020	0.057	-0.076	-0.314
11	205	0.334	0.914	0.333	0.913	0.001	0.001	0.005	0.114
205	9	-2.874	-0.786	-2.877	-0.789	0.002	0.003	-0.016	-0.118
9	8	-8.711	-4.294	-8.750	-4.350	0.038	0.055	-0.052	-0.660
8	204	-12.412	-6.407	-12.455	-6.504	0.043	0.096	-0.075	-0.648
204	7	-12.455	-6.207	-12.467	-6.224	0.012	0.017	-0.074	-0.143
7	203	-17.963	-10.202	-17.989	-10.240	0.026	0.038	-0.109	-0.218
203	300	-17.989	-9.931	-18.085	-10.144	0.096	0.212	-0.109	-0.998
11	206	-20.711	-9.739	-20.742	-9.783	0.031	0.044	-0.123	-0.221
206	12	-20.742	-9.372	-20.963	-9.776	0.220	0.403	-0.122	-1.760
12	207	-24.280	-11.546	-24.322	-11.622	0.042	0.076	-0.142	-0.289
207	200	-27.750	-13.290	-27.816	-13.411	0.066	0.121	-0.162	-0.400
502	100502	4.113	2.677	4.097	2.385	0.016	0.291	0.026	3.877
100502	1005022	-4.098	-2.382	-4.098	-2.382	0.000	0.000	-0.276	-0.000
502	1005022	4.115	2.674	4.098	2.382	0.016	0.291	0.026	3.873
504	100504	4.915	-1.119	4.898	-1.427	0.017	0.307	0.027	-0.957
100504	1005042	-4.896	1.431	-4.896	1.431	0.000	0.000	-0.284	-0.000
504	1005042	4.914	-1.123	4.896	-1.431	0.017	0.307	0.027	-0.962
501	100501	7.728	5.649	7.692	4.952	0.035	0.694	0.052	5.035
100501	1005012	-7.698	-4.942	-7.699	-4.942	0.000	0.000	-0.540	-0.001
501	1005012	7.734	5.639	7.699	4.942	0.035	0.694	0.052	5.027
200	209	0.000	-0.022	0.000	-0.022	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.262	-0.000	0.262	0.000	0.000	-0.001	0.001
30002	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
6	10006	6.599	3.999	6.576	3.548	0.023	0.449	0.042	3.611
300099	200099	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
202	4	31.411	19.263	31.168	18.724	0.242	0.536	0.194	1.453
30004	20004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	30007	5.477	3.956	5.457	3.407	0.020	0.547	0.036	5.493
30007	10007	5.457	3.407	5.437	3.088	0.020	0.318	0.036	3.305
30007	20007	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	200033	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300011	200011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.652	2.521	3.628	2.149	0.025	0.371	0.024	5.737
205	10	3.207	2.313	3.207	2.312	0.000	0.000	0.021	0.012
10	100010	3.198	2.263	3.178	1.969	0.020	0.293	0.021	5.202
300033	100033	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.787	6.422	11.765	6.374	0.022	0.048	0.072	0.344
300022	200022	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
504	503	-3.966	-0.065	-3.968	-0.068	0.001	0.003	-0.021	-0.036
207	13	3.428	1.893	3.427	1.890	0.002	0.003	0.021	0.085
11	3000111	7.288	4.068	7.272	3.518	0.016	0.548	0.045	3.739
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.632	3.841	6.616	3.806	0.016	0.035	0.041	0.448

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 134.373 МВт / 1177.111 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 131.960 МВт / 1155.970 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.397 МВт / 6.032 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.397 МВт / 6.032 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.675 МВт / 5.910 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.413 МВт / 1.782 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.087 МВт / 7.692 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.484 МВт / 13.724 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-69.830	-38.667	121.000	0.00
202	202	0.000	0.000	120.391	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	119.104	-0.65
5	Глухівці	0.000	0.000	118.803	-0.76
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	118.411	-0.90
3	Сигнал	0.000	0.000	120.392	-0.21
201	201	0.000	0.000	120.392	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	118.641	-0.80
1	Калинівка	0.000	0.000	118.755	-0.77
100	Вінницький енерговузол	-13.115	-7.396	121.000	0.00
203	203	0.000	0.000	120.136	-0.33
7	Махаренці	0.000	0.000	119.946	-0.37
204	204	0.000	0.000	119.821	-0.41
8	Черемошне	0.000	0.000	119.261	-0.63
9	Погребище	0.000	0.000	118.684	-0.80
205	205	0.000	0.000	118.583	-0.84
10	Плисків	0.000	0.000	118.572	-0.84
11	Липовець	0.000	0.000	118.680	-0.85
206	206	0.000	0.000	118.873	-0.80
12	Степанівка	0.000	0.000	120.399	-0.22
207	207	0.000	0.000	120.651	-0.13
13	Оленівка	0.000	0.000	120.575	-0.15
200	ВП ПС-750	-47.429	-19.554	121.000	0.00
209	209	0.000	0.000	121.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	120.650	-0.12
14	Турбів	0.000	0.000	119.346	-0.54
30001		0.000	0.000	117.266	-2.09
20001		0.000	0.000	39.259	-2.09
10001		7.150	3.660	11.208	-2.07
300011		0.000	0.000	117.789	-1.57
200011		0.000	0.000	39.434	-1.57
100011		0.000	0.000	11.209	-2.07
30002		0.000	0.000	116.496	-2.47
20002		0.000	0.000	27.857	-2.47
10002		14.750	8.360	11.133	-2.45
300022		0.000	0.000	116.503	-2.48
200022		0.000	0.000	27.858	-2.48
100022		0.000	0.000	11.134	-2.45

30003	0.000	0.000	118.695	-1.72
20003	0.000	0.000	39.737	-1.72
10003	8.390	4.070	11.335	-1.68
300033	0.000	0.000	118.695	-1.72
200033	0.000	0.000	39.737	-1.72
100033	0.000	0.000	11.353	-1.72
30004	0.000	0.000	117.325	-2.00
20004	0.000	0.000	28.055	-2.00
10004	19.280	10.930	11.117	-2.85
300044	0.000	0.000	117.330	-2.00
200044	0.000	0.000	28.056	-2.00
100044	0.000	0.000	11.118	-2.85
10005	5.100	2.470	11.032	-3.64
10006	6.580	3.550	11.037	-3.23
30007	0.000	0.000	115.396	-3.51
20007	0.000	0.000	38.633	-3.51
10007	5.440	3.090	10.790	-5.42
10008	3.630	2.150	10.949	-3.86
30009	0.000	0.000	116.414	-2.47
20009	0.000	0.000	38.974	-2.47
10009	5.780	3.280	11.008	-3.45
300099	0.000	0.000	116.416	-2.47
200099	0.000	0.000	38.974	-2.47
100099	0.000	0.000	11.008	-3.45
100010	3.180	1.970	10.925	-3.69
3000111	0.000	0.000	115.607	-3.58
2000111	0.000	0.000	38.703	-3.58
1000111	7.260	3.520	11.041	-3.53
100012	3.290	1.860	11.125	-3.08
100013	3.400	1.650	11.179	-3.10
300014	0.000	0.000	118.226	-1.41
200014	0.000	0.000	39.580	-1.41
100014	5.330	2.880	11.244	-1.91
30001414	0.000	0.000	117.650	-1.93
20001414	0.000	0.000	39.387	-1.93
10001414	0.000	0.000	11.245	-1.91
501	0.000	0.000	118.227	-1.01
504	0.000	0.000	118.376	-1.06
503	0.000	0.000	118.409	-1.03
502	0.000	0.000	118.410	-1.01
100501	15.400	9.900	10.906	-3.75
1005012	0.000	0.000	10.907	-3.76
100502	8.200	4.770	11.015	-3.32
1005022	0.000	0.000	11.015	-3.32
100503	-4.000	0.000	11.351	2.57
100504	9.800	-2.860	11.437	-3.86
1005042	0.000	0.000	11.438	-3.86

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.644	5.982	9.636	5.666	0.007	0.314	0.055	1.843
30004	10004	9.636	5.666	9.629	5.471	0.007	0.194	0.055	1.166
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.574	-0.001
300044	100044	9.647	5.647	9.640	5.452	0.007	0.194	0.055	1.163
4	300044	9.655	5.963	9.647	5.647	0.007	0.314	0.055	1.837
3	30003	4.205	2.174	4.201	2.034	0.004	0.140	0.023	1.750
30003	300033	-4.201	-2.034	-4.201	-2.034	0.000	0.000	-0.023	-0.000
3	300033	4.205	2.174	4.201	2.034	0.004	0.140	0.023	1.750
300	202	26.032	14.751	25.955	14.580	0.077	0.170	0.143	0.610
202	3	-5.408	-3.655	-5.408	-3.655	0.000	0.000	-0.031	-0.001
3	201	-13.881	-8.404	-13.881	-8.405	0.000	0.000	-0.078	-0.000
201	300	-25.684	-14.422	-25.760	-14.591	0.076	0.168	-0.141	-0.609
201	2	11.804	7.093	11.703	6.870	0.100	0.222	0.066	1.762
2	14	-14.055	-4.594	-14.117	-4.684	0.062	0.090	-0.072	-0.711
14	208	-19.507	-7.412	-19.664	-7.639	0.156	0.226	-0.101	-1.309
208	200	-19.664	-7.166	-19.706	-7.227	0.042	0.061	-0.100	-0.350
14	300014	1.529	0.894	1.528	0.862	0.001	0.031	0.009	1.150
300014	100014	1.528	0.862	1.527	0.844	0.001	0.018	0.009	0.697
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.221	-0.000

30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.021	0.086
14	30001414	3.808	2.156	3.804	2.034	0.004	0.122	0.021	1.757
2	30002	7.383	4.479	7.375	4.185	0.008	0.293	0.042	2.241
30002	10002	7.375	4.185	7.367	4.185	0.008	0.000	0.042	0.095
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.439	-0.001
300022	100022	7.383	4.170	7.375	4.170	0.008	0.000	0.042	0.095
2	300022	7.391	4.464	7.383	4.170	0.008	0.293	0.042	2.234
2	1	-5.750	-4.279	-5.753	-4.286	0.003	0.007	-0.035	-0.115
1	100	-12.972	-7.396	-13.115	-7.713	0.142	0.315	-0.072	-2.256
1	30001	3.581	1.878	3.577	1.772	0.003	0.105	0.020	1.556
30001	10001	3.577	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.020	0.081
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.208	-0.000
300011	100011	3.573	1.926	3.571	1.885	0.002	0.041	0.020	0.635
1	300011	3.575	1.992	3.573	1.926	0.002	0.066	0.020	0.999
9	30009	2.897	1.827	2.892	1.709	0.004	0.118	0.017	2.366
30009	10009	2.892	1.709	2.888	1.640	0.004	0.069	0.017	1.429
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.174	-0.000
300099	100099	2.893	1.707	2.889	1.638	0.004	0.069	0.017	1.428
9	300099	2.897	1.826	2.893	1.707	0.004	0.118	0.017	2.364
2	501	16.630	7.696	16.599	7.610	0.031	0.086	0.089	0.421
501	504	1.110	-3.117	1.108	-3.122	0.002	0.005	0.016	-0.147
504	502	-4.778	0.260	-4.780	0.256	0.002	0.005	-0.023	-0.037
502	11	-13.033	-4.855	-13.050	-4.901	0.016	0.046	-0.068	-0.275
11	205	0.332	0.841	0.331	0.840	0.000	0.001	0.004	0.097
205	9	-2.874	-0.675	-2.876	-0.678	0.002	0.003	-0.014	-0.102
9	8	-8.715	-4.039	-8.745	-4.084	0.031	0.044	-0.047	-0.582
8	204	-12.405	-5.966	-12.439	-6.043	0.035	0.077	-0.067	-0.565
204	7	-12.439	-5.682	-12.449	-5.696	0.009	0.014	-0.066	-0.125
7	203	-17.941	-9.502	-17.961	-9.532	0.021	0.030	-0.098	-0.191
203	300	-17.961	-9.157	-18.037	-9.326	0.076	0.168	-0.097	-0.865
11	206	-20.693	-9.149	-20.718	-9.184	0.024	0.035	-0.110	-0.195
206	12	-20.718	-8.682	-20.894	-9.005	0.176	0.321	-0.109	-1.537
12	207	-24.210	-10.639	-24.243	-10.701	0.033	0.061	-0.127	-0.252
207	200	-27.670	-12.258	-27.723	-12.354	0.053	0.096	-0.145	-0.350
502	100502	4.110	2.621	4.097	2.385	0.013	0.234	0.024	3.423
100502	1005022	-4.098	-2.382	-4.098	-2.382	0.000	0.000	-0.248	-0.000
502	1005022	4.111	2.617	4.098	2.382	0.013	0.234	0.024	3.419
504	100504	4.912	-1.174	4.898	-1.427	0.014	0.252	0.025	-0.951
100504	1005042	-4.896	1.431	-4.896	1.431	0.000	0.000	-0.257	-0.000
504	1005042	4.910	-1.178	4.896	-1.431	0.014	0.252	0.025	-0.956
501	100501	7.721	5.511	7.692	4.952	0.028	0.557	0.046	4.430
100501	1005012	-7.698	-4.942	-7.699	-4.942	0.000	0.000	-0.483	-0.001
501	1005012	7.727	5.501	7.699	4.942	0.028	0.557	0.046	4.423
200	209	0.000	-0.027	-0.000	-0.027	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	0.000	0.317	-0.000	0.317	0.000	0.000	-0.002	0.001
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10006	6.594	3.912	6.576	3.548	0.018	0.363	0.037	3.187
300099	200099	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	31.364	18.644	31.167	18.208	0.195	0.433	0.175	1.294
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	30007	5.469	3.779	5.453	3.342	0.016	0.435	0.032	4.765
30007	10007	5.453	3.342	5.437	3.088	0.016	0.253	0.032	2.871
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.648	2.448	3.628	2.149	0.020	0.298	0.021	5.047
205	10	3.206	2.265	3.205	2.265	0.000	0.000	0.019	0.010
10	100010	3.194	2.205	3.178	1.969	0.016	0.235	0.019	4.580
300033	100033	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.282	3.962	7.269	3.518	0.013	0.442	0.040	3.285
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.269	3.518	7.255	3.518	0.013	0.000	0.040	0.165
30003	10003	8.402	4.067	8.385	4.067	0.017	0.000	0.045	0.189
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.628	3.705	6.615	3.676	0.013	0.028	0.037	0.397

ДОДАТОК Ж

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 134.530 МВт / 1178.485 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 131.960 МВт / 1155.970 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.571 МВт / 6.784 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.571 МВт / 6.784 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.607 МВт / 5.315 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.462 МВт / 1.995 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.069 МВт / 7.310 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.639 МВт / 14.094 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-69.886	-39.807	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.350	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	112.982	-0.71
5	Глухівці	0.000	0.000	112.661	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.242	-1.00
3	Сигнал	0.000	0.000	114.351	-0.23
201	201	0.000	0.000	114.352	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.477	-0.88
1	Калинівка	0.000	0.000	112.599	-0.85
100	Вінницький енерговузол	-13.117	-7.655	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.069	-0.36
7	Махаренці	0.000	0.000	113.864	-0.41
204	204	0.000	0.000	113.731	-0.45
8	Черемошне	0.000	0.000	113.128	-0.69
9	Погребище	0.000	0.000	112.511	-0.87
205	205	0.000	0.000	112.402	-0.92
10	Плисків	0.000	0.000	112.391	-0.92
11	Липовець	0.000	0.000	112.508	-0.94
206	206	0.000	0.000	112.714	-0.87
12	Степанівка	0.000	0.000	114.354	-0.24
207	207	0.000	0.000	114.625	-0.14
13	Оленівка	0.000	0.000	114.545	-0.16
200	ВП ПС-750	-47.528	-20.456	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.625	-0.13
14	Турбів	0.000	0.000	113.232	-0.60
30001		0.000	0.000	111.022	-2.32
20001		0.000	0.000	37.168	-2.32
10001		7.150	3.660	10.611	-2.29
300011		0.000	0.000	111.576	-1.74

200011	0.000	0.000	37.354	-1.74
100011	0.000	0.000	10.611	-2.29
30002	0.000	0.000	110.204	-2.74
20002	0.000	0.000	26.352	-2.74
10002	14.750	8.360	10.531	-2.71
300022	0.000	0.000	110.211	-2.75
200022	0.000	0.000	26.354	-2.75
100022	0.000	0.000	10.532	-2.72
30003	0.000	0.000	112.557	-1.91
20003	0.000	0.000	37.682	-1.91
10003	8.390	4.070	10.746	-1.86
300033	0.000	0.000	112.557	-1.91
200033	0.000	0.000	37.682	-1.91
100033	0.000	0.000	10.766	-1.91
30004	0.000	0.000	111.092	-2.22
20004	0.000	0.000	26.564	-2.22
10004	19.280	10.930	10.515	-3.17
300044	0.000	0.000	111.098	-2.22
200044	0.000	0.000	26.566	-2.22
100044	0.000	0.000	10.516	-3.17
10005	5.100	2.470	10.423	-4.06
10006	6.580	3.550	10.429	-3.60
30007	0.000	0.000	108.982	-3.91
20007	0.000	0.000	36.485	-3.91
10007	5.440	3.090	10.161	-6.06
10008	3.630	2.150	10.332	-4.30
30009	0.000	0.000	110.094	-2.74
20009	0.000	0.000	36.858	-2.74
10009	5.780	3.280	10.395	-3.84
300099	0.000	0.000	110.095	-2.74
200099	0.000	0.000	36.858	-2.74
100099	0.000	0.000	10.396	-3.84
100010	3.180	1.970	10.307	-4.10
3000111	0.000	0.000	109.239	-3.98
2000111	0.000	0.000	36.571	-3.98
1000111	7.260	3.520	10.431	-3.93
100012	3.290	1.860	10.523	-3.42
100013	3.400	1.650	10.580	-3.45
300014	0.000	0.000	112.046	-1.56
200014	0.000	0.000	37.511	-1.56
100014	5.330	2.880	10.650	-2.12
30001414	0.000	0.000	111.437	-2.14
20001414	0.000	0.000	37.307	-2.14
10001414	0.000	0.000	10.650	-2.12
501	0.000	0.000	112.030	-1.11
504	0.000	0.000	112.180	-1.17
503	0.000	0.000	112.214	-1.13
502	0.000	0.000	112.219	-1.11
100501	15.400	9.900	10.288	-4.18
1005012	0.000	0.000	10.288	-4.18
100502	8.200	4.770	10.403	-3.69
1005022	0.000	0.000	10.404	-3.70
100503	-4.000	0.000	10.757	2.88
100504	9.800	-2.860	10.849	-4.28
1005042	0.000	0.000	10.850	-4.28

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.646	6.042	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.964
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.243
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.239

4	300044	9.657	6.023	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.959
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
300	202	26.049	15.107	25.962	14.916	0.086	0.190	0.151	0.651
202	3	-5.424	-3.676	-5.424	-3.676	0.000	0.000	-0.033	-0.001
3	201	-13.893	-8.418	-13.893	-8.419	0.000	0.000	-0.082	-0.000
201	300	-25.691	-14.755	-25.776	-14.944	0.085	0.188	-0.149	-0.649
201	2	11.799	7.306	11.686	7.055	0.113	0.250	0.070	1.887
2	14	-14.079	-4.790	-14.150	-4.892	0.070	0.102	-0.076	-0.762
14	208	-19.535	-7.672	-19.711	-7.927	0.176	0.254	-0.107	-1.399
208	200	-19.711	-7.500	-19.759	-7.569	0.047	0.069	-0.106	-0.375
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.865	0.001	0.035	0.009	1.221
300014	100014	1.528	0.865	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.740
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.233	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.091
14	30001414	3.808	2.170	3.804	2.034	0.004	0.136	0.022	1.866
2	30002	7.385	4.514	7.376	4.185	0.009	0.328	0.044	2.386
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.100
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.464	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.499	7.384	4.170	0.009	0.328	0.044	2.379
2	1	-5.739	-4.366	-5.742	-4.374	0.004	0.008	-0.037	-0.123
1	100	-12.956	-7.586	-13.117	-7.942	0.160	0.355	-0.077	-2.414
1	30001	3.581	1.890	3.578	1.772	0.003	0.117	0.021	1.655
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.086
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.219	-0.000
300011	100011	3.573	1.931	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.675
1	300011	3.575	2.005	3.573	1.931	0.002	0.073	0.021	1.062
9	30009	2.898	1.850	2.893	1.717	0.005	0.132	0.018	2.529
30009	10009	2.893	1.717	2.888	1.640	0.005	0.077	0.018	1.527
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.184	-0.000
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.077	0.018	1.526
9	300099	2.899	1.848	2.894	1.715	0.005	0.132	0.018	2.528
2	501	16.632	8.005	16.597	7.908	0.034	0.097	0.095	0.454
501	504	1.105	-2.987	1.104	-2.992	0.002	0.005	0.016	-0.147
504	502	-4.783	0.175	-4.785	0.170	0.002	0.005	-0.025	-0.041
502	11	-13.038	-5.011	-13.057	-5.063	0.018	0.052	-0.072	-0.295
11	205	0.333	0.880	0.332	0.879	0.001	0.001	0.005	0.106
205	9	-2.874	-0.735	-2.876	-0.738	0.002	0.003	-0.015	-0.110
9	8	-8.712	-4.174	-8.747	-4.224	0.035	0.050	-0.049	-0.622
8	204	-12.408	-6.200	-12.447	-6.287	0.039	0.086	-0.071	-0.608
204	7	-12.447	-5.962	-12.457	-5.977	0.011	0.015	-0.070	-0.134
7	203	-17.951	-9.869	-17.974	-9.903	0.023	0.034	-0.104	-0.205
203	300	-17.974	-9.565	-18.061	-9.756	0.086	0.190	-0.103	-0.934
11	206	-20.702	-9.459	-20.729	-9.499	0.028	0.040	-0.117	-0.208
206	12	-20.729	-9.048	-20.928	-9.411	0.198	0.362	-0.116	-1.652
12	207	-24.244	-11.118	-24.282	-11.187	0.038	0.069	-0.134	-0.271
207	200	-27.709	-12.803	-27.769	-12.912	0.059	0.109	-0.153	-0.376
502	100502	4.111	2.649	4.097	2.385	0.015	0.263	0.025	3.655
100502	1005022	-4.098	-2.382	-4.098	-2.382	0.000	0.000	-0.263	-0.000
502	1005022	4.113	2.646	4.098	2.382	0.015	0.263	0.025	3.652
504	100504	4.913	-1.146	4.898	-1.427	0.015	0.280	0.026	-0.958
100504	1005042	-4.896	1.431	-4.896	1.431	0.000	0.000	-0.271	-0.000
504	1005042	4.912	-1.150	4.896	-1.431	0.015	0.280	0.026	-0.962
501	100501	7.724	5.580	7.692	4.952	0.032	0.626	0.049	4.739
100501	1005012	-7.698	-4.942	-7.699	-4.942	0.000	0.000	-0.513	-0.001
501	1005012	7.731	5.570	7.699	4.942	0.032	0.626	0.049	4.732
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	10006	6.596	3.956	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.404
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	31.386	18.961	31.166	18.474	0.219	0.485	0.185	1.376

30004	20004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	30007	5.473	3.867	5.455	3.375	0.018	0.491	0.034	5.134
30007	10007	5.455	3.375	5.437	3.088	0.018	0.285	0.034	3.091
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.650	2.485	3.628	2.149	0.022	0.335	0.022	5.399
205	10	3.206	2.288	3.206	2.288	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.196	2.234	3.178	1.969	0.018	0.264	0.020	4.897
300033	100033	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.278	11.762	6.234	0.020	0.044	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	503	-3.967	-0.130	-3.969	-0.133	0.001	0.003	-0.020	-0.035
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.126
12	100012	3.305	2.119	3.288	1.859	0.017	0.259	0.020	4.536
503	100503	-3.979	0.279	-3.997	-0.000	0.018	0.278	-0.020	-0.127
5	10005	5.118	2.844	5.097	2.468	0.021	0.374	0.030	3.945
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.015	7.270	3.518	0.015	0.495	0.043	3.517
3000111	2000111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.043	0.174
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.630	3.776	6.615	3.744	0.014	0.032	0.039	0.424

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ

ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.163 МВт / 877.428 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.560 МВт / 863.386 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.836 МВт / 3.609 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.836 МВт / 3.609 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.505 МВт / 4.425 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.318 МВт / 1.372 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.823 МВт / 5.797 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.658 МВт / 9.406 млн.кВт*г (1.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-60.754	-35.096	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.421	-0.21
4	Козятин тяга	0.000	0.000	113.054	-0.69
5	Глухівці	0.000	0.000	112.733	-0.81
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.315	-0.97
3	Сигнал	0.000	0.000	114.423	-0.21
201	201	0.000	0.000	114.424	-0.21
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	113.407	-0.54
1	Калинівка	0.000	0.000	113.447	-0.53
100	Вінницький енерговузол	-8.401	-4.868	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.221	-0.28
7	Махаренці	0.000	0.000	114.051	-0.32
204	204	0.000	0.000	113.951	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	113.492	-0.52
9	Погребище	0.000	0.000	113.093	-0.62
205	205	0.000	0.000	113.126	-0.61
10	Плисків	0.000	0.000	113.115	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	113.567	-0.50
206	206	0.000	0.000	113.683	-0.47
12	Степанівка	0.000	0.000	114.586	-0.15
207	207	0.000	0.000	114.752	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	114.672	-0.11
200	ВП ПС-750	-31.009	-13.862	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.750	-0.08
14	Турбів	0.000	0.000	113.810	-0.39
30001		0.000	0.000	111.883	-1.98
20001		0.000	0.000	37.457	-1.98
10001		7.150	3.660	10.693	-1.96
300011		0.000	0.000	112.433	-1.41
200011		0.000	0.000	37.641	-1.41
100011		0.000	0.000	10.693	-1.96
30002		0.000	0.000	111.155	-2.37
20002		0.000	0.000	26.579	-2.37
10002		14.750	8.360	10.622	-2.34
300022		0.000	0.000	111.162	-2.37
200022		0.000	0.000	26.581	-2.37
100022		0.000	0.000	10.623	-2.34
30003		0.000	0.000	112.630	-1.88

20003	0.000	0.000	37.707	-1.88
10003	8.390	4.070	10.753	-1.83
300033	0.000	0.000	112.630	-1.88
200033	0.000	0.000	37.707	-1.88
100033	0.000	0.000	10.773	-1.88
30004	0.000	0.000	111.166	-2.19
20004	0.000	0.000	26.582	-2.19
10004	19.280	10.930	10.522	-3.14
300044	0.000	0.000	111.172	-2.19
200044	0.000	0.000	26.583	-2.19
100044	0.000	0.000	10.523	-3.14
10005	5.100	2.470	10.431	-4.03
10006	6.580	3.550	10.436	-3.57
30007	0.000	0.000	109.179	-3.81
20007	0.000	0.000	36.551	-3.81
10007	5.440	3.090	10.180	-5.95
10008	3.630	2.150	10.369	-4.10
30009	0.000	0.000	110.690	-2.46
20009	0.000	0.000	37.057	-2.46
10009	5.780	3.280	10.453	-3.55
300099	0.000	0.000	110.692	-2.46
200099	0.000	0.000	37.058	-2.46
100099	0.000	0.000	10.454	-3.55
100010	3.180	1.970	10.379	-3.75
3000111	0.000	0.000	110.334	-3.48
2000111	0.000	0.000	36.938	-3.48
1000111	7.260	3.520	10.536	-3.44
100012	3.290	1.860	10.546	-3.31
100013	3.400	1.650	10.593	-3.39
300014	0.000	0.000	112.631	-1.34
200014	0.000	0.000	37.707	-1.34
100014	5.330	2.880	10.706	-1.89
30001414	0.000	0.000	112.026	-1.92
20001414	0.000	0.000	37.504	-1.92
10001414	0.000	0.000	10.706	-1.89

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.646	6.041	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.962
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.241
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.238
4	300044	9.657	6.022	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.956
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.853
300	202	23.233	13.432	23.165	13.281	0.068	0.151	0.135	0.580
202	3	-8.221	-5.307	-8.221	-5.307	0.000	0.000	-0.049	-0.002
3	201	-16.690	-10.049	-16.690	-10.049	0.000	0.000	-0.098	-0.001
201	300	-22.890	-13.118	-22.957	-13.267	0.067	0.149	-0.133	-0.577
201	2	6.200	4.040	6.168	3.969	0.032	0.071	0.037	1.021
2	14	-7.585	-2.584	-7.605	-2.614	0.020	0.029	-0.041	-0.406
14	208	-12.991	-5.388	-13.069	-5.501	0.078	0.113	-0.071	-0.942
208	200	-13.069	-5.073	-13.090	-5.104	0.021	0.030	-0.070	-0.250
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.864	0.001	0.034	0.009	1.207
300014	100014	1.528	0.864	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.732
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.232	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.090
14	30001414	3.808	2.169	3.804	2.034	0.004	0.134	0.022	1.845
2	30002	7.385	4.508	7.376	4.185	0.009	0.322	0.044	2.343
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.099
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.460	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.493	7.384	4.170	0.009	0.322	0.044	2.336
2	1	-1.120	-1.808	-1.120	-1.809	0.000	0.001	-0.011	-0.040
1	100	-8.334	-5.007	-8.401	-5.154	0.066	0.147	-0.049	-1.558
1	30001	3.581	1.888	3.578	1.772	0.003	0.115	0.021	1.626

30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.085
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.218	-0.000
300011	100011	3.573	1.930	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.664
1	300011	3.575	2.003	3.573	1.930	0.002	0.072	0.021	1.044
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
9	30009	2.898	1.847	2.893	1.716	0.005	0.131	0.018	2.498
30009	10009	2.893	1.716	2.888	1.640	0.005	0.076	0.018	1.509
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.183	-0.000
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.076	0.018	1.508
9	300099	2.898	1.846	2.894	1.715	0.005	0.131	0.018	2.496
300	203	14.563	8.396	14.505	8.268	0.058	0.128	0.084	0.780
203	7	14.505	8.607	14.489	8.584	0.016	0.023	0.085	0.171
7	204	8.996	4.695	8.990	4.687	0.006	0.008	0.051	0.100
204	8	8.990	5.013	8.969	4.966	0.021	0.047	0.052	0.461
8	9	5.308	2.996	5.295	2.976	0.014	0.020	0.031	0.401
9	205	-0.542	-0.453	-0.542	-0.453	0.000	0.000	-0.004	-0.033
205	11	-3.748	-2.055	-3.759	-2.071	0.011	0.015	-0.022	-0.444
11	206	-11.071	-5.735	-11.079	-5.747	0.008	0.012	-0.063	-0.116
206	12	-11.079	-5.288	-11.136	-5.393	0.057	0.105	-0.062	-0.907
12	207	-14.452	-7.097	-14.466	-7.122	0.014	0.025	-0.081	-0.166
207	200	-17.893	-8.737	-17.919	-8.783	0.025	0.046	-0.100	-0.248
5	6	6.630	3.775	6.615	3.743	0.014	0.032	0.039	0.423
5	10005	5.117	2.843	5.097	2.468	0.021	0.373	0.030	3.939
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30002	20002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	10006	6.596	3.955	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.399
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.276	11.762	6.233	0.020	0.043	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	31.386	18.957	31.166	18.470	0.219	0.485	0.185	1.374
205	10	3.206	2.285	3.206	2.285	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.195	2.231	3.178	1.969	0.017	0.261	0.020	4.827
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	3000111	7.285	4.005	7.270	3.518	0.014	0.486	0.042	3.433
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.014	0.000	0.042	0.173
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.258	0.020	4.515
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.861	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.905	3.398	1.649	0.017	0.255	0.020	4.114
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.650	2.482	3.628	2.149	0.022	0.332	0.022	5.357
7	30007	5.473	3.864	5.455	3.373	0.018	0.489	0.034	5.111
30007	10007	5.455	3.373	5.437	3.088	0.018	0.284	0.034	3.078
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 116.098 МВт / 1017.016 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 113.960 МВт / 998.290 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.279 МВт / 5.523 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.279 МВт / 5.523 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.539 МВт / 4.719 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.383 МВт / 1.652 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.921 МВт / 6.371 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.200 МВт / 11.894 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-65.942	-39.569	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.339	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	112.971	-0.71
5	Глухівці	0.000	0.000	112.650	-0.83
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.231	-0.99
3	Сигнал	0.000	0.000	114.340	-0.23
201	201	0.000	0.000	114.340	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.327	-0.80
1	Калинівка	0.000	0.000	112.462	-0.78
100	Вінницький енерговузол	-12.739	-8.598	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.221	-0.28
7	Махаренці	0.000	0.000	114.051	-0.32
204	204	0.000	0.000	113.951	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	113.492	-0.52
9	Погребище	0.000	0.000	113.093	-0.62
205	205	0.000	0.000	113.126	-0.61
10	Плисків	0.000	0.000	113.115	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	113.567	-0.50
206	206	0.000	0.000	113.683	-0.47
12	Степанівка	0.000	0.000	114.586	-0.15
207	207	0.000	0.000	114.752	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	114.672	-0.11
200	ВП ПС-750	-37.417	-17.617	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.605	-0.12
14	Турбів	0.000	0.000	113.140	-0.55
30001		0.000	0.000	110.883	-2.25
20001		0.000	0.000	37.122	-2.25
10001		7.150	3.660	10.597	-2.23
300011		0.000	0.000	111.438	-1.67
200011		0.000	0.000	37.308	-1.67
100011		0.000	0.000	10.598	-2.23
30002		0.000	0.000	110.051	-2.67
20002		0.000	0.000	26.315	-2.67
10002		14.750	8.360	10.516	-2.64
300022		0.000	0.000	110.058	-2.67
200022		0.000	0.000	26.317	-2.67
100022		0.000	0.000	10.517	-2.64
30003		0.000	0.000	112.546	-1.91
20003		0.000	0.000	37.678	-1.91
10003		8.390	4.070	10.745	-1.86
300033		0.000	0.000	112.546	-1.91
200033		0.000	0.000	37.678	-1.91
100033		0.000	0.000	10.765	-1.91
30004		0.000	0.000	111.080	-2.22
20004		0.000	0.000	26.562	-2.22
10004		19.280	10.930	10.514	-3.17
300044		0.000	0.000	111.086	-2.22
200044		0.000	0.000	26.563	-2.22
100044		0.000	0.000	10.515	-3.17
10005		5.100	2.470	10.422	-4.05
10006		6.580	3.550	10.428	-3.59
30007		0.000	0.000	109.179	-3.81
20007		0.000	0.000	36.551	-3.81
10007		5.440	3.090	10.180	-5.95
10008		3.630	2.150	10.369	-4.10
30009		0.000	0.000	110.690	-2.46
20009		0.000	0.000	37.057	-2.46
10009		5.780	3.280	10.453	-3.55
300099		0.000	0.000	110.692	-2.46
200099		0.000	0.000	37.058	-2.46

100099	0.000	0.000	10.454	-3.55
100010	3.180	1.970	10.379	-3.75
3000111	0.000	0.000	110.334	-3.48
2000111	0.000	0.000	36.938	-3.48
1000111	7.260	3.520	10.536	-3.44
100012	3.290	1.860	10.546	-3.31
100013	3.400	1.650	10.593	-3.39
300014	0.000	0.000	111.953	-1.51
200014	0.000	0.000	37.480	-1.51
100014	5.330	2.880	10.641	-2.07
30001414	0.000	0.000	111.344	-2.10
20001414	0.000	0.000	37.276	-2.10
10001414	0.000	0.000	10.641	-2.07
501	0.000	0.000	111.785	-0.99
100501	15.400	9.900	10.263	-4.08
1005012	0.000	0.000	10.264	-4.08

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.646	6.042	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.964
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.243
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.239
4	300044	9.657	6.023	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.959
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
300	202	25.826	15.668	25.739	15.476	0.086	0.192	0.151	0.662
202	3	-5.647	-3.117	-5.647	-3.117	0.000	0.000	-0.033	-0.001
3	201	-14.116	-7.859	-14.116	-7.859	0.000	0.000	-0.081	-0.000
201	300	-25.468	-15.316	-25.553	-15.506	0.085	0.189	-0.150	-0.661
201	2	11.352	8.426	11.234	8.166	0.117	0.259	0.071	2.023
2	14	-13.810	-6.068	-13.883	-6.173	0.072	0.105	-0.077	-0.818
14	208	-19.268	-8.954	-19.449	-9.216	0.180	0.261	-0.108	-1.471
208	200	-19.449	-8.789	-19.498	-8.859	0.049	0.070	-0.107	-0.395
14	300014	1.529	0.900	1.528	0.865	0.001	0.035	0.009	1.221
300014	100014	1.528	0.865	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.739
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.233	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.091
14	30001414	3.808	2.171	3.804	2.034	0.004	0.136	0.022	1.865
2	30002	7.385	4.515	7.376	4.185	0.009	0.329	0.044	2.385
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.100
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.464	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.500	7.384	4.170	0.009	0.329	0.044	2.378
2	1	-5.357	-5.296	-5.361	-5.305	0.004	0.009	-0.039	-0.136
1	100	-12.574	-8.519	-12.739	-8.884	0.164	0.364	-0.078	-2.548
1	30001	3.581	1.890	3.578	1.772	0.004	0.117	0.021	1.654
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.004	0.000	0.021	0.086
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.220	-0.000
300011	100011	3.573	1.931	3.571	1.885	0.002	0.046	0.021	0.675
1	300011	3.575	2.005	3.573	1.931	0.002	0.074	0.021	1.061
501	100501	7.724	5.583	7.692	4.952	0.032	0.629	0.049	4.740
100501	1005012	-7.698	-4.942	-7.699	-4.942	0.000	0.000	-0.514	-0.001
501	1005012	7.731	5.573	7.699	4.942	0.032	0.629	0.049	4.733
9	300099	2.898	1.846	2.894	1.715	0.005	0.131	0.018	2.496
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.076	0.018	1.508
100099	10009	2.889	1.638	2.889	1.638	0.000	0.000	0.183	0.000
30009	10009	2.893	1.716	2.888	1.640	0.005	0.076	0.018	1.509
9	30009	2.898	1.847	2.893	1.716	0.005	0.131	0.018	2.498
300	203	14.563	8.396	14.505	8.268	0.058	0.128	0.084	0.780
203	7	14.505	8.607	14.489	8.584	0.016	0.023	0.085	0.171
7	204	8.996	4.695	8.990	4.687	0.006	0.008	0.051	0.100
204	8	8.990	5.013	8.969	4.966	0.021	0.047	0.052	0.461
8	9	5.308	2.996	5.295	2.976	0.014	0.020	0.031	0.401
9	205	-0.542	-0.453	-0.542	-0.453	0.000	0.000	-0.004	-0.033
205	11	-3.748	-2.055	-3.759	-2.071	0.011	0.015	-0.022	-0.444

11	206	-11.071	-5.735	-11.079	-5.747	0.008	0.012	-0.063	-0.116
206	12	-11.079	-5.288	-11.136	-5.393	0.057	0.105	-0.062	-0.907
12	207	-14.452	-7.097	-14.466	-7.122	0.014	0.025	-0.081	-0.166
207	200	-17.893	-8.737	-17.919	-8.783	0.025	0.046	-0.100	-0.248
100	209	0.000	-0.287	0.000	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.025	-0.000	0.025	0.000	0.000	-0.000	0.001
30003	20003	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
7	30007	5.473	3.864	5.455	3.373	0.018	0.489	0.034	5.111
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30007	10007	5.455	3.373	5.437	3.088	0.018	0.284	0.034	3.078
300014	200014	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.650	2.482	3.628	2.149	0.022	0.332	0.022	5.357
202	4	31.386	18.961	31.166	18.474	0.219	0.485	0.185	1.376
6	10006	6.597	3.956	6.576	3.548	0.021	0.406	0.040	3.404
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.278	11.762	6.235	0.020	0.044	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	10005	5.118	2.844	5.097	2.468	0.021	0.374	0.030	3.945
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	10	3.206	2.285	3.206	2.285	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.195	2.231	3.178	1.969	0.017	0.261	0.020	4.827
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.005	7.270	3.518	0.014	0.486	0.042	3.433
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.014	0.000	0.042	0.173
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2	501	15.530	11.319	15.492	11.213	0.037	0.105	0.099	0.547
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
207	13	3.427	1.861	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.905	3.398	1.649	0.017	0.255	0.020	4.114
12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.258	0.020	4.515
5	6	6.630	3.776	6.615	3.744	0.014	0.032	0.039	0.424
30002	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000

3 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 126.225 МВт / 1105.729 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 123.760 МВт / 1084.138 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.551 МВт / 6.697 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.551 МВт / 6.697 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.567 МВт / 4.965 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.414 МВт / 1.789 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.981 МВт / 6.754 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.532 МВт / 13.452 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-69.456	-39.075	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.326	-0.25
4	Козятин тяга	0.000	0.000	112.957	-0.73
5	Глухівці	0.000	0.000	112.636	-0.86

6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.218	-1.01
3	Сигнал	0.000	0.000	114.327	-0.25
201	201	0.000	0.000	114.327	-0.25
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.165	-1.11
1	Калинівка	0.000	0.000	112.313	-1.06
100	Вінницький енерговузол	-15.689	-8.172	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.221	-0.28
7	Махаренці	0.000	0.000	114.051	-0.32
204	204	0.000	0.000	113.951	-0.35
8	Черемошне	0.000	0.000	113.492	-0.52
9	Погребище	0.000	0.000	113.093	-0.62
205	205	0.000	0.000	113.126	-0.61
10	Плисків	0.000	0.000	113.115	-0.62
11	Липовець	0.000	0.000	113.567	-0.50
206	206	0.000	0.000	113.683	-0.47
12	Степанівка	0.000	0.000	114.586	-0.15
207	207	0.000	0.000	114.752	-0.09
13	Оленівка	0.000	0.000	114.672	-0.11
200	ВП ПС-750	-41.080	-16.389	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.582	-0.16
14	Турбів	0.000	0.000	113.037	-0.74
30001		0.000	0.000	110.732	-2.53
20001		0.000	0.000	37.071	-2.53
10001		7.150	3.660	10.583	-2.51
300011		0.000	0.000	111.288	-1.95
200011		0.000	0.000	37.257	-1.95
100011		0.000	0.000	10.583	-2.51
30002		0.000	0.000	109.885	-2.99
20002		0.000	0.000	26.276	-2.99
10002		14.750	8.360	10.500	-2.96
300022		0.000	0.000	109.892	-2.99
200022		0.000	0.000	26.277	-2.99
100022		0.000	0.000	10.501	-2.96
30003		0.000	0.000	112.532	-1.93
20003		0.000	0.000	37.674	-1.93
10003		8.390	4.070	10.744	-1.88
300033		0.000	0.000	112.532	-1.93
200033		0.000	0.000	37.674	-1.93
100033		0.000	0.000	10.763	-1.93
30004		0.000	0.000	111.067	-2.24
20004		0.000	0.000	26.558	-2.24
10004		19.280	10.930	10.513	-3.19
300044		0.000	0.000	111.073	-2.24
200044		0.000	0.000	26.560	-2.24
100044		0.000	0.000	10.513	-3.19
10005		5.100	2.470	10.421	-4.08
10006		6.580	3.550	10.427	-3.62
30007		0.000	0.000	109.179	-3.81
20007		0.000	0.000	36.551	-3.81
10007		5.440	3.090	10.180	-5.95
10008		3.630	2.150	10.369	-4.10
30009		0.000	0.000	110.690	-2.46
20009		0.000	0.000	37.057	-2.46
10009		5.780	3.280	10.453	-3.55
300099		0.000	0.000	110.692	-2.46
200099		0.000	0.000	37.058	-2.46
100099		0.000	0.000	10.454	-3.55
100010		3.180	1.970	10.379	-3.75
3000111		0.000	0.000	110.334	-3.48
2000111		0.000	0.000	36.938	-3.48
1000111		7.260	3.520	10.536	-3.44
100012		3.290	1.860	10.546	-3.31
100013		3.400	1.650	10.593	-3.39
300014		0.000	0.000	111.849	-1.70
200014		0.000	0.000	37.445	-1.70
100014		5.330	2.880	10.631	-2.26
30001414		0.000	0.000	111.239	-2.29
20001414		0.000	0.000	37.241	-2.29
100501		15.400	9.900	10.244	-4.58
1005012		0.000	0.000	10.245	-4.58

100504	9.800	-2.860	10.788	-4.95
1005042	0.000	0.000	10.788	-4.95

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
4	30004	9.646	6.042	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.966
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.244
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.240
4	300044	9.657	6.023	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.960
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.857
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.857
300	202	27.582	15.421	27.487	15.210	0.095	0.210	0.158	0.675
202	3	-3.899	-3.383	-3.899	-3.383	0.000	0.000	-0.026	-0.001
3	201	-12.368	-8.125	-12.368	-8.125	0.000	0.000	-0.075	-0.000
201	300	-27.218	-15.050	-27.312	-15.258	0.093	0.207	-0.157	-0.674
201	2	14.849	7.894	14.683	7.526	0.166	0.367	0.085	2.182
2	14	-17.376	-4.697	-17.479	-4.848	0.103	0.150	-0.092	-0.884
14	208	-22.865	-7.629	-23.098	-7.967	0.232	0.337	-0.123	-1.555
208	200	-23.098	-7.540	-23.161	-7.631	0.063	0.091	-0.122	-0.418
14	300014	1.529	0.900	1.528	0.865	0.001	0.035	0.009	1.228
300014	100014	1.528	0.865	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.744
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.234	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.091
14	30001414	3.808	2.171	3.804	2.034	0.004	0.136	0.022	1.877
2	30002	7.385	4.516	7.376	4.185	0.009	0.330	0.044	2.408
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.100
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.465	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.501	7.384	4.170	0.009	0.330	0.044	2.401
2	1	-8.252	-4.746	-8.258	-4.760	0.006	0.014	-0.049	-0.151
1	100	-15.472	-7.977	-15.689	-8.458	0.216	0.479	-0.089	-2.706
1	30001	3.581	1.891	3.578	1.772	0.004	0.118	0.021	1.670
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.004	0.000	0.021	0.086
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.220	-0.000
300011	100011	3.573	1.931	3.571	1.885	0.002	0.046	0.021	0.681
1	300011	3.575	2.005	3.573	1.931	0.002	0.074	0.021	1.071
504	100504	4.913	-1.143	4.898	-1.427	0.016	0.283	0.026	-0.891
100504	1005042	-4.896	1.431	-4.896	1.431	0.000	0.000	-0.273	-0.000
504	1005042	4.912	-1.147	4.896	-1.431	0.016	0.283	0.026	-0.896
501	100501	7.724	5.586	7.692	4.952	0.032	0.631	0.049	4.799
100501	1005012	-7.698	-4.942	-7.699	-4.942	0.000	0.000	-0.515	-0.001
501	1005012	7.731	5.575	7.699	4.942	0.032	0.631	0.049	4.791
100	209	0.000	-0.287	0.000	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
209	200	-0.000	0.025	-0.000	0.025	0.000	0.000	-0.000	0.001
9	300099	2.898	1.846	2.894	1.715	0.005	0.131	0.018	2.496
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.076	0.018	1.508
100099	10009	2.889	1.638	2.889	1.638	0.000	0.000	0.183	0.000
30009	10009	2.893	1.716	2.888	1.640	0.005	0.076	0.018	1.509
9	30009	2.898	1.847	2.893	1.716	0.005	0.131	0.018	2.498
200	207	17.919	8.783	17.893	8.737	0.025	0.046	0.100	0.248
207	12	14.466	7.122	14.452	7.097	0.014	0.025	0.081	0.166
12	206	11.136	5.393	11.079	5.288	0.057	0.105	0.062	0.907
206	11	11.079	5.747	11.071	5.735	0.008	0.012	0.063	0.116
11	205	3.759	2.071	3.748	2.055	0.011	0.015	0.022	0.444
205	9	0.542	0.453	0.542	0.453	0.000	0.000	0.004	0.033
9	8	-5.295	-2.976	-5.308	-2.996	0.014	0.020	-0.031	-0.401
8	204	-8.969	-4.966	-8.990	-5.013	0.021	0.047	-0.052	-0.461
204	7	-8.990	-4.687	-8.996	-4.695	0.006	0.008	-0.051	-0.100
7	203	-14.489	-8.584	-14.505	-8.607	0.016	0.023	-0.085	-0.171
203	300	-14.505	-8.268	-14.563	-8.396	0.058	0.128	-0.084	-0.780
4	5	11.782	6.279	11.762	6.235	0.020	0.044	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
5	10005	5.118	2.844	5.097	2.468	0.021	0.374	0.030	3.948
30004	20004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

12	100012	3.305	2.118	3.288	1.859	0.017	0.258	0.020	4.515
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	100033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.005	7.270	3.518	0.014	0.486	0.042	3.433
3000111	2000111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.014	0.000	0.042	0.173
2	501	25.439	8.754	25.365	8.546	0.074	0.207	0.138	0.588
501	504	9.873	-2.361	9.854	-2.415	0.019	0.053	0.052	0.082
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001	20001	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
202	4	31.386	18.962	31.166	18.475	0.219	0.485	0.185	1.377
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	10008	3.650	2.482	3.628	2.149	0.022	0.332	0.022	5.357
5	6	6.630	3.776	6.615	3.744	0.014	0.032	0.039	0.424
30002	20002	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
7	30007	5.473	3.864	5.455	3.373	0.018	0.489	0.034	5.111
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30007	10007	5.455	3.373	5.437	3.088	0.018	0.284	0.034	3.078
6	10006	6.597	3.956	6.576	3.548	0.021	0.406	0.040	3.407
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
205	10	3.206	2.285	3.206	2.285	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.195	2.231	3.178	1.969	0.017	0.261	0.020	4.827
207	13	3.427	1.861	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.905	3.398	1.649	0.017	0.255	0.020	4.114

4 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 134.530 МВт / 1178.485 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 131.960 МВт / 1155.970 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.571 МВт / 6.784 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.571 МВт / 6.784 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.607 МВт / 5.315 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.462 МВт / 1.995 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.069 МВт / 7.310 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.639 МВт / 14.094 млн.кВт*г (1.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
300	Козятин	-69.886	-39.807	115.000	0.00
202	202	0.000	0.000	114.350	-0.23
4	Козятин тяга	0.000	0.000	112.982	-0.71
5	Глухівці	0.000	0.000	112.661	-0.84
6	Завод Прогрес	0.000	0.000	112.242	-1.00
3	Сигнал	0.000	0.000	114.351	-0.23
201	201	0.000	0.000	114.352	-0.23
2	Сосонка тяга	0.000	0.000	112.477	-0.88
1	Калинівка	0.000	0.000	112.599	-0.85
100	Вінницький енерговузол	-13.117	-7.655	115.000	0.00
203	203	0.000	0.000	114.069	-0.36
7	Махаренці	0.000	0.000	113.864	-0.41
204	204	0.000	0.000	113.731	-0.45

8	Черемошне	0.000	0.000	113.128	-0.69
9	Погребище	0.000	0.000	112.511	-0.87
205	205	0.000	0.000	112.402	-0.92
10	Плисків	0.000	0.000	112.391	-0.92
11	Липовець	0.000	0.000	112.508	-0.94
206	206	0.000	0.000	112.714	-0.87
12	Степанівка	0.000	0.000	114.354	-0.24
207	207	0.000	0.000	114.625	-0.14
13	Оленівка	0.000	0.000	114.545	-0.16
200	ВП ПС-750	-47.528	-20.456	115.000	0.00
209	209	0.000	0.000	115.001	-0.00
208	208	0.000	0.000	114.625	-0.13
14	Турбів	0.000	0.000	113.232	-0.60
30001		0.000	0.000	111.022	-2.32
20001		0.000	0.000	37.168	-2.32
10001		7.150	3.660	10.611	-2.29
300011		0.000	0.000	111.576	-1.74
200011		0.000	0.000	37.354	-1.74
100011		0.000	0.000	10.611	-2.29
30002		0.000	0.000	110.204	-2.74
20002		0.000	0.000	26.352	-2.74
10002		14.750	8.360	10.531	-2.71
300022		0.000	0.000	110.211	-2.75
200022		0.000	0.000	26.354	-2.75
100022		0.000	0.000	10.532	-2.72
30003		0.000	0.000	112.557	-1.91
20003		0.000	0.000	37.682	-1.91
10003		8.390	4.070	10.746	-1.86
300033		0.000	0.000	112.557	-1.91
200033		0.000	0.000	37.682	-1.91
100033		0.000	0.000	10.766	-1.91
30004		0.000	0.000	111.092	-2.22
20004		0.000	0.000	26.564	-2.22
10004		19.280	10.930	10.515	-3.17
300044		0.000	0.000	111.098	-2.22
200044		0.000	0.000	26.566	-2.22
100044		0.000	0.000	10.516	-3.17
10005		5.100	2.470	10.423	-4.06
10006		6.580	3.550	10.429	-3.60
30007		0.000	0.000	108.982	-3.91
20007		0.000	0.000	36.485	-3.91
10007		5.440	3.090	10.161	-6.06
10008		3.630	2.150	10.332	-4.30
30009		0.000	0.000	110.094	-2.74
20009		0.000	0.000	36.858	-2.74
10009		5.780	3.280	10.395	-3.84
300099		0.000	0.000	110.095	-2.74
200099		0.000	0.000	36.858	-2.74
100099		0.000	0.000	10.396	-3.84
100010		3.180	1.970	10.307	-4.10
3000111		0.000	0.000	109.239	-3.98
2000111		0.000	0.000	36.571	-3.98
1000111		7.260	3.520	10.431	-3.93
100012		3.290	1.860	10.523	-3.42
100013		3.400	1.650	10.580	-3.45
300014		0.000	0.000	112.046	-1.56
200014		0.000	0.000	37.511	-1.56
100014		5.330	2.880	10.650	-2.12
30001414		0.000	0.000	111.437	-2.14
20001414		0.000	0.000	37.307	-2.14
10001414		0.000	0.000	10.650	-2.12
501		0.000	0.000	112.030	-1.11
504		0.000	0.000	112.180	-1.17
503		0.000	0.000	112.214	-1.13
502		0.000	0.000	112.219	-1.11
100501		15.400	9.900	10.288	-4.18
1005012		0.000	0.000	10.288	-4.18
100502		8.200	4.770	10.403	-3.69
1005042		0.000	0.000	10.850	-4.28

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4	30004	9.646	6.042	9.637	5.689	0.008	0.351	0.058	1.964
30004	10004	9.637	5.689	9.629	5.471	0.008	0.217	0.058	1.243
10004	100044	-9.639	-5.452	-9.640	-5.452	0.000	0.000	-0.607	-0.001
300044	100044	9.648	5.670	9.640	5.452	0.008	0.217	0.058	1.239
4	300044	9.657	6.023	9.648	5.670	0.008	0.351	0.058	1.959
3	30003	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
30003	300033	-4.202	-2.034	-4.202	-2.034	0.000	0.000	-0.024	-0.000
3	300033	4.206	2.190	4.202	2.034	0.005	0.156	0.024	1.856
300	202	26.049	15.107	25.962	14.916	0.086	0.190	0.151	0.651
202	3	-5.424	-3.676	-5.424	-3.676	0.000	0.000	-0.033	-0.001
3	201	-13.893	-8.418	-13.893	-8.419	0.000	0.000	-0.082	-0.000
201	300	-25.691	-14.755	-25.776	-14.944	0.085	0.188	-0.149	-0.649
201	2	11.799	7.306	11.686	7.055	0.113	0.250	0.070	1.887
2	14	-14.079	-4.790	-14.150	-4.892	0.070	0.102	-0.076	-0.762
14	208	-19.535	-7.672	-19.711	-7.927	0.176	0.254	-0.107	-1.399
208	200	-19.711	-7.500	-19.759	-7.569	0.047	0.069	-0.106	-0.375
14	300014	1.529	0.899	1.528	0.865	0.001	0.035	0.009	1.221
300014	100014	1.528	0.865	1.527	0.844	0.001	0.020	0.009	0.740
100014	10001414	-3.800	-2.034	-3.800	-2.034	0.000	0.000	-0.233	-0.000
30001414	10001414	3.804	2.034	3.800	2.034	0.004	0.000	0.022	0.091
14	30001414	3.808	2.170	3.804	2.034	0.004	0.136	0.022	1.866
2	30002	7.385	4.514	7.376	4.185	0.009	0.328	0.044	2.386
30002	10002	7.376	4.185	7.367	4.185	0.009	0.000	0.044	0.100
10002	100022	-7.374	-4.170	-7.375	-4.170	0.000	0.000	-0.464	-0.001
300022	100022	7.384	4.170	7.375	4.170	0.009	0.000	0.044	0.100
2	300022	7.393	4.499	7.384	4.170	0.009	0.328	0.044	2.379
2	1	-5.739	-4.366	-5.742	-4.374	0.004	0.008	-0.037	-0.123
1	100	-12.956	-7.586	-13.117	-7.942	0.160	0.355	-0.077	-2.414
1	30001	3.581	1.890	3.578	1.772	0.003	0.117	0.021	1.655
30001	10001	3.578	1.772	3.574	1.772	0.003	0.000	0.021	0.086
10001	100011	-3.571	-1.885	-3.571	-1.885	0.000	0.000	-0.219	-0.000
300011	100011	3.573	1.931	3.571	1.885	0.002	0.045	0.021	0.675
1	300011	3.575	2.005	3.573	1.931	0.002	0.073	0.021	1.062
9	30009	2.898	1.850	2.893	1.717	0.005	0.132	0.018	2.529
30009	10009	2.893	1.717	2.888	1.640	0.005	0.077	0.018	1.527
10009	100099	-2.889	-1.638	-2.889	-1.638	0.000	0.000	-0.184	-0.000
300099	100099	2.894	1.715	2.889	1.638	0.005	0.077	0.018	1.526
9	300099	2.899	1.848	2.894	1.715	0.005	0.132	0.018	2.528
2	501	16.632	8.005	16.597	7.908	0.034	0.097	0.095	0.454
501	504	1.105	-2.987	1.104	-2.992	0.002	0.005	0.016	-0.147
504	502	-4.783	0.175	-4.785	0.170	0.002	0.005	-0.025	-0.041
502	11	-13.038	-5.011	-13.057	-5.063	0.018	0.052	-0.072	-0.295
11	205	0.333	0.880	0.332	0.879	0.001	0.001	0.005	0.106
205	9	-2.874	-0.735	-2.876	-0.738	0.002	0.003	-0.015	-0.110
9	8	-8.712	-4.174	-8.747	-4.224	0.035	0.050	-0.049	-0.622
8	204	-12.408	-6.200	-12.447	-6.287	0.039	0.086	-0.071	-0.608
204	7	-12.447	-5.962	-12.457	-5.977	0.011	0.015	-0.070	-0.134
7	203	-17.951	-9.869	-17.974	-9.903	0.023	0.034	-0.104	-0.205
203	300	-17.974	-9.565	-18.061	-9.756	0.086	0.190	-0.103	-0.934
11	206	-20.702	-9.459	-20.729	-9.499	0.028	0.040	-0.117	-0.208
206	12	-20.729	-9.048	-20.928	-9.411	0.198	0.362	-0.116	-1.652
12	207	-24.244	-11.118	-24.282	-11.187	0.038	0.069	-0.134	-0.271
207	200	-27.709	-12.803	-27.769	-12.912	0.059	0.109	-0.153	-0.376
502	100502	4.111	2.649	4.097	2.385	0.015	0.263	0.025	3.655
100502	1005022	-4.098	-2.382	-4.098	-2.382	0.000	0.000	-0.263	-0.000
502	1005022	4.113	2.646	4.098	2.382	0.015	0.263	0.025	3.652
504	100504	4.913	-1.146	4.898	-1.427	0.015	0.280	0.026	-0.958
100504	1005042	-4.896	1.431	-4.896	1.431	0.000	0.000	-0.271	-0.000
504	1005042	4.912	-1.150	4.896	-1.431	0.015	0.280	0.026	-0.962
501	100501	7.724	5.580	7.692	4.952	0.032	0.626	0.049	4.739
100501	1005012	-7.698	-4.942	-7.699	-4.942	0.000	0.000	-0.513	-0.001
501	1005012	7.731	5.570	7.699	4.942	0.032	0.626	0.049	4.732
200	209	0.000	-0.025	0.000	-0.025	0.000	0.000	0.000	-0.001
209	100	-0.000	0.287	-0.000	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
30002	20002	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	10006	6.596	3.956	6.576	3.548	0.021	0.406	0.039	3.404

300099	200099	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300044	200044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30001	20001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
202	4	31.386	18.961	31.166	18.474	0.219	0.485	0.185	1.376
30004	20004	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	30007	5.473	3.867	5.455	3.375	0.018	0.491	0.034	5.134
30007	10007	5.455	3.375	5.437	3.088	0.018	0.285	0.034	3.091
30007	20007	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300033	200033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
300011	200011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	10008	3.650	2.485	3.628	2.149	0.022	0.335	0.022	5.399
205	10	3.206	2.288	3.206	2.288	0.000	0.000	0.020	0.011
10	100010	3.196	2.234	3.178	1.969	0.018	0.264	0.020	4.897
300033	100033	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	5	11.782	6.278	11.762	6.234	0.020	0.044	0.068	0.324
300022	200022	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
504	503	-3.967	-0.130	-3.969	-0.133	0.001	0.003	-0.020	-0.035
207	13	3.427	1.862	3.426	1.859	0.002	0.003	0.020	0.080
13	100013	3.415	1.906	3.398	1.649	0.017	0.256	0.020	4.126
12	100012	3.305	2.119	3.288	1.859	0.017	0.259	0.020	4.536
503	100503	-3.979	0.279	-3.997	-0.000	0.018	0.278	-0.020	-0.127
5	10005	5.118	2.844	5.097	2.468	0.021	0.374	0.030	3.945
30003	20003	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	3000111	7.285	4.015	7.270	3.518	0.015	0.495	0.043	3.517
3000111	2000111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3000111	1000111	7.270	3.518	7.255	3.518	0.015	0.000	0.043	0.174
30003	10003	8.403	4.067	8.385	4.067	0.019	0.000	0.048	0.199
300014	200014	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30001414	20001414	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30009	20009	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5	6	6.630	3.776	6.615	3.744	0.014	0.032	0.039	0.424

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
ФЕЕМ, кафедра ЕСС

*«Розвиток фрагменту електричної мережі
напругою 110/35 кВ з дослідженням методів
діагностування силових трансформаторів»*

Виконав
Керівник

ст. гр. ЕСМ-22мз Сіренко Д.А.
д.т.н., проф. Лежнюк П.Д.

Актуальність

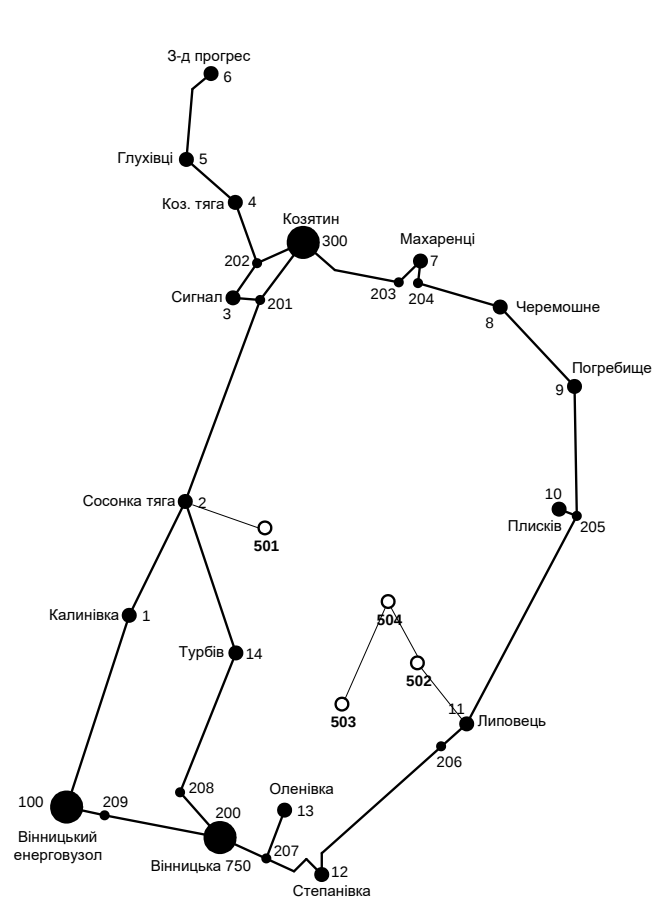
Відповідно до Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, №2484 від 10.12.2021 року «Про схвалення Плану розвитку системи розподілу ДП «РЕГІОНАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» на 2022 – 2026 роки», а також воєнного стану та пошкодження більшості енергосистем країни, гостро постає питання про розвиток електричних мереж, більше того, як на перспективу, так і в темпі часу.

Електроенергетика є однією з найважливіших галузей господарства України, адже вона не лише покращує умови праці та побуту, а в цілому забезпечує всі виробництва країни. В зв'язку з пошкодженням майже 80% мереж по всій країні через ракетні обстріли росії, енергетикам всієї країни необхідно буде досить швидко відбудувати та відремонтувати обладнання, лінії електропередавання та ін. Для цього необхідно виконувати ряд розрахунків з розвитку, вдосконалення функціонування та проектування електричних мереж.

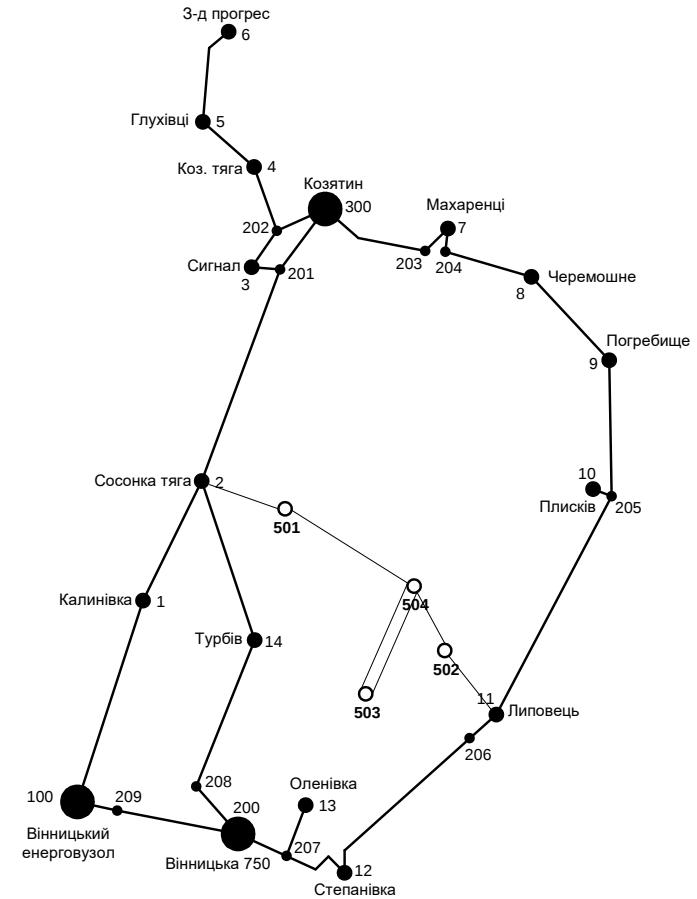
Крім того, без розвитку електроенергетики неможливий подальший науково-технічний прогрес у суспільстві, головна мета сьогодення – це створення різноманітних сценаріїв розвитку, які б не тільки відповідали сьогоднішнім нормам, а й могли пристосовуватись до майбутніх.

Також досить гостро на сьогодні стоїть проблема діагностування електрообладнання, а саме діагностування силових трансформаторів, адже значна їх частина відпрацювала свій нормативний термін експлуатації. В зв'язку з загостренням економічної кризи України зрозумілим стає те, що заміну такого дороговартісного обладнання найближчим часом виконати не вдасться, тому необхідно шукати шляхи до продовження терміну служби силових трансформаторів, а також можливості їх якісної подальшої експлуатації.

Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

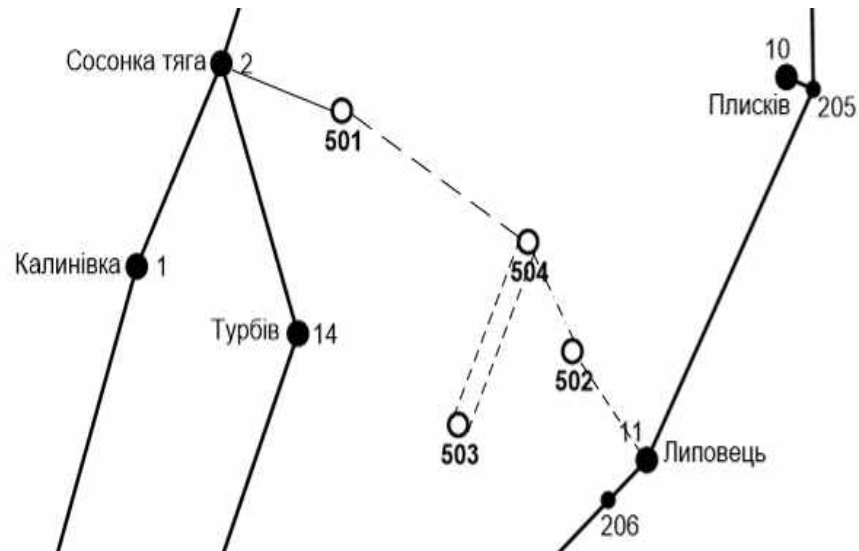


Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом



Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування



Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

$$I_{\Sigma(s)} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 6100$ (год). Отже $\alpha_T = 1,05$, оскільки

$T_{\text{нб}} < 6000$ годин, район ожеледі – III, тому $\alpha_1 = 1$.

По приведеній в таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	I _{па1} , А	I _{па2} , А	I _{па3} , А	I _{па4} , А	I _{па5} , А	I _{па} , А max	I _{па} доп.	Марка проводу
2-501	0	0	251,54	276,9	139,25	276,9	605	АС-240/39
501-504	131	131,1	120,12	145,4	9,54	145,4		АС-240/39
504-502	91,9	104,3	33,8	33,8	12,15	104,3		АС-240/39
502-11	252,6	277,84	0	0	108,9	277,84		АС-240/39
504-503	14,42	1,6	14,42	1,61	28,9	28,9		АС-240/39

Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad \text{Для 501 вузла згідно: } S_1 \geq \frac{18,3}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 13,07(\text{МВА}).$$

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		u _k	ΔP _k	ΔP _x	I _x	R	X	ΔQ _x
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВА р
501	ТДН – 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0,7	4,68	86,7	112
502	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70
503	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10,5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
504	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0,7	7,95	139	70

Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій

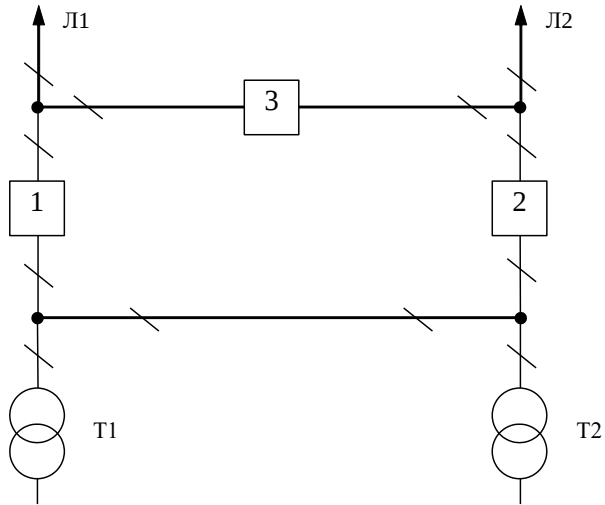


Схема розподільного пристрою вузлів 501, 502, 503 та 504

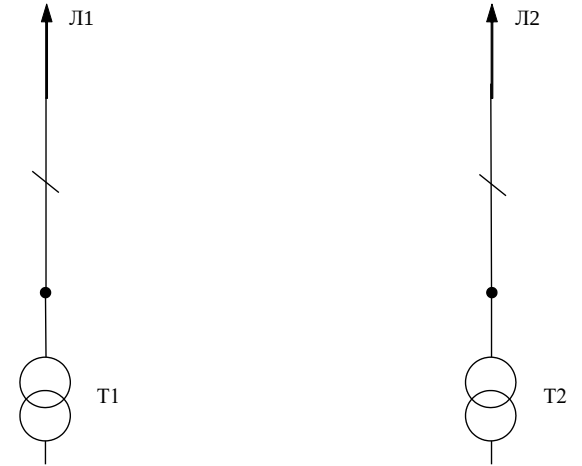


Схема розподільного пристрою вузлів 503

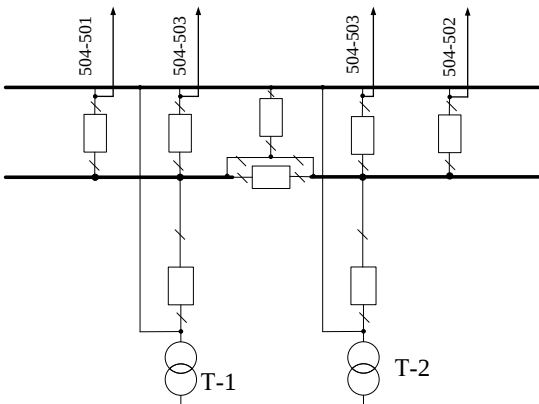


Схема розподільного пристрою вузлів 504

Методи діагностування силових трансформаторів

Основні дефекти:

- пошкодження високовольтних вводів 110 кВ;
- пошкодження пристроїв регулювання напруги;
- пошкодження обмоток та головної ізоляції трансформаторів;
- пошкодження допоміжних вузлів та пристроїв.

Методи діагностування стану трансформатора без відключення та без дотику до працюючого обладнання:

- хроматографічний аналіз газів;
- тепловізійне діагностування;
- вібродіагностика;
- оцінка стану обмоток за значенням опору КЗ;
- діагностика механічного стану обмоток шляхом частотного аналізу.

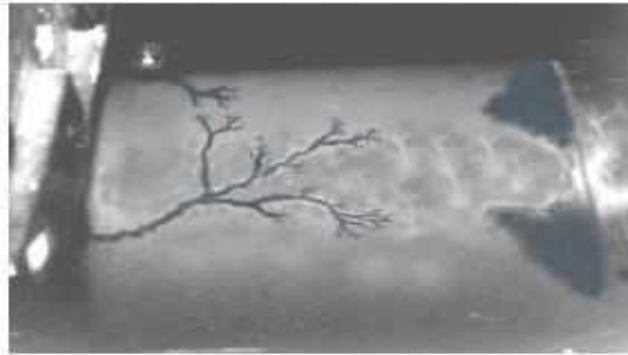
Основні пошкодження силових трансформаторів



а



б



в



г

Пошкодження: а – обмотки, б – шин, в – бака, г - треки

Діагностична цінність методів контролю

Метод контролю	Процес, що аналізується	Вид діагностичної цінності
Хроматографічний аналіз газів, розчинених в оливі	Перегрівання струмоведучих з'єднань та елементів конструкції внутрішньої ізоляції, електричний розряд в оливі	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання степені полімеризації паперової ізоляції	Зношення паперової ізоляції	Функція фізико-хімічного порушення ізоляції. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання складу фуранових з'єднань в оливі	Старіння паперової ізоляції	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Відсутність монотонності та значної різниці зміни складу від терміну експлуатації та ступені зношування ізоляції. Випадкова діагностична цінність.
Вимірювання каламутності оливи	Колоїдно-дисперсні процеси в високовольтних герметичних вводах.	Функція фізико-хімічного стану. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання поверхневого натягу	Старіння оливи	Функція полярності рідини. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.

ІЧ-спекторметрія	Старіння оливи	Поточний показник наявності продуктів старіння оливи. Монотонність зміни в часі при розвитку процесу. Детермінована діагностична цінність.
Тепловізійний контроль	Локальні зони перегрівання	Поточний показник теплового стану трансформатора та струмоведучих частин. Монотонність зміни в часі. Детермінована діагностична цінність.
Вимірювання часткових розрядів	Іонізаційні процеси в ізоляції	Поточний показник фізико-хімічного порушення ізоляції. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Вимірювання опору КЗ	Деформація обмоток	Поточний показник зміни геометрії обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Метод низьковольтних імпульсів	Деформація обмоток	Поточний показник зміни геометрії обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.
Визначення зусиль пресування обмоток трансформатора по частоті власних коливань системи пресування при зовнішньому імпульсному механічному впливі	Розпресування обмоток	Поточний показник степені пресування обмоток. Відсутність монотонності зміни в часі при розвитку процесу. Випадкова діагностична цінність.

Діагностування силових трансформаторів методом акустичної локації часткових розрядів

Класифікація технічного стану	Опис можливого дефекту	Рекомендації експлуатаційному персоналу
Норма	Дефект ізоляції відсутній. Наявність іонізаційного характеру відсутня.	Експлуатація без обмежень, профілактика згідно нормативно-технічної документації, віднести терміни ремонтів на пізніший час
Норма з наявністю відхилень	Присутні ознаки можливої несправності «Точкове джерело часткових розрядів», «Слабкі дугові явища». Стадія розвитку – початкова, без динаміки збільшення. Розряди в газових порожнинах, які утворюються в оливі при поганому просоченні або через перенасичення газами	Експлуатація з виконанням контролю трансформаторної оливи
Норма зі зростанням відхилень	Початкова степінь несправності «Точкове джерело часткових розрядів», «Слабкі дугові явища». Динаміка зростання величин характеристик часткових розрядів. Розряди в газових порожнинах, які утворюються в перенасиченні оливи газами або високою вологістю, тренінг або перфоманція паперової ізоляції	Вводити обмеження по експлуатації: - додаткова діагностика (ГХ-аналіз проб оливи, аналіз фуранових з'єднань); - додаткова локація часткових розрядів – активності.

Погіршений стан	Дефект, що розвивається, наприклад «Дуга». Інтенсивні часткові розряди в оливнобар'єрній ізоляції з утворенням повзучого розряду. Іскріння в оливних каналах в місцях контактів з «плаваючим потенціалом» металевих деталей. Пробої оливних проміжків. Локація визначає наявність дефектів в головних ізоляційних вузлах.	Обмеження експлуатаційних впливів, планування ремонту: - частіший контроль стану експлуатації декількома методами (вимірювання часткових розрядів, ГХ-аналіз); - локалізація дефекту осцилографуванням; - планування вимірювань на робочій напрузі та профілактичного ремонту.
Передаварійний стан	Аварійний дефект «Ознаки деградації», «Потужна дуга». Стійке формування регулярних повзучих розрядів, іскрові розряди в каналах, утворення луги між витками або деталями обмотки та магнітопроводу.	- негайне виведення з роботи; - у випадку відсутності можливості зупинки – створення системи безперервного моніторингу або частішого контролю проб оливи (не рідше 1 разу на тиждень).

Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі підключено нові споживачі (вузли 501, 502 та 504) та СЕС (вузол 503). Відповідно до категорії споживачів (переважно I), було розроблено конфігурацію, що забезпечує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано за допомогою двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему визначено за допомогою симплекс-методу, після чого проведено розрахунок можливих варіантів послідовності будівництва електричної мережі використовуючи метод динамічного програмування. За результатами проведеного розрахунку обрано економічно-доцільний варіант. Для вузла Сосонка-тяга (вузол 2) та вузла Липовець (вузол 11) пропонується залишити наявну схему – «Одна секціонована робоча та обхідна системи шин», оскільки вона задовольняє умови по можливим приєднанням.

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 501, 502 було вибрано схему РП типу «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів». Для вузла 503 обираємо схему «Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами». Для вузла 504 обираємо схему «Одна робоча і обхідна система шин», оскільки вузол має 4 приєднання і живить вузол 503.

Отримана мережа була перевірена щодо різних параметрів режиму, таких як напруга в вузлах, струми і потужності на ділянках мережі та інші. Згідно з отриманими результатами, була оцінена доцільність використання пристроїв для регулювання напруги з метою підтримання необхідного рівня напруги в різних режимах, включаючи нормальний, аварійний та режим максимального навантаження.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,64 МВт. Загальні витрати на розвиток мережі за 4 роки складає 226831,725 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки E близький до E_a' , та швидкий термін окупності 3 років.

Дослідження методів діагностування силових трансформаторів показало, що регулярне проведення діагностики силових трансформаторів дає можливість виявити на ранньому етапі виникнення проблем, запланувати проведення ремонтних робіт, а отже, збільшити термін служби дорогих силових трансформаторів. Найбільша ефективність діагностування досягатиметься у разі комбінування розглянутих методів діагностики. Недоліком діагностики є переважно відсутність затверджених нормативних документів.

В роботі також показана доцільність проведення подальших діагностичних обстежень трансформаторів з застосуванням переносного пристрою аналізу часткових розрядів і локації зони дефектів в ізоляції силових трансформаторів. Такі дослідження необхідні для збору статистичної інформації, яка дозволяє зробити однозначні висновки щодо технічного стану, характеру несправностей та місця виникнення дефектів.