

MR-5779

621.31

P64

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом методів
діагностування комутаційного електрообладнання»**

Виконала: студентка 2-го курсу магістерського
рівня, групи ЕСМ-22мз спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Богатова Алла Сергіївна
(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., старший викладач каф. ЕСС
 Сікорська О.В.
(прізвище та ініціали)

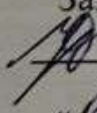
« 07 » червня 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕЕМ
 Бабенко О.В.
(прізвище та ініціали)

« 10 » серпня 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 та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«15»

13

2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Богатовій Аллі Сергіївні

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом методів діагностування комутаційного електрообладнання»

1. Керівник роботи к.т.н., ст.викладач каф. ЕСС Сікорська О.В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 81

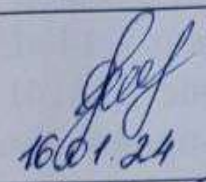
2. Строк подання студентом роботи 28 травня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 455 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 25 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. Прогнозування електричних навантажень. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій. Оцінювання балансу потужностей. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. Аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Структура роботи. 3. Граф існуючого фрагменту мережі. 4. Параметри існуючої мережі. 5. Варіанти розвитку схеми. 6. Схеми оптимального варіанту. 7. Основні техніко-економічні показники. 8. Структура пошкоджень. 9. Класифікація технічних засобів діагностування. 10. Методи діагностування електрообладнання. 11. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

6. Консультанти розділів роботи

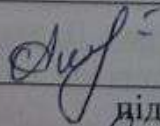
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Сікорська О.В., к.т.н., ст. викладач кафедри ЕСС	 16.01.24	 28.05.24
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О.В., д.пед.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Підпис
		початок	кінець	
1.	Прогнозування електричних навантажень	17.01.24	20.01.24	Вик
2.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.01.24	10.02.24	Вик
3.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.02.24	01.03.24	Вик
4.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.03.24	22.03.24	Вик
5.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.03.24	15.04.24	Вик
6.	Оцінювання балансу потужностей	16.04.24	25.04.24	Вик
7.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.04.24	01.05.24	Вик
8.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.05.24	12.05.24	Вик
9.	Аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання	13.05.24	21.05.24	Вик
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	22.05.24	24.05.24	Вик
11.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.05.24	28.05.24	Вик

Студент



Богатова А.С.

Керівник



Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Богатова Алла Сергіївна «Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом методів діагностування комутаційного електрообладнання». Магістерська кваліфікаційна робота. - Вінниця: ВНТУ – 2024. 99 с. /На укр. мові. Бібліогр.: 23 назв; рис.: 15; табл. 26.

В роботі проведено моделювання розвитку електричної мережі 110/35/10 кВ. Оптимальну схему було отримано симплекс-методом.

Отримана мережа пройшла певну перевірку за такими режимними параметрами: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. За результатами оцінено доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримки робочого рівня напруги в максимальному, аварійному режимі та розраховано максимальні режими навантаження.

Проведено аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання.

Ключові слова: електрична мережа, технічна діагностика, комутації, електрообладнання.

ABSTRACT

Bogatova Alla Serhiyivna "Development of a fragment of the electrical network with an analysis of methods of diagnosing switching electrical equipment." Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU - 2024. 99 p. / In Ukrainian speech Bibliography: 23 titles; Fig.: 15; table 26.

In the work, modeling of the development of the 110/35/10 kV electric network was carried out. The optimal scheme was obtained by the simplex method.

The resulting network passed a certain check according to the following operational parameters: voltages at nodes, currents and powers in network sections, etc. According to the results, the expediency of using voltage regulation devices to maintain the working voltage level in the maximum, emergency mode was evaluated and the maximum load modes were calculated.

An analysis of the methods of diagnosing switching electrical equipment was carried out.

Keywords: electrical network, technical diagnostics, switching, electrical equipment.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	10
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	11
1.2 Формування максимального графа електричної мережі	13
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	15
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	15
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	18
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	23
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	23
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	27
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	28
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	30
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	32
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	32
5.2 Вибір електричної схеми відгалуджувальної підстанції.....	33
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	35
6 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	39
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	39
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	41
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	41
7.2. Регулювання напруги у електромережі	42
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
9 МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ.....	65
9.1 Основні принципи та завдання технічної діагностики електрообладнання	66
9.2 Класифікація методів діагностування електрообладнання	67

9.3 Оцінка технічного стану електрообладнання.....	71
9.4 Засоби контролю технічного стану та сучасні методи діагностування електрообладнання.....	73
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	78
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту	78
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	85
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій...	89
10.4. Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах надзвичайних ситуацій	94
ВИСНОВКИ.....	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	98
ДОДАТКИ.....	100
ДОДАТОК А	101
ДОДАТОК Б	102
ДОДАТОК В	105
ДОДАТОК Г	109
ДОДАТОК Д	114
ДОДАТОК Е	118
ДОДАТОК Є	122
ДОДАТОК Ж	126

ВСТУП

Сучасне комутаційне обладнання та механізми керування виконують важливу функцію замикання і розмикання електричної мережі, дотримуючись конкретну послідовність. Комутаційні прилади вкрай необхідні для того, щоб забезпечити безперебійну роботу усіх елементів, що функціонують від електроенергетичній системі. Справна робота такого обладнання здійснює узгодження роботи усієї системи електропостачання.

Без застосування комутаційного обладнання складно уявити повноцінну експлуатацію всієї багатокомпонентної електроенергетичної системи. З урахуванням основних функціональних можливостей кожного з комутаційного електрообладнання. Однак важливо враховувати той факт, що справне обладнання може виконувати відразу кілька функцій економічно експлуатувати енергосистему, що вкрай важливим під час побудови, або зміні конфігурації електричних мереж.

При проектуванні нових і розширенні існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найсучасніших принципів проектування. Це означає, що це завдання потребує комплексного підходу та контролю різних аспектів, які свідчать про техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації та управління, що забезпечить найменші витрати. При цьому будівництво мережі завжди має певну мету, відповідно до якої складається прогноз майбутнього розвитку (будівництва) мережі, що накладає певні додаткові обмеження.

Попередньо перед будівництвом доцільно використати математичні методи визначення найдоцільніших конфігурацій мережі за різними критеріями. До таких методів належать:

- симплекс-метод для визначення найменш вартісного варіанту схеми приєднання нових споживачів;
- метод динамічного програмування для визначення найкращої послідовності будівництва та введення в експлуатацію нових підстанцій,

При розробці проекту мережі визначається відповідна кількість та вид обладнання, встановлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги. А технічний стан електрообладнання є важливим аспектом роботи всієї мережі.

Отже, аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання є **актуальною науково-прикладною задачею.**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання: провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж; обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж; проведено аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання; вирішено питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

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

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

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

Наукова новизна полягає у підтвердженні ефективності використання різних методів для діагностування комутаційного електрообладнання.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

звідки $a' = -1799,6$, $b' = 0,9394$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,9394T - 1799,6$$

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

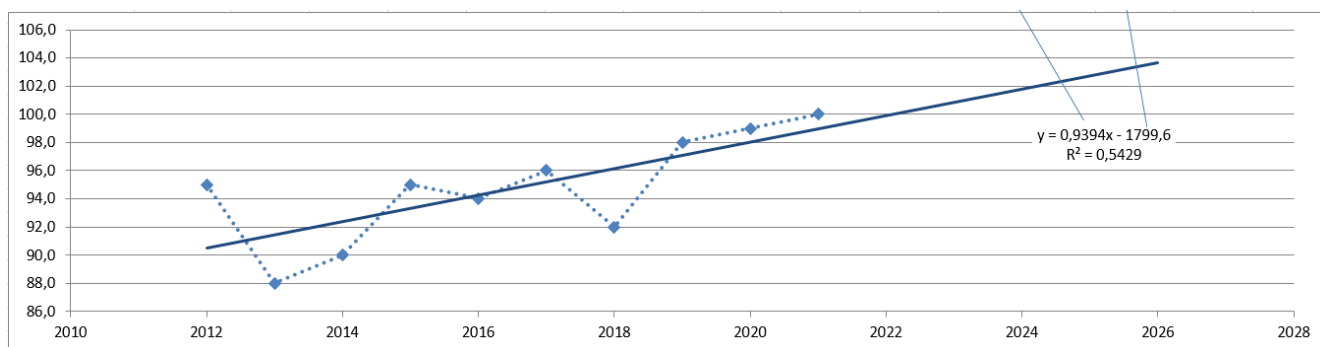


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Проаналізувавши даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 103,6 %, що на 3,6 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1 Розрахунок режиму заданої мережі

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

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

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

- в лініях електропередач – 5.3 МВт;
- в трансформаторах – 2.0 МВт з них холостого ходу 0.6 МВт та навантажувальні 1.5 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

	2-102	101-3	105-104	103-4
Марка проводу	АС-185	АС-185	АС-150	АС-120
Допустимий струм, А	200	200	150	125
Розрах. струм, А	161	151	28	67

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	109	108	12	7
Напруга вузла, кВ	107,42	107,41	107,37	104,46

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

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, які розташовано у районі нового будівництва (табл. 1.2), всі вони забезпечують приєднання додаткового збільшеного навантаження по стороні ВН. Тому, визначення перспективних вузлів приєднання нових ЛЕП будемо здійснювати виходячи із економічних міркувань, наразі використовуючи симплекс-метод.

1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруги у перспективних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У фрагменті електромережі, де планується розвиток, лінії електропередачі мають достатній запас за пропускну здатністю щоб транспортувати електроенергію новим споживачам.

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол № 109 з рівнем напруги 107,42 кВ; вузол № 108 з рівнем напруги 107,41 кВ; вузол № 12- Чернятин з рівнем напруги 107,37 кВ, вузол № 7 – Носківці рівнем напруги 104,46 кВ.

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

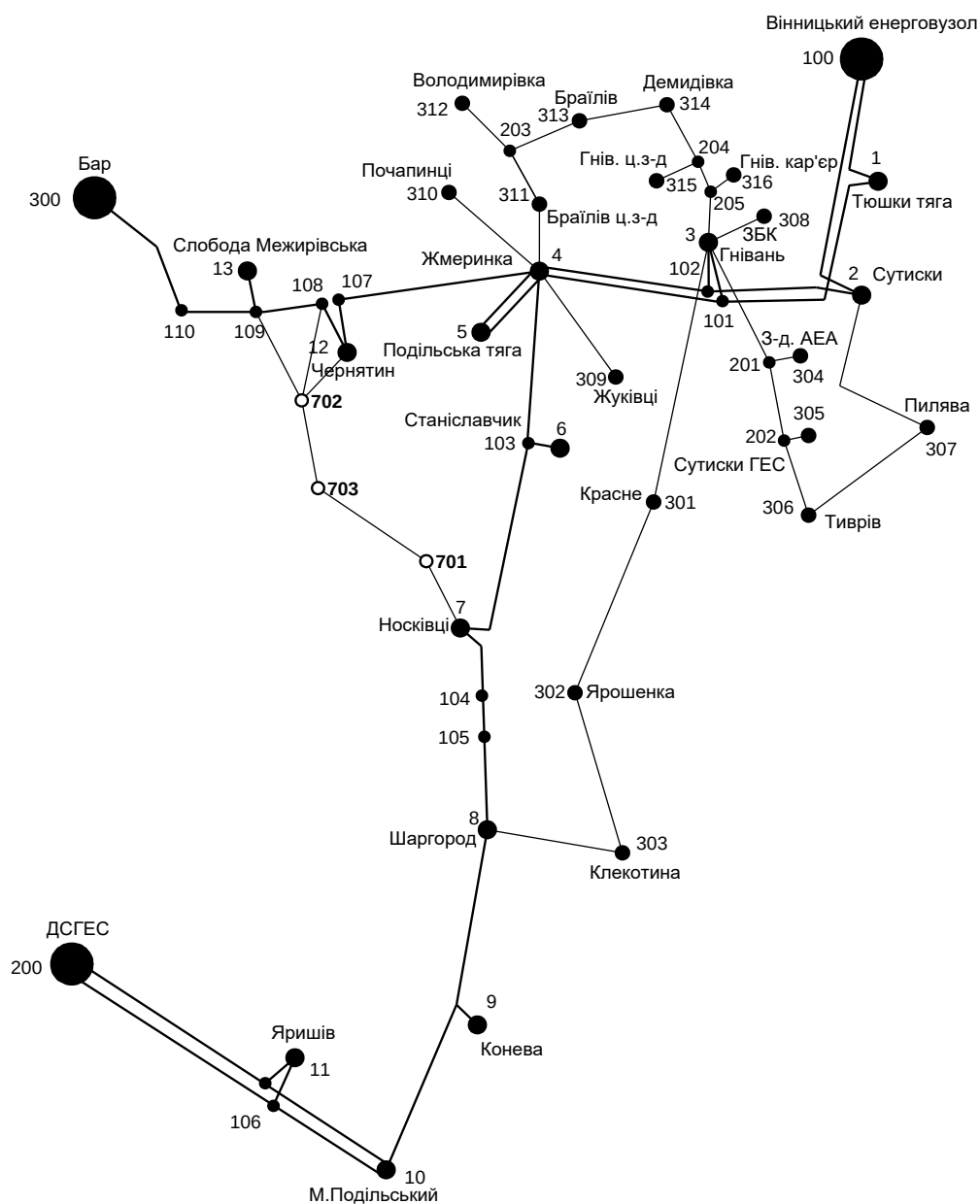


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

2.1 Лінеаризація цільової функції

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

У загальному випадку залежності $B_i = f(P_i)$ нелінійні. Саме тому функція мети, яка відтворює розвиток електромережі, подається у вигляді нелінійної функції з лінійними і нелінійними обмеженнями на змінні P_i . У випадку застосування симплекс-методу, цільова функція лінеаризується відносно вибраних змінних.

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

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

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

Після лінеаризації функція витрат матиме наступний вид:

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

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

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

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

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5200$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 2,65 гривень/кВт·год; r_{0i} – активний опір, що залежить від перерізу проводу (зокрема

для проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів представлено у таблиці 2.1.

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

Вузол початку	Вузол кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Питомі капітало-вкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
7	701	0,9	5,4	110	1573,680	0,131	2719,3	0,739	2793,2
12	702	0,8	4,8	110	1573,680	0,131	2417,2	0,657	2482,8
108	702	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	0,985	3724,3
109	702	1,1	6,6	110	1573,680	0,131	3323,6	0,903	3413,9
702	703	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,821	3103,5
701	703	1,5	9	110	1573,680	0,131	4532,2	1,231	4655,3

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

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

Назва ЛЕП	Довжина, км	Орієнт. пот. Р, що перед. по ЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (квадр. функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн	Коеф. а1, тис. грн	Коеф. b1, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП (лінійна функція), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 0.8Р), тис. грн	Дисконтовані витрати для ЛЕП (пот. 1.2Р), тис. грн
7-701	0,9	11,8	2821,3	2784,6	2866,2	2719,3	8,680	2821,3	2800,9	2841,7
12-702	0,8	11,8	2507,8	2475,2	2547,7	2417,2	7,716	2507,8	2489,7	2526,0
108-702	1,2	11,8	3761,7	3712,8	3821,6	3625,8	11,573	3761,7	3734,5	3788,9
109-702	1,1	11,8	3448,3	3403,4	3503,1	3323,6	10,609	3448,3	3423,3	3473,2
702-703	1	11,8	3134,8	3094,0	3184,6	3021,5	9,644	3134,8	3112,1	3157,5
701-703	1,5	11,8	4702,2	4641,0	4777,0	4532,2	14,467	4702,2	4668,2	4736,2

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній

під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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

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
7-701	0,9	11,8	2821,3	2801,9	2842,7	240,1	2821,3	2539,2	3103,4
12-702	0,8	11,8	2507,8	2490,6	2526,9	213,4	2507,8	2257,0	2758,6
108-702	1,2	11,8	3761,7	3735,9	3790,3	320,1	3761,7	3385,6	4137,9
109-702	1,1	11,8	3448,3	3424,6	3474,4	293,5	3448,3	3103,4	3793,1
702-703	1	11,8	3134,8	3113,3	3158,6	266,8	3134,8	2821,3	3448,3
701-703	1,5	11,8	4702,2	4669,9	4737,9	400,2	4702,2	4232,0	5172,4

2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод

Симплекс-метод використовується для розв'язання задач лінійного програмування. В ньому здійснюється скерований рух по опорних планах до визначення оптимального розв'язку. Ще симплекс-метод називають як метод поступового покращення плану.

Для оптимізації схеми електричної мережі з урахуванням обраних критеріїв, а також параметрів що потрібно оптимізувати з огляду на математику задача оптимізації сформулюється 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 таких обмеженнях:

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

Задачі лінійного програмування (2.3) при умовах (2.4) на основі симплекс-методу (СМ) розв'язується за наступними етапи:

- I-ий етап виглядає у приведенні системи обмежувальних рівнянь та цільової функції до визначеного канонічного вигляду;
- II-ий етап виглядає в оптимізації цільової функції, яка отримана в результаті попереднього етапу, використовуючи Симплекс-алгоритму (СА).

Застосування СМ що до розв'язку задачі вибору най оптимальної схеми ЕМ має певні особливості:

1. Змінними x_i , які оптимізуються, є потужності в дільницях мережі;
2. Вільними членами у системі (2.4) приймаються потужності навантажень, які завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.4) для мережі – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.3) – для задачі оптимізації схеми ЕМ будуть питомими витратами для транспортування потужності лініями (табл. 2.3);
5. Так як створення моделі здійснювалось із врахуванням заданих напрямків потужності у схемі максимального графу мережі, то певна частина змінних вірогідно в кінцевому рахунку прийме від’ємне значення. Останнє протиріччя можливо усунути за допомогою введення додаткових змінних.

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		2-501	14-501	10-502	11-502	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	9,71
	502	0	0	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,64
	503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	19,65
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00
Коефіцієнти цільової функції		799,6	949,9	262,8	258,2	1357,0	1357,0	452,3	452,3	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	13788,820
Потужності ЛЕП		6,242929	0	17,57269	16,18537	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат		4935,061	0,000	7402,591	7050,087	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19387,739
Змінні складові витрат		57,079	0,000	678,365	548,079	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1283,523
Дисконтровані витрати, тис. грн																20671,262

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

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

	Номери вузлів	Перелік ЛЕП													Потужності вузлів	Небаланси по вузлах
		2-501	14-501	10-502	11-502	501-503	503-501	502-503	503-502	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
	501	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	9,71
	502	0	0	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,64
	503	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	19,65
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00
Коефіцієнти цільової функції		799,6	1106,3	459,9	469,4	1053,7	1053,7	1001,0	1001,0	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0	41367,278
Потужності ЛЕП		9,711223	0	30,28977	1,78Е-15	0	0	19,65367	0	0	0	0	0	0	0	
Постійні складові витрат		4935,061	0,000	7402,591	7050,087	0,000	0,000	6697,583	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	26085,322
Змінні складові витрат		138,116	0,000	2015,483	0,000	0,000	0,000	767,730	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2921,329
Дисконтровані витрати, тис. грн																29006,651

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

У таблиці на рисунку 2.2 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.3.

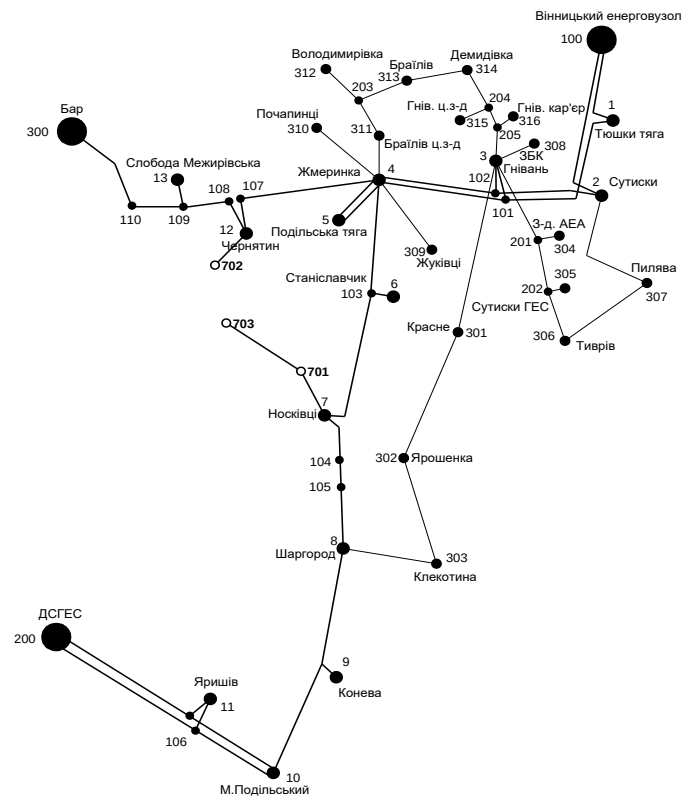


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було вирішено побудувати додаткову лінії між вузлами 702-703. Таким чином забезпечив живлення кожного нового споживача від двох незалежних джерел.

З ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Для вирішення задач оптимізації у енергетиці, пов'язаних з формуванням планів перспективного розвитку ЕМ, що потребують врахування фактору часу, поряд із методами лінійної і нелінійної оптимізації також може бути використано метод динамічного програмування.

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 12, 7 та 108 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Цільова функція такої оптимізації буде мати наступний вигляд:

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

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

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

T – термін спорудження, років.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Застосовано наступні обмеження:

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

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

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

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

Коефіцієнти a_i та b_i вибирають з Excel. Враховуються обмеження на найбільшу довжину ЛЕП, яка споруджується протягом року: $L_{max} \leq 25$ км, а також обмеження балансу потужності.

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 25 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо одноланцюгові лінії до пунктів 12-702, 702-703, 701-703. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{12-702} + \Delta L_{702-703} + \Delta L_{701-703} = 4,8+6+9 = 19,8 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 703-7. Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Третій рік. Для третього року, варіанти електроживлення формуються з врахуванням розвитку на попередніх кроках. І також для кожного варіанту третього року враховується обмеження по довжині для спорудженні нових лінії.

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгову лінію 703-7. Результати розрахунків приведено в таблиці 3.3.

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

t	Варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
1	1	12-702	4,8	3,47	19,8	8465,202	35013,57	29177,98	29177,98
		702-703	6	6,32		10596,57			
		701-703	9	10,5		15951,8			
	2	12-702	4,8	3,47	16,2	8465,202	28591,37	23826,14	23826,14
		702-703	6	6,32		10596,57			
		701-7	5,4	4,99		9529,601			
	3	12-702	4,8	3,47	10,2	8465,202	17994,8	14995,67	14995,67
		701-7	5,4	4,99		9529,601			
	4	12-702	4,8	3,47	10,8	8465,202	19061,77	15884,81	15884,81
		702-703	6	6,32		10596,57			
	5	701-7	5,4	4,99	14,4	9529,601	25481,4	21234,5	21234,5
		701-703	9	10,5		15951,8			

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Bt	Вартість
2	11	701-7	5,4	4,99	11,4	9529,601	9529,601	6617,779	33432,04
	21	701-703	9	10,5	6,6	15951,8	15951,8	11077,64	34903,78
	31	702-703	6	6,32	15	10596,57	26548,37	18436,37	35795,76
		701-703	9	10,5		15951,8			
	41	701-703	9	10,5	14,4	15951,8	25481,4	17695,42	33580,23
		701-7	5,4	4,99		9529,601			
	51	12-702	4,8	3,47	10,8	8465,202	19061,77	13237,34	34471,84
		702-703	6	6,32		10596,57			

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По B_{Σ} з таблиці 3.2 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 11. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 11 приєднання підстанцій 701, 702, 703 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.3.

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

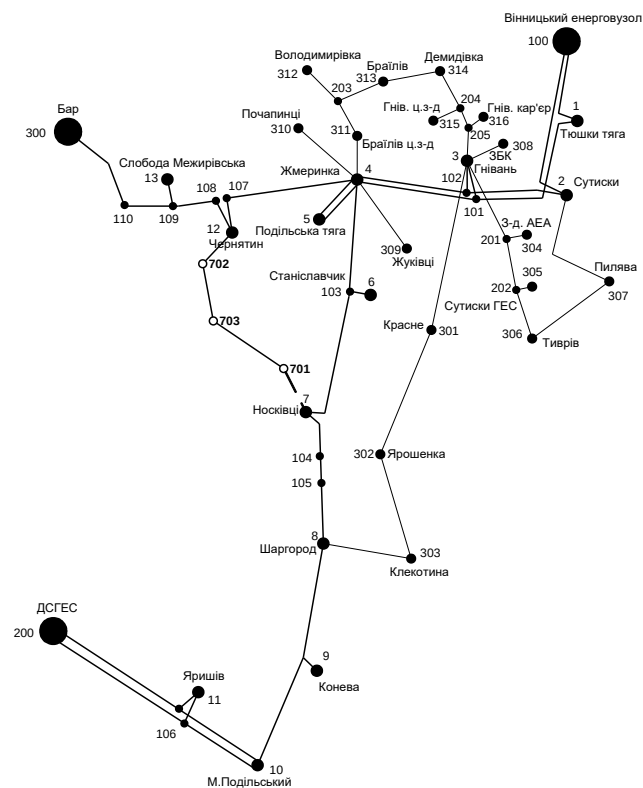


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}12-702} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{28.241}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 155.64 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-7} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{5.689}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 31.353 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{31.858}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 175.569 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21.267}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 117.206 \text{ (A)};$$

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

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

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

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

1й – розрив лінії 12-702;

2й – розрив лінії 7-701;

3й – розрив лінії 12-702 та відсутня генерація на СЕС (702);

4й – розрив лінії 7-701 та відсутня генерація на СЕС (702);

5й – розрив лінії 702-703;

6й – розрив лінії 701-703.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
12-702	0	126.5	0	166.9	20.5	37.6	166.9	390	159.41	АС-185/19
7-701	125.8	0	147.8	0	146.6	88.5			130.88	АС-185/19
702-703	20.3	146.6	79.6	146.6	0	58			139.87	АС-185/19
701-703	37.4	88.5	77.8	88.5	58	0			59.4	АС-185/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-185/19. Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-185/19, було прийняте рішення використати провід АС-185/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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

Вибір силових трансформаторів проводиться врахувавши наступні критерії:

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

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

Вибір силових трансформаторів здійснюється наступним чином:

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

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

Для 701 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{14.3}{1.4 \cdot 0.89} = 11.5 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 702 та 703 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри силових трансформаторів у нових 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
701	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється наступним чином:

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

Тоді для нових вузлів перевірка матиме вигляд:

$$K_{з1.па} = \frac{16.067}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.004 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{3.636}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 0.577 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{10.575}{(2 - 1) \cdot 10} = 1.057 \leq 1.4$$

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

5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

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

З огляду функцій підстанції в електричній мережі електричне коло повинно:

- забезпечити надійне електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та після аварійному режимах згідно до визначених категорій надійності електропостачання приймачів і з врахуванням присутності автономних резервних джерел живлення;
- забезпечити надійність пропускання електроенергії по підстанції у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до її значення для конкретної ділянки мережі;
- враховувати поетапність розвитку ПС, динаміку зміни навантаження на мережу і інше. Принцип поетапності розвитку підстанції та її головної схеми слід дотримуватися, виходячи з найпростішого та найекономнішого розвитку підстанції без значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;
- враховувати вимоги протиаварійної автоматики.

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

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702 та 703 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то

для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

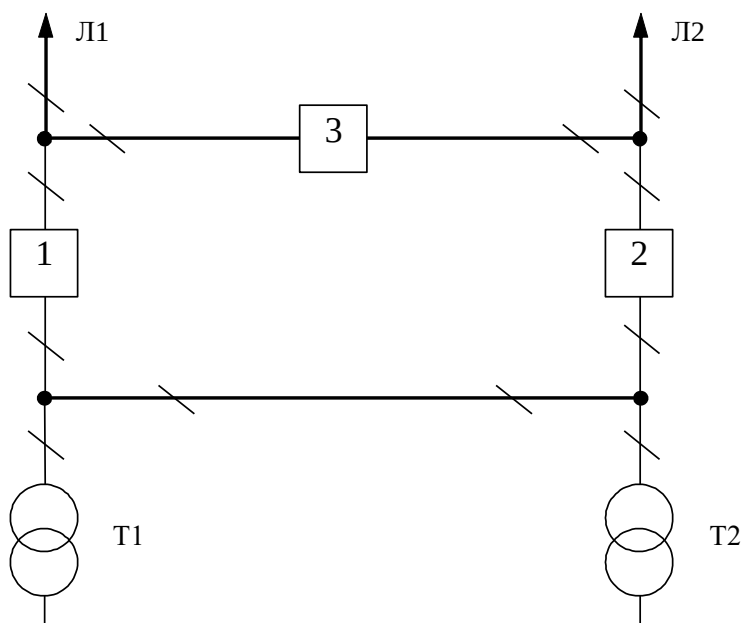


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 701, 702 та 703

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

5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано ПС «Носківці». Таким чином, після реконструкції вказана підстанція з прохідної перетвориться на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Носківці» (вузол 7) існуюча схема є незадовільною, тому пропонується здійснити її реконструкцію. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендується замінити на схему «Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин» та замінити

наявні короткозамикачі з відділювачами на вимикачі. Отож, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча, секціонована вимикачем, і обхідна системи шин (рис 5.2).

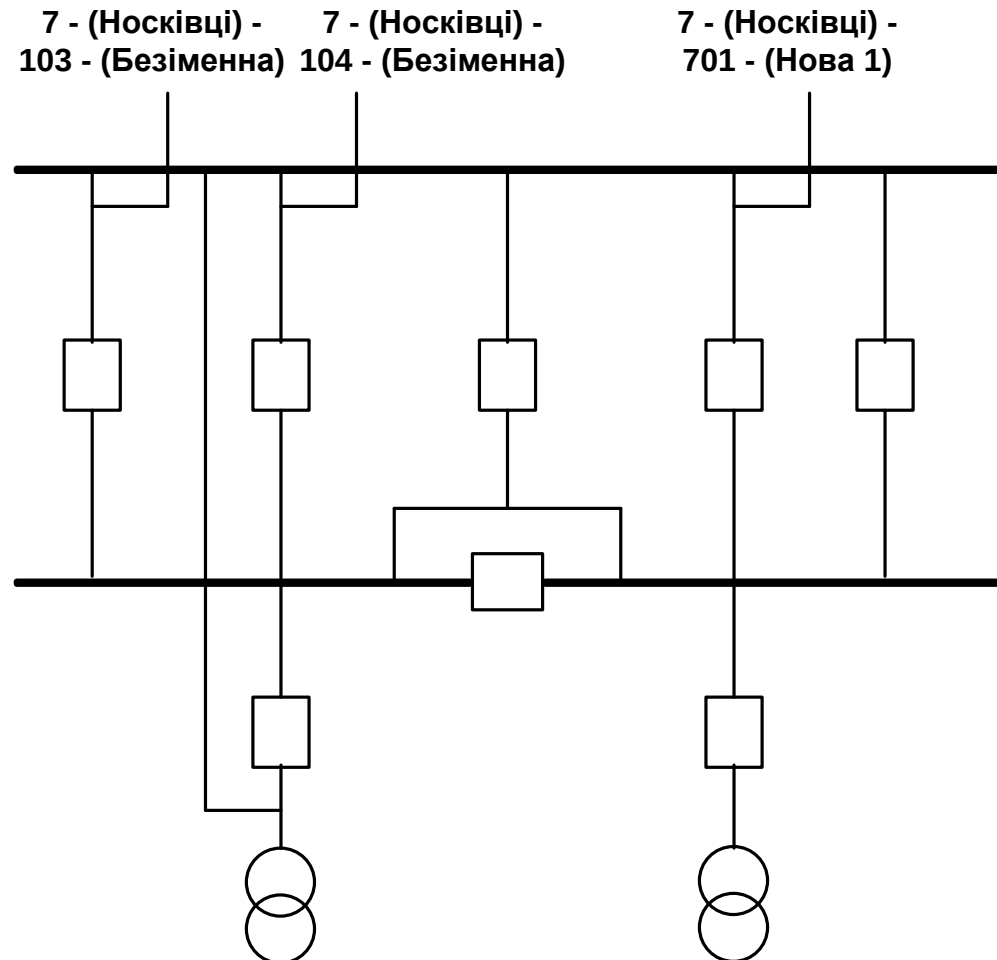


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 103, що є місцем з'єднання проводів АС-120 ліній «Чернятин - Жмеринка» та «Слобода Межирівська - Чернятин» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Чернятин - Жмеринка» та «Слобода Межирівська -

Чернятин» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-2» забезпечить обмеження зони захисту та його резервування.

5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій

Розрахунок надійності електричних схем розподільчих пристроїв (РП) складається із визначення математичних очікувань кількості відключень елементів, які комутуються в РП, і розподілення РП на гальванічно непов'язані частини. Також враховується тривалість вимушеного простою елементів, які відключились. Або ж роботи з розділенням РП як наслідок відмов вимикачів РП, так відмов і самих комутуючих елементів як в нормальному так і в ремонтному режимах РП. Буде представлено розрахунок схеми прохідної підстанції СЕС (вузол 703).

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

Розрахунок ведеться по формі табл. 5.1, де в лівому стовпці виписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j .

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

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

де n – кількість вимикачів в РП.

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

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

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

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

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тому:

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

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

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

Таблиця 5.1 – Показники відмов і ремонтів елементів схеми РП

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

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електропідстанції

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

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

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

Питомий збиток, що пов'язаний із недовідпущенням електричної енергії споживачам, згідно завдання становить ($З_0 = 455$ грн./кВт·год.);

$$М_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot З_0 \quad (5.5)$$

$$М_{ЗБ} = 1731,4 \cdot 455 = 787\,787 \text{ (тис. грн.)}$$

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

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

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум} \cdot W_{РІК} \quad (5.7)$$

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

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	787 787

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

6 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ

6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення

Джерела електропостачання в будь-який момент часу повинні передавати в мережу стільки електричної енергії, скільки в даний момент споживають всі споживачі, відповідно врахувавши втрати на передачу. Тому баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для нових вузлів 701,702,703 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 23,5 + 0,05 \cdot 23,5 = 22,325 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 22,325 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 22,325 \cdot 0,34 = 7,591 \text{ (МВАр)}.$$

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

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для ділянки ЛЕП:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП -12-702

$$Q_{\text{ЛЕП12-702}} = 106,22^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 4,8) = 0,154 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,154 + 0,189 + 0,287 + 0,241 = 0,799 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 13 = 12,35 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,35 = 1,235 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 12,35 + 1,235 - 7,591 - 0,799 = 5,195 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 12,35 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 5,195 МВАр, можна зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-5400-450 УЗ на 5400 КВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 703.

7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А2 у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

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

- Надалі розраховуються режими максимальних(усталений), мінімальних навантажень та після аварійний режими роботи мережі.
- Режим мінімальних навантажень - при якому споживачі характеризуються мінімальним споживанням електроенергії. В мініальному режимі рівень напруги в балансуючих вузлах приймаємо рівною 110кВ.
- Після аварійний режим – це режим роботи енергосистеми, що припускає планове відключення навантаження частини споживачів щоб зберегти належну надійність та якість електропостачання тих споживачів, які залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуючих вузлах будемо приймати рівною 121кВ.

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

Вхідні дані та результати обрахунків мінімального та після аварійного режимів електромережі після розвитку є у додатках Д та Е.

7.2. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	99,23	93,4	104,7
702	100,45	94,8	105,82
703	99,85	94,12	105,27

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	7,87	6,63	9,27
702	8,47	7,44	8,71
703	7,79	6,49	9,01

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

Дійсна напруга у вузлі:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Згідно формулі (7.2) знайдемо втрати напруги в трансформаторах, що приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{Т701} = \frac{((14,82) \cdot (4,38 / 2)) + ((7,59) \cdot (86.7 / 2))}{104,7} = 3,453 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т701д} = \frac{104,7 + 3,453}{10,5} = 10,3$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т701д} = 10,3$, що відповідає 9-й відпайці.

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

$$U_{НН701д} = \frac{104,7 + 3,453}{10,3} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

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

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків враховуючи регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформа- торах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансфор- мації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	3,453	10,3	10,455	9	10,5	0,09
702	2,095	10,278	10,298	10	10,5	0,096
703	3,946	10,402	10,455	9	10,5	0,093

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

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

В попередніх розділах ми виконали розрахунки по вибору оптимального варіанту розвитку електромережі 110 кВ, також проведено вибір електричних схем вузлової та споживальних електропідстанцій. Вибрали основне обладнання підстанцій та електромереж. Провели аналіз режиму максимальних навантажень та застосували регулювання напруги. Перераховані вище дії дозволили отримати достатньо інформації для проведення аналізу економічної ефективності розвитку електромережі в цій роботі [13].

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

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

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

Значення Π_t що до кожного року визначимо як:

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

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

енергетичного об'єкту, МВт×годин; B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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

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

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

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

Одноразові капітальні витрати складаються із двох складових:

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

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: Чернятин (вузол 12) - 702, 702 - 703 та 703 - 701;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 701, 702, 703;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Носківці (вузол 7).

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: 701 – Носківці (вузол 7);
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ " Жмеринка - Чернятин " (вузол 702).

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл.	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			58 177,167						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 702):

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

Продовження табл. 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

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

Продовження табл. 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

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

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції Носківці (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 158 784,032 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.5.

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ " Жмеринка - Чернятин " (вузол 12):

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

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 586,23 тис. грн.

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_{T} – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 19,8 = 22\,915,206 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 5,4 = 6\,249,602 \text{ (тис.грн.)}.$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 158\,784,032 + 22\,915,206 = 181\,699,238 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 586,23 + 6\,249,602 = 6\,835,832 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

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

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{П}}; \quad (8.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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

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

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$B_{\Pi 1} = (22\,915,206 \cdot 0,3)/100 = 68,746 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (6\,835,832 \cdot 0,3)/100 = 18,749 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 1} = (158\,784,032 \cdot 3)/100 = 4763,52 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\Pi 2} = (586,23 \cdot 3)/100 = 17,59 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.6:

Таблиця 8.6 – Зміна втрат потужності та електроенергії у нових під'єднаннях:

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: 12-702, 702-703, 7-701 П/ст: 701, 702, 703	+940	+30	8,27
2	ЛЕП: 701-703	+890	+30	8,2

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 68,746 + 4763,521 + 8,27 \cdot 1,65 = 4845,912 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 18,749 + 17,59 + 8,2 \cdot 1,65 = 49,866 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 20,29 \cdot 5400 = 109566 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_2 = 4.99 \cdot 5400 = 26946 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

Використовуючи (8.2) зміна прибутку за роками визначається так:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 109566 - 4845,912 = 16848,156 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 26946 - 49,866 = 5285,442 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,113$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,113 = 8,8 \text{ років}.$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	23,5
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5400
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	136 512
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	188 535,07
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	8,8
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	8,2
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	2,39
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	900
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	37,89

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

9 МЕТОДИ ДІАГНОСТУВАННЯ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Важливим питанням електроенергетики є підтримання обладнання в працездатному стані в умовах зростання швидкості та ступеня його старіння. Так, значна частина обладнання ЕМ потребує модернізації, оскільки більшість з того, яке знаходиться в експлуатації, вже вичерпало свій ресурс і потребує поступової реконструкції, оновлення або заміни. Тому підтримка працездатності, підвищення ефективності використання наявного ЕМ обладнання та застосування нових методів діагностики його технічного стану є одним із актуальних завдань.

Метою діагностики є забезпечення раціональної роботи електрообладнання з певними показниками надійності та зниження витрат на його технічне обслуговування та ремонт. Така мета досягається шляхом управління технічним станом електрообладнання в процесі експлуатації, що дозволяє проводити технічне обслуговування та ремонт згідно з діагностичними даними.

Основним завданням технічної діагностики є отримання достовірної інформації про технічний стан електротехнічних пристроїв у процесі експлуатації. Вирішується на основі вимірювання, контролю, аналізу та обробки кількісних і якісних значень параметрів електротехнічних пристроїв, а також шляхом керування пристроями відповідно до алгоритму діагностики. Аналіз причин і проявів несправностей різних типів електротехнічних пристроїв ЕМ показує, що технічний стан (ТС) кожного з них характеризується як індивідуальними, так і загальними ознаками. Кожен тип обладнання характеризується типовими дефектами, які повторюються в процесі експлуатації. Об'єднавши всі дефекти та ознаки їх появи в окремі групи, ми отримаємо структуру діагностики електрообладнання, яка складається з трьох рівнів і підсистем: перевірки функціонування, виявлення несправностей, оцінки та прогнозування працездатності. При цьому кожен наступний рівень використовує результати попередніх [14].

Технічна діагностика електротехнічних пристроїв включає два основних напрямки - експлуатаційну та ремонтну діагностику. До основних завдань оперативної діагностики відносяться:

- завчасне виявлення несправностей обладнання, що знаходиться в експлуатації або виведено з експлуатації для перевірки (але не демонтовано);
- прогнозування розвитку несправностей, оцінка їх загрози, оцінка загального стану приладів;
- підготовка рекомендацій щодо подальшої експлуатації та технічного обслуговування обладнання (наприклад, негайне виведення на ремонт, перенесення планового ремонту, робота без обмежень тощо).

На обладнанні, виведеному з експлуатації в ремонт, проводиться ремонтна діагностика, завданнями якої є

- визначення місця несправностей обладнання;
- визначення обсягу ремонтно-відновлювальних робіт (можливо з рекомендаціями щодо доцільності заміни обладнання).

Діагностування електроенергетичного обладнання - це процес визначення його технічного стану та виявлення можливих несправностей чи дефектів. Діагностування дозволяє запобігти аваріям, підвищити надійність та ефективність роботи обладнання, продовжити його термін служби та знизити витрати на ремонт та обслуговування.

9.1 Основні принципи та завдання технічної діагностики електрообладнання

Технічна діагностика, що походить від грецького слова "розпізнавання," є комплексом заходів, спрямованих на вивчення та виявлення ознак несправності або працездатності обладнання. Цей процес включає визначення методів і засобів, що дозволяють зробити висновок або поставити діагноз про наявність або відсутність дефекту [15].

У більш широкому значенні технічна діагностика допомагає оцінити поточний стан об'єкта, що вивчається. Її головне завдання полягає у виявленні та аналізі внутрішніх причин несправності обладнання, тоді як зовнішні причини можуть бути зазвичай виявлені візуально.

Відповідно до ДСТУ 2389-94, технічна діагностика визначається як "область знань, що охоплює теорію, методи та засоби визначення технічного стану об'єктів." Об'єкт, стан якого підлягає визначенню, називається об'єктом діагностування (ОД), а процес дослідження ОД – діагностуванням.

Основною метою технічної діагностики є насамперед розпізнавання стану технічної системи за наявності обмеженої інформації. Це дозволяє підвищити надійність системи та оцінити залишковий ресурс обладнання.

Оскільки різні технічні системи мають різну структуру та призначення, не існує єдиного підходу до технічної діагностики для всіх систем. Кожна система потребує індивідуального підходу [16].

9.2 Класифікація методів діагностування електрообладнання

Відповідно до загальної класифікації, методи діагностування електрообладнання можна розділити на дві основні групи, відомі як методи контролю: методи неруйнівного та руйнівного контролю.

Методи неруйнівного контролю (НК) - це техніки контролю матеріалів (чи виробів), які вимагають руйнування зразків матеріалу (чи вироби) у процесі дослідження.

Отже, методи руйнівного контролю - це методи, які включають руйнування зразків матеріалу (або вироби) для проведення перевірки.

Неруйнівні методи ґрунтуються на вимірі різних фізичних параметрів обладнання, таких як температура, напруга, струм, опір, індуктивність, ємність, частота, шум, вібрація тощо.

Усі методи неруйнівного контролю, в свою чергу, можуть бути класифіковані з урахуванням принципів їх роботи, тобто на фізичні явища, на яких вони засновані.

Нижче наведено основні методи неруйнівного контролю, визначені відповідно до ДСТУ 2389-94 і які найчастіше використовуються для діагностики електротехнічного обладнання:

- 1) Магнітний метод: цей метод використовує магнітне поле для виявлення дефектів та аномалій у матеріалах та конструкціях.
- 2) Електричний метод: цей метод заснований на електричних характеристиках і дозволяє виявити потенційні проблеми.
- 3) Вихрострумний метод: цей метод використовує зміни в електромагнітних полях для діагностики.
- 4) Радіохвильовий метод: радіохвилі застосовуються для виявлення дефектів у матеріалах.
- 5) Тепловий метод: цей метод використовує теплове випромінювання для аналізу об'єктів.
- 6) Оптичний метод: оптичні характеристики матеріалів використовуються для діагностики.
- 7) Радіаційний метод: радіаційне випромінювання застосовується для виявлення дефектів і аномалій.
- 8) Акустичний метод: акустичні хвилі використовують для діагностики стану об'єктів.
- 9) Методи з використанням проникаючих речовин: у цю категорію входять капілярний та методи пошуку протікань, які використовують проникаючі речовини для виявлення дефектів.

Кожен із перерахованих методів також може бути додатково класифікований на основі додаткових характеристик та ознак, залежно від конкретної задачі діагностування [17].

Найбільш поширені неруйнівні методи діагностування електроенергетичного обладнання:

Термографія - метод, що ґрунтується на вимірі теплового випромінювання поверхні обладнання за допомогою спеціальних камер (тепловізорів) або датчиків. Термографія дозволяє виявити перегрів, коротке замикання, незбалансованість фаз, ізоляційні ушкодження та інші проблеми (рис. 9.1).



Рисунок 9.1 – Визначення теплового випромінювання поверхні обладнання

Ультразвукова дефектоскопія - метод, заснований на вимірі відображення та заломлення ультразвукових хвиль від внутрішніх структур обладнання. Ультразвукова дефектоскопія дозволяє виявити тріщини, пористість, вclusions, деформації та інші дефекти (рис. 9.2).



Рисунок 9.2 – Виконання ультразвукової дефектоскопії

Електрична діагностика - метод, що ґрунтується на вимірі електричних характеристик обладнання, таких як опір ізоляції, витік струму, діелектрична проникність, втрати потужності тощо. Електрична діагностика дозволяє оцінити якість ізоляції, контактів, провідників та інших елементів (рис. 9.3).



Рисунок 9.3 – Електрична діагностика

Вібраційна діагностика – метод, заснований на вимірі коливань обладнання за допомогою акселерометрів або віброметрів. Вібраційна діагностика дозволяє визначити наявність незбалансованості, неспіввісьності, зношування, зазорів та інших несправностей (рис. 9.4).



Рисунок 9.4 – Виконання вібраційної діагностики

9.3 Оцінка технічного стану електрообладнання

Оцінка технічного стану електрообладнання є ключовим компонентом у всіх аспектах функціонування електрообладнання.

Однією з її основних цілей є виявлення справності чи несправності обладнання. *Справним* вважається обладнання, яке відповідає всім встановленим нормативними документами вимогам. Інакше воно вважається *несправним*.

Перехід із стану справності в стан несправності відбувається через дефекти.

Термін "дефект" використовується для позначення будь-якої окремої невідповідності обладнання.

Дефекти в електроустаткуванні можуть виникати на різних етапах його життєвого циклу: при виготовленні, монтажі, налаштуванні, експлуатації, випробуваннях та ремонті. Ці дефекти можуть мати різні наслідки.

Існує безліч різновидів дефектів в електрообладнанні.

Почнемо з оцінки стану дефектів із використанням тепловізійної діагностики, яка найчастіше використовується при інфрачервоному контролі. Зазвичай розрізняють чотири основні категорії або ступеня розвитку дефекту:

1) Нормальний стан електрообладнання (відсутність дефектів). Дефект у початковій стадії розвитку (дефект, який впливає явно працювати електрообладнання).

2) Сильно розвинений дефект (дефект, що обмежує можливість експлуатації обладнання або термін служби, що його скорочує). Дефект в аварійній стадії розвитку (дефект, що робить експлуатацію обладнання неможливою чи неприпустимою).

Залежно від ступеня розвитку дефектів, вживаються відповідні рішення та заходи щодо їх усунення:

3) Заміна обладнання, його частини чи елемента. Ремонт обладнання або його елемента (після чого проводиться додаткова перевірка якості виконаного ремонту).

4) Продовження експлуатації із збільшеною періодичністю перевірок. Проведення інших додаткових випробувань.

При виявленні дефектів та ухваленні рішень щодо подальшої експлуатації електротехнічного обладнання також слід враховувати питання достовірності та точності отриманої інформації про стан обладнання [18].

Будь-який метод контролю, що не руйнує, не гарантує повної достовірності оцінки стану об'єкта. Результати вимірювань завжди містять помилки, що може призвести до помилкових результатів контролю:

1) Справний об'єкт визнається непридатним (хибний дефект чи помилка першого роду).

2) Несправний об'єкт визнається придатним (невиявлений дефект чи помилка другого роду).

Помилки при неруйнівному контролі можуть мати різні наслідки, а отже, дуже важливо враховувати їх у процесі діагностики та прийняття рішень щодо ремонту та заміни обладнання.

Важливо, що при проведенні будь-якого виду неруйнівного контролю (НК) існує низка чинників, які впливають на результати вимірювання і аналіз отриманих даних. Ці фактори умовно можна поділити на три основні групи:

1) Навколишнє середовище: метеоумови (температура повітря, вологість, хмарність, сила вітру та ін.), час доби.

2) Людський фактор: кваліфікація персоналу, професійне знання обладнання, навички проведення тепловізійного контролю.

3) Технічний аспект: інформаційна база про обладнання, що діагностується (матеріал, паспортні дані, рік випуску, стан поверхні та ін.).

Насправді існує безліч інших факторів, які можуть впливати на результати неруйнівного контролю та аналізу даних. Саме тому кожен вид неруйнівного контролю регламентується відповідною нормативною документацією.

Ці документи визначають цілі методів неруйнівного контролю, процедури його проведення, засоби контролю, аналіз результатів, види можливих дефектів і рекомендації щодо їх усунення.

Що стосується електрообладнання електричних мереж, то найбільш вживаними й перспективними методами діагностування силового електрообладнання є такі:

- для силових трансформаторів – хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі; температурний контроль; контроль зносу контактів РПН; тепловізійний контроль трансформатора; реєстрація часткових розрядів в ізоляції;
- вимикачів високої напруги – контроль комутаційного й механічного ресурсу; оцінка стану контактної системи; контроль характеристик приводу; контроль стану ізоляторів; контроль витoku дугогасного середовища (повітря, елегаз);
- розподільного пристрою і струмопроводу – тепловізійний контроль стану електричних контактів та ізоляторів; дуговий захист;
- електродвигунів – діагностика обриву стержнів короткозамкненого ротора; контроль виткових замикань; вібраційний контроль обмотки статора; контроль підшипникового вузла; контроль і захист від неуспішних пусків; контроль ексцентриситету повітряного зазору між ротором і статором; контроль неповнофазних режимів; контроль напрямку обертання; безперервний селективний контроль активного опору ізоляції; температурний контроль; оцінка витрати ресурсу на основі контролю пускових і тривалих режимів роботи;
- повітряних та кабельних ліній – дистанційна тепловізійна діагностика контактів і підвісної ізоляції; контроль часткових розрядів; діагностика опор ЛЕП; контроль стану ізоляції кабелів [15, 18].

•

9.4 Засоби контролю технічного стану та сучасні методи діагностування електрообладнання

Велика кількість видів електрообладнання і завдань технічного діагностування призвела до того, що сьогодні використовуються засоби діагностування різних принципів побудови й призначення. Усі ці засоби відрізняються за такими ознаками: способами технічної реалізації; розташуванням

відносно об'єкта діагностування; конструктивним виконанням; універсальністю; ступенем автоматизації; формою обробки й подання інформації про стан об'єкта; принципами дії на об'єкт діагностування; режимами роботи тощо. На рис.9.5 відображено класифікацію технічних засобів діагностування.

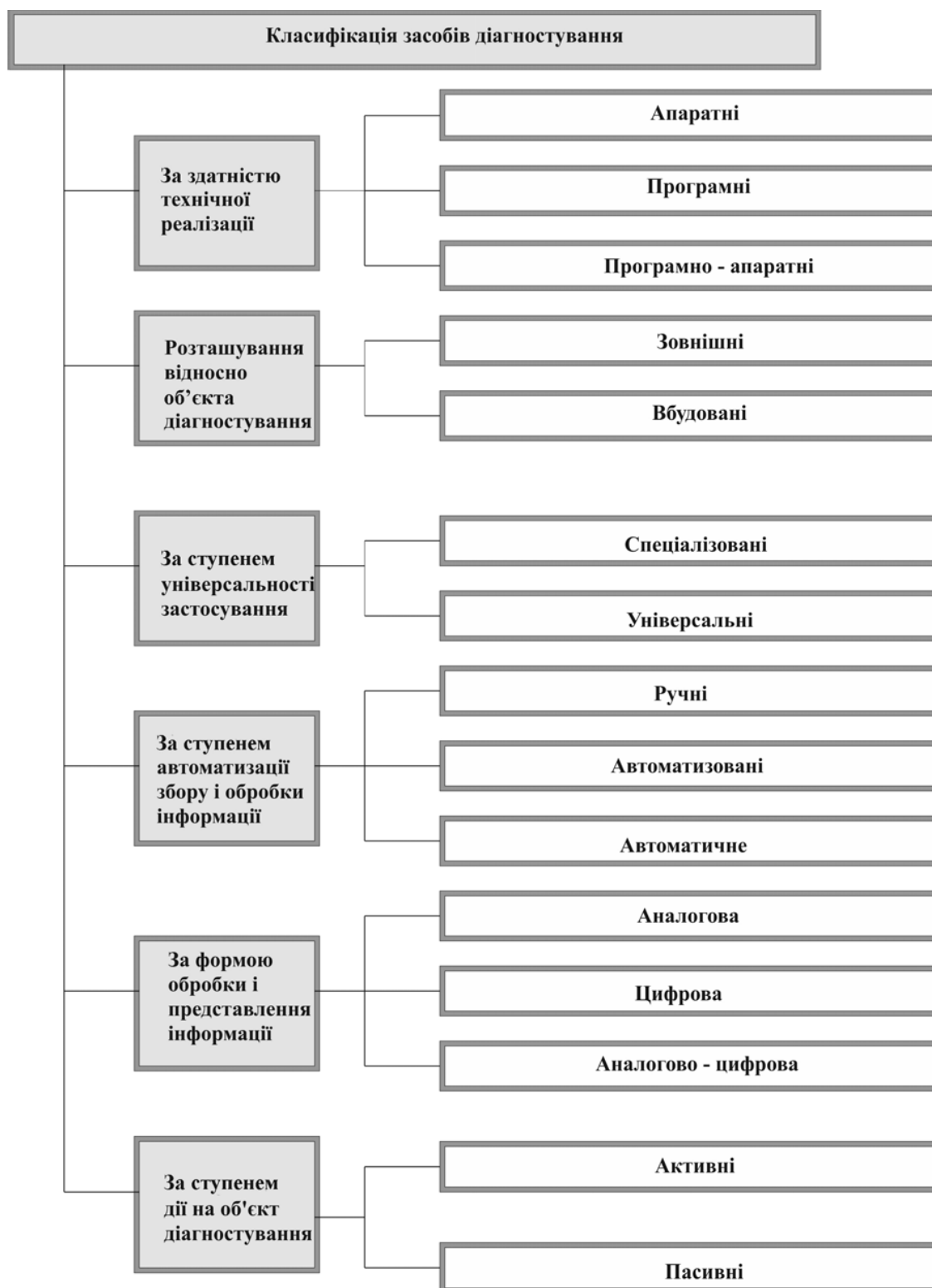


Рисунок 9.5 – Класифікація технічних засобів діагностування

До апаратурних засобів діагностування відносять різні пристрої: прилади, пульти, стенди, спеціальні промислові комп'ютери. Апаратурні засоби, що утворюють з об'єктом діагностування конструктивне єдине ціле, є вбудованими апаратурними засобами діагностування. Прикладами таких засобів можуть бути прилади вимірювань електричних величин (струму, напруги, потужності, частоти й тому подібне), пристрої індикації технічного стану елементів (реле, світловипромінювальні діоди, неонові лампи й т. ін), пристрої контролю ізоляції тощо.

Якщо в схемах експлуатації електрообладнання вбудовані засоби діагностування не передбачені або їх недостатньо для діагностування з необхідною достовірністю, то застосовують зовнішні апаратурні засоби діагностування, що виконані окремо від конструкції електрообладнання і підключаються до нього лише в процесі діагностування. Простими прикладами зовнішніх апаратурних засобів можуть бути комбіновані прилади для вимірювань в колах постійного і змінного струму, тестери логічного стану, електронно-променеві й цифрові осцилографи, переносні вимірювальні комплекти й т. ін.

Коли апаратурні засоби діагностування призначені тільки для однотипного електрообладнання, то вони є спеціалізованими, а якщо для електрообладнання різного конструктивного виконання і функціонального призначення, то універсальними [16].

Зовнішні спеціалізовані засоби діагностування, це пристрої, використовувані, наприклад, для перевірки працездатності окремих елементів або вузлів електрообладнання на стадіях технічного контролю після виконання ремонтних робіт.

До вбудованих спеціалізованих засобів діагностування можуть входити спеціально розроблені обчислювальні пристрої з жорстко запрограмованими алгоритмами діагностування конкретної системи електрообладнання.

Програмні засоби діагностування є комп'ютерними програмами, які керують роботою електрообладнання відповідно до алгоритму діагностування. Вони застосовні, наприклад, для програмованих контролерів, мікропроцесорних систем управління релейним захистом та інших. Програми забезпечують технічне діагностування електрообладнання як у процесі використання його за прямим призначенням (робочі програми), так і при короткочасній перерві функціонування об'єкта (спеціальні, випробувальні програми). Програмні засоби у поєднанні з апаратурними утворюють програмно-апаратурні засоби діагностування, що дозволяють вирішувати завдання самодіагностування електрообладнання, наприклад, на основі сучасних SCADA-систем.

Універсальні засоби діагностування технічно складніші і, як правило, побудовані на базі серійних промислових комп'ютерів.

За ступенем автоматизації засоби діагностування можуть бути ручними, автоматизованими й автоматичними. Застосування ручних засобів потребує участі людини-оператора і в підключенні засобів до об'єкта діагностування, і в прийнятті рішень про його технічний стан. Такий підхід знижує продуктивність і об'єктивність діагностування. Як правило, ручні засоби виконуються спеціалізованими.

Автоматизовані засоби вимагають часткової участі оператора для їх підключення до електрообладнання і вибору режимів діагностування. Основна ж процедура діагностування, включаючи видачу інформації про технічний стан електрообладнання, здійснюється автоматично [15, 17].

Автоматичні засоби (мікропроцесорні комплекти, мікро- і міні-ЕОМ) вирішують завдання діагностування без втручання людини. Автоматизовані й автоматичні засоби можуть бути як спеціалізованими, так і універсальними, вони мають високу швидкодію і достовірність діагностування. Залежно від форм обробки і представлення інформації технічні засоби діагностування можуть бути розділені на аналогові, цифрові й цифро-аналогові.

За дією на об'єкт діагностування технічні засоби можуть бути активними й пасивними. Активні впливають на об'єкт, посилаючи в нього сигнал, що викликає

реакцію об'єкта, яка потім і аналізується. Збурюючі сигнали можуть бути імпульсними, ступеневими, гармонійними та ін. Пасивні засоби виконують лише вимірювання, обробку й оцінку сигналів, що характеризують стан об'єкта.

З усього різноманіття засобів діагностування в енергетиці найбільше застосування сьогодні знаходять апаратурні засоби для визначення працездатності й несправності окремих частин електрообладнання. Програмні й програмно-апаратурні засоби діагностування набувають широкого впровадження з поширенням мікропроцесорних систем і обчислювальної техніки.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У цьому розділі магістерської роботи розробляються заходи з охорони праці та ЦЗ в процесі діагностування комутаційного обладнання. Під час обслуговування електрообладнання персонал попадає під вплив різноманітних небезпечних і шкідливих виробничі фактори. Аварії електрообладнання, яке використовуються в електричних мережах, а також невиконання правил по їх безпечній експлуатації може призвести до серйозної загрози життю та здоров'ю електротехнічного персоналу через небезпеку професійних захворювань і травмів під час виконання робіт.

На оперативно-ремонтний персонал, який здійснює діагностування комутаційного обладнання, впливають [19, 20]:

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

хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил, оксид вуглецю);

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: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкту

10.1.2 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.

Допуск за нарядами, виданими на проведення випробувань та підготовчих робіт до них, слід здійснювати тільки після того, як інші бригади, які працюють на обладнанні, що підлягає випробуванню, виведені з робочих місць та їхні наряди здані допускатчу. В електроустановках без місцевих оперативних працівників керівнику робіт дозволяється після виведення бригади залишити

наряд у себе, оформивши перерву в роботі.

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.

У разі необхідності слід виставити охорону зі складу членів бригади з групою II для запобігання наближенню сторонніх осіб до випробної установки, з'єднувальних проводів та до обладнання, що випробовується. Члени бригади, які виставлені для охорони, повинні знаходитись зовні огороження та вважати, що випробне обладнання перебуває під напругою. Залишити пост ці працівники можуть тільки з дозволу керівника робіт.

У разі проведення випробувань кабельної лінії, коли протилежний її кінець розташований в замкненій камері, у відсіку КРУ або в приміщенні, на дверях чи огороженні слід вивішувати плакат "Випробування. небезпечно для життя!". Якщо двері і огороження не замкнені або випробуванню підлягає кабель з розробленими на трасі жилами, то крім плакатів, що вивішуються біля дверей, огорожень та розроблених жил кабелю, слід виставити охорону з включених до складу бригади працівників з групою II або чергових працівників.

Якщо випробна установка та обладнання, що випробовується, розміщені у різних приміщеннях або на різних ділянках РУ, дозволяється перебування членів бригади з групою III, які проводять спостереження за станом ізоляції, окремо від керівника робіт. Ці члени бригади повинні розташовуватись поза межами огороження та отримати перед початком випробувань від керівника робіт відповідний інструктаж.

Масові випробування ізоляційних матеріалів та виробів (засобів захисту, різноманітних ізоляційних деталей тощо), які проводяться поза електроустановками понад 1000 В із застосуванням стаціонарних випробних установок, у яких струмовідні частини закриті суцільними та сітчастими огороженнями, а двері мають блокування, може виконувати одноособово один працівник з групою III відповідно до місцевої інструкції.

Під час складання випробної схеми перш за все необхідно виконати захисне і робоче заземлення випробної установки і, якщо потрібно, захисне робоче заземлення корпусу обладнання, що випробовується. Забороняється проводити випробування пересувною установкою із заземлюванням її корпусу тільки за допомогою робочої схеми.

Корпус пересувної випробної установки необхідно заземлити окремим заземлювальним провідником з гнучкого мідного проводу з перерізом не менше ніж 10 кв.мм. 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 кв.мм.

Приєднання випробної установки до мережі напругою 380/220 В слід здійснювати через комутаційний апарат з видимим розривом кола або через штепсельну вилку, що розміщені на місці керування установкою. Комутаційний апарат або слід обладнати утримуючим пристроєм, або між рухомими та нерухомими контактами апарата слід встановити ізолювальну накладку. Провід або кабель, який використовують для живлення випробної установки від мережі напругою 380/220 В, необхідно захистити запобіжниками або автоматичним вимикачем, які встановлені у цій мережі. Підключати до мережі пересувну випробну установку повинні представники організації, що експлуатує цю мережу.

З'єднувальний провід між обладнанням, що випробовується, і випробною установкою спочатку необхідно приєднати до її заземленого виводу високої напруги. Цей провід слід закріплювати так, щоб запобігти його наближенню (підхльостуванню) до струмовідних частин, що перебувають під напругою, на відстань, меншу за зазначену в цих Правилах. Приєднувати та від'єднувати з'єднувальний провід до фази (полюса) обладнання, що випробовується, до жили кабелю дозволяється за вказівкою керівника випробувань тільки після їх заземлення, яке слід виконати або увімкненням заземлювальних ножів, або встановленням переносних заземлень, у тому числі спеціальних лабораторних з

ізолювальними рукоятками.

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.

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.

Встановлювати та знімати заземлення заземлювальною штангою на

високовольтний вивід випробної установки, під'єднувати і від'єднувати проводи, що йдуть від випробної установки до обладнання, яке випробовується, необхідно у діелектричних рукавичках. У разі проведення випробувань та перез'єднань незаземлені частини випробного обладнання слід розглядати як такі, що перебувають під напругою. Після проведення випробувань обладнання із значною ємністю (кабелі, генератори) з нього необхідно зняти залишковий заряд.

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;
- огородити, 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, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики 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 [21], 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

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [19]. Параметри мікроклімату в виробничому приміщенні, де встановлена лінія, наведено в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормування параметрів мікроклімату на постійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху, м/с
Теплий	Пб	16-27	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	15-21	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці технологічного персоналу передбачається [20]: в холодну пору року використання калорифера; в літню пору застосування вентиляторів обдуву; провітрювання приміщення.

10.2.2. Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та цемент, їх ГДК [21] наведено в таблиці 10.2.

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

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0.5	0.15	4
Цемент	6		4

Для забезпечення складу повітря робочої зони передбачено [21]: провітрювання приміщення; цілісність вікон для перешкоджання попадання пилу в приміщення під час роботи лінії; встановлення пиловловлюючих засобів.

10.2.3. Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – малої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [22] розряд зорової роботи IV, підрозряд «г» (таблиця 10.3).

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		
Малої точності	Від 1,0 до 5 включно	V	б	малий	середній	-	200	3	1,8

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, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум. Загальні вимоги безпеки» [22] (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 Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці: загальні енергозатрати організму (кг/м): зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт); при регіональному навантаженні (для чоловіків) – 12000(40); при загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) – 40000(80); маса вантажу, що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи: При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук) – до 60000; При регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30000;

Статичне навантаження (кг/с): Двома руками (чоловіки) – до 70000; За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза: Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни. Нахил тулуба: Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів; Переміщення у просторі (переходи задля технологічного процесу) – більше 12.

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження: Зміст роботи – рішення складних завдань з вибором за алгоритмом; Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій; Розподіл функцій за ступенем складності завдання – обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження: Зосередження (%за зміну) – до 50; Щільність сигналів (звукові за 1 год) – до 150; Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80; Навантаження на голосовий апарат (протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження: Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний; Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці: Тривалість робочого дня - більше 8 год; Змінність роботи – однозмінна (без нічної зміни).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Найбільш ефективний засіб зменшення шкоди та збитків, яких зазнають суспільство, держава і кожна окрема особа в результаті надзвичайних ситуацій, — запобігати їх виникненню, а в разі виникнення виконувати заходи, адекватні ситуації, що склалася.

Запобігання виникненню надзвичайних ситуацій - підготовка та реалізація комплексу правових, соціально-економічних, політичних, організаційно-технічних та інших заходів, спрямованих на регулювання техногенної та природної безпеки, завчасне реагування а загрозу виникнення НС на основі експертизи, досліджень та прогнозів щодо можливого перебігу подій з метою недопущення їх переростання у НС або пом'якшення її можливих наслідків.

З метою своєчасного захисту населення і територій від НС 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). 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.

На СЕП найбільш суттєво зі всіх факторів надзвичайних ситуацій можуть впливати іонізуючі випромінювання та електромагнітний імпульс. Тому є вкрай

важливим елементом дослідити питання стійкості СЕП і її окремих елементів до впливу цих загрозливих чинників і забезпечити стійку роботу підприємства у НС.

10.3.1 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань

Дослідження стійкості роботи ЕМ ведеться в такій послідовності:

1. Визначається коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{пос}}$) виробничих приміщень, в яких будуть працювати і ховатись робітники і службовці. $K_{\text{пос}}$ для виробничих приміщень і споруд знаходять в довідкових таблицях.

$K_{\text{пос}} = 6$ – для виробничих і адміністративних будинків з трьома поверхами.

2. РЕА аналізується і визначаються всі елементи, від яких залежить її робота.

3. Для кожного елемента визначаються максимально допустимі потужності дози гамма-випромінювання (P_i) або експозиційні дози (ДІ). Отримані дані заносяться в таблицю 10.5.

Таблиця 10.5 – Граничні значення експозиційних доз елементів ЕМ

№	Блоки (елементи)	Елементна база	Доза гамма-випромінювання, Р	$D_{\text{сп}}, P$
1	Блок живлення	Мікросхема К556	10^5	10^4
2	Блок керування	Транзистори К583	10^4	
		Діоди Д220А	10^4	
		Конденсатори СП5-30-25	10^7	
		Резистори ПЕВР100-150 Ом	10^7	
3	Силові елементи	Трансформатор ТМН-630035/10	10^8	
		Тиристори Т171-320-12	10^5	
		Дросель ВЛМ	10^5	

4. Проаналізувавши дані таблиці 10.5 ми визначили, що самим вразливим елементом системи з мінімальною дозою $D_{\text{сп}} = 10^4, P$ є транзистори та

діоди. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить його стійкість.

5. Граничне значення експозиційної дози ($D_{гр}$) порівнюється з D_{max} , що очікується на об'єкті і робиться висновок про стійкість роботи.

1) $P_1=4,57$ Р/год; $K_{осл}=1$; 2) $E_v=11,37$ кВ/м.

Проаналізувавши дані таблиці 10.5, робимо висновок, що самим уразливим елементом електричної мережі з мінімальною дозою $D_{зр}=10^4$ Р є транзистори та діоди. Можливу дозу опромінення за встановлений час можна визначити за формулою:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{осл}}, \quad (10.1)$$

де P_1 – максимальне значення рівня радіації ($P_1 = 7,72$ Р/год);

t_k – час кінця опромінення ($t_k = 131400$ год (15 років));

t_n – час початку опромінення ($t_n = 1$ год);

$K_{осл}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{осл} = 2$).

$$D_m = \frac{2 \cdot 7,72 (\sqrt{131400} - \sqrt{1})}{2} = 2750,71 \text{ (Р)}.$$

Оскільки $D_{зр} > D_m$, то даний фрагмент електричної мережі стійкий до дії радіації.

Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{зр} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (10.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 7,72 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 7,72} = 1304,27 \text{ (год)},$$

Можлива доза опромінення елементної бази $D_m = 2750,71$ Р, а допустима - 10^4 Р, отже робота фрагменту роботи електричної мережі є стійким в умовах дії

іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи фрагменту електричної мережі в заданих умовах становить 1304,27 год., при рівні радіації 7,72 Р/год.

10.3.2 Дослідження стійкості роботи фрагменту ЕМ 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.

Як показник стійкості елементів системи до впливу ЕМІ приймають коефіцієнт безпеки K_b , який визначає відношення гранично допустимого наведеного струму, або $U_{\text{доп}}$, до наведеного ЕМІ (дБ).

При оцінці впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно врахувати, що ЕМІ має горизонтальну та вертикальну складові напруженостей електричного поля і тому повинні визначатися значення напруг на вертикальних та горизонтальних ділянках ліній. Так як для живлення силового обладнання використовується мережа живлення змінної напруги 380 В, а кола управління – постійної 24 В, то проведемо розрахунок стійкості роботи для обох мереж живлення. Напруга наводки в горизонтальній і вертикальній струмопровідній часині:

$$U_z = E_z \cdot L_z, \quad (10.3)$$

де E_{θ} – величина вертикальної складової напруженості електромагнітного поля ($E_{\theta} = 9,5 \cdot 10^3$ В/м);

L_{θ} – довжина горизонтальної струмопровідної частини фрагменту електричної мережі ($L_{\theta} = 1,85$ м).

$$U_{\theta} = 9,5 \cdot 10^3 \cdot 1,85 = 17575 \text{ (В)}.$$

$$U_{\theta} = E_{\theta} \cdot L_{\theta}, \quad (10.4)$$

де E_z – величина вертикальної складової напруженості електромагнітного поля (В/м);

L_{θ} – довжина горизонтальної струмопровідної частини системи ($L_{\theta} = 2$ м).

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_z = E_{\theta} \cdot 10^{-3}, \quad (10.5)$$

$$E_z = 9,5 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 9,5 \text{ (В/м)},$$

$$U_{\theta} = 9,5 \cdot 2 = 19 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустиме коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N, \quad (10.6)$$

де N – відсоток допуску ($N=5\%$).

Для силового кола ($U_{\text{жс}} = 380$ В), $U_{\text{дон}} = 399$ (В).

Для кола управління ($U_{\text{жс}} = 24$ В), $U_{\text{дон}} = 25,2$ (В).

Коефіцієнт безпеки визначається за формулою:

$$K\bar{\sigma}_{z(\theta)} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{z(\theta)}} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (10.7)$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для силового кола ($U_{\text{жс}} = 380$ В):

- вертикальної: $K\bar{\sigma}_{\theta} = 60,89$ (дБ),

- горизонтальної: $K\bar{\sigma}_z = -71,51(\text{дБ})$.

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кола управління ($U_{\text{жс}} = 24\text{В}$):

- вертикальної: $K\bar{\sigma}_e = 5,64(\text{дБ})$,
- горизонтальної: $K\bar{\sigma}_z = -126,75(\text{дБ})$.

Отримані дані заносимо в таблицю 10.6.

Таблиця 10.6 – Значення коефіцієнтів безпеки фрагменту електричної мережі

№	Найменування	$K\bar{\sigma}_e$	$K\bar{\sigma}_z$	Результат дії
1	Силове коло, 380 В	60,89	-71,51	Нестійке
2	Коло управління, 24 В	5,64	-126,75	Нестійке

Отже фрагменту електричної мережі є нестійким в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості роботи обладнання, слід застосувати екранування.

10.4. Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах надзвичайних ситуацій

Щоб визначити якої товщини необхідно застосувати екран, знайдемо перехідне затухання екрану:

$$A = K\bar{\sigma}_{\text{ном}} - K\bar{\sigma}_{\text{мін}} , \quad (10.8)$$

де $K\bar{\sigma}_{\text{ном}}$ – номінальний коефіцієнт безпеки ($K\bar{\sigma}_{\text{ном}} = 40\text{дБ}$);

$K\bar{\sigma}_{\text{мін}}$ – мінімальний коефіцієнт безпеки отриманий під час розрахунків.

Для силового кола ($U_{\text{жс}} = 380\text{В}$):

$$A_{380\text{В}} = 40 + 71,51 = 111,51(\text{дБ}).$$

Для силового кола ($U_{\text{жс}} = 24\text{В}$):

$$A_{24B} = 40 + 126,75 = 166,75(\text{дБ}).$$

Товщину захисного екрану знайдемо за формулою:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (10.9)$$

де A – перехідне затухання екрану;

f – найбільш характерна частота (15 кГц).

Отже, для обладнання силового кола товщина екрану

$$t_{380B} = \frac{111,51}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,169 (\text{см}),$$

Для обладнання кола управління товщина екрану:

$$t_{24B} = \frac{166,75}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,261(\text{см}).$$

Отже в результаті дослідження стійкості роботи фрагмент електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань було розраховано можливу дозу опромінення елементної бази, яка по своїй величині значно менша від допустимої. Отже, в умовах дії іонізуючого випромінювання фрагмент електричної мережі залишається стійким. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу, для якого потрібно буде розраховувати робочі зміни з врахуванням їх граничної дози опромінення.

До дії ЕМП обладнання фрагменту електричної мережі виявилось нестійким. Для підвищення стійкості необхідно застосувати екранування з товщиною сталюого екрану близько 1,7мм.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ та виконано аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 703) та СЕС (вузол 702). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 4 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для ПС Носківці (вузол 7) відбулася реконструкція, а саме: наявна схема була замінена на «Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин», після чого, за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (701,702,703) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла Чернятин (вузол 12), то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання

Отримана мережа пройшла певну перевірку на такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі тощо. Відповідно до результатів, була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги для підтримання робочого рівня напруги в максимальному, аварійному та режимі максимальних навантажень.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 8,2 МВт при сумарній активній потужності генерації 181,33 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 188 535,07 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.113)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 8.8 років.

В роботі розглянули основні методи діагностування електроенергетичного обладнання, які відіграють важливу роль у забезпеченні надійності електрообладнання. Методи діагностики можна розділити на дві великі групи: методи неруйнівного та руйнівного контролю.

Методи неруйнівного контролю дозволяють визначити стан матеріалів та виробів без їх руйнування. Вони охоплюють широкий спектр методів, таких як магнітний, електричний, вихрострумний, радіохвильовий, тепловий, оптичний, радіаційний, акустичний, а також методи, що використовують проникні речовини. Кожен із цих методів має на увазі певні принципи роботи та специфічні технічні засоби.

Слід зазначити, що успішне діагностування електрообладнання залежить від багатьох факторів, таких як навколишнє середовище, людський фактор та технічні аспекти. Ці фактори можуть впливати на точність результатів діагностики, тому їх необхідно враховувати під час проведення контролю.

Крім того, важливо розуміти, що результати діагностики можуть містити помилки, що призводить до різних наслідків, включаючи неправдиві дефекти або недооцінку стану обладнання.

Саме з цієї причини існує нормативна документація, що регламентує процедури діагностики, а також рекомендації щодо усунення виявлених дефектів.

Технічна діагностика електроенергетичного обладнання – це складний та багатогранний процес, що потребує професіоналізму та уважності. Її результати суттєво впливають на безпеку та ефективність роботи електроенергетичних систем, і тому вона залишається пріоритетною галуззю у сфері обслуговування енергетичної інфраструктури.

Також в роботі опрацьовано питання охорони праці та безпеки персоналу в надзвичайних ситуаціях

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
4. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
5. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
6. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;
7. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
8. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
9. Самсонюк Д.Ю., Богатова А.С., Сікорська О.В. Використання блокчейн технологій в енергетиці / Матеріали ЛІІІ науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 2024. Режим доступу: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/41504/150677.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
10. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
11. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
12. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
13. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для

курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

14. Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання. Навч. посіб. / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця: ВНАУ, 2020. – 138 с.

15. Кутін В. М. Діагностика електрообладнання : навчальний посібник / В. М. Кутін, М. О. Ілюхін, М. В. Кутіна – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 161 с.

16. Васілевський, О. М. Нормування показників надійності технічних засобів : навчальний посібник / О. М. Васілевський, О. Г. Ігнатенко. – Вінниця : ВНТУ, 2013. – 160 с.

17. Лут М. Т., Мірошник О. В., Трунова І. М.. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. – Харків: Факт, 2008. - 438 с.

18. Журахівський А. В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник/ А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с. – Бібліогр.: с. 450-452.

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

20. Безпека життєдіяльності [Текст] : навчальний посібник / С. В. Дембіцька., І. М. Кобилянська, О. В. Кобилянський, В. М. Пугач. – Вінниця : ВНТУ, 2022. – 156 с.

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

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

23. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ

ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі з аналізом методів
діагностування комутаційного електрообладнання

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

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

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

Автор роботи	_____	<u>Багатова А.С.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)
Керівник роботи	_____	<u>Сікорська О.В.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

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

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

_____ (підпис)
" ____ " _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗОМ
МЕТОДІВ ДІАГНОСТУВАННЯ КОМУТАЦІЙНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ
08-21.МКР.002.00.003 ТЗ

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

Студентка групи ЕСМ-22мз
_____ Богатова А.С.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ № 81 від 11 березня 2024 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання.

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Вихідні дані для виконання МКР

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

4. Вимоги до виконання МКР

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

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 4 підстанції 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

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

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	16.01.24	16.01.24	
2.	Прогнозування електричних навантажень	17.01.24	20.01.24	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.01.24	10.02.24	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	11.02.24	01.03.24	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	02.03.24	22.03.24	
6.	Вибір схем розподільних пристроїв підстанцій	23.03.24	15.04.24	
7.	Оцінювання балансу потужностей	16.04.24	25.04.24	
8.	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі	26.04.24	01.05.24	
9.	Економічна частина: визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	02.05.24	12.05.24	
10.	Аналіз методів діагностування комутаційного електрообладнання	13.05.24	21.05.24	
11.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	22.05.24	24.05.24	
12.	Оформлення пояснювальної записки та презентації	25.05.24	28.05.24	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / уклад.: А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

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

Відсутні.

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 5400.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 156.997 МВт / 1375.294 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 149.700 МВт / 1311.372 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 5.346 МВт / 23.091 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 5.346 МВт / 23.091 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.557 МВт / 4.877 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.461 МВт / 6.308 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 2.017 МВт / 11.185 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 7.364 МВт / 34.276 МЛН.КВТ*Г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ, МВт	QНАВ, МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ВІННИЦЬКИЙ ЕНЕРГОВУЗОЛ	-88.473	-81.544	110.000	0.00
1	ТЮШКИ ТЯГА	0.000	0.000	109.607	-0.08
2	СУТИСКИ	0.000	0.000	107.684	-0.58
101		0.000	0.000	106.950	-0.73
102		0.000	0.000	106.744	-0.79
3	ГНІВАНЬ	0.000	0.000	106.672	-0.80
4	ЖМЕРИНКА	0.000	0.000	105.209	-1.19
5	ПОДІЛЬСЬКА ТЯГА	0.000	0.000	104.757	-1.28
103		0.000	0.000	104.745	-1.36
6	СТАНІСЛАВЧИК	0.000	0.000	104.639	-1.38
7	НОСКІВЦІ	0.000	0.000	104.464	-1.47
104		0.000	0.000	104.349	-1.52
105		0.000	0.000	104.308	-1.54
8	ШАРГОРОД	0.000	0.000	103.998	-1.66
9	КОНЕВА	0.000	0.000	107.077	-1.02
10	МОГ. ПОДІЛЬСЬКИЙ	0.000	0.000	108.156	-0.78
106		0.000	0.000	109.244	-0.40
11	ЯРИШІВ	0.000	0.000	109.245	-0.41
200	ДНІСТРОВСЬКА ГЕС	-32.257	-12.124	110.000	0.00
107		0.000	0.000	107.340	-0.69
12	ЧЕРНЯТИН	0.000	0.000	107.374	-0.68
108		0.000	0.000	107.412	-0.67
109		0.000	0.000	107.415	-0.67
13	СЛОВОДА МЕЖИРІВСЬКА	0.000	0.000	107.411	-0.67
110		0.000	0.000	109.636	-0.18
300	БАР	-36.268	-19.028	110.000	0.00
301	КРАСНЕ	0.000	0.000	28.626	-12.06
302	ЯРОШЕНКА	0.000	0.000	29.447	-10.75
303	КЛЕКОТИНА	0.000	0.000	30.198	-9.58
201		0.000	0.000	28.647	-12.94
304	ЗАВОД ЕАЕ	0.000	0.000	28.645	-12.94
202		0.000	0.000	28.660	-12.92
305	СУТИСКИ ГЕС	0.000	0.000	28.659	-12.92
306	ТИВРІВ	0.000	0.000	29.244	-12.22
307	ПИЛЯВА	0.000	0.000	30.899	-10.65
308	ЗБК	0.000	0.000	28.618	-13.25
309	ЖУКІВЦІ	0.000	0.000	28.538	-13.62
310	ПОЧАПИНЦІ	0.000	0.000	28.139	-13.64
311	БРАЇЛІВ Ц. З.	0.000	0.000	28.104	-13.84
203		0.000	0.000	27.807	-14.01
312	ВОЛОДИМИРІВКА	0.000	0.000	27.560	-14.11
313	БРАЇЛІВ	0.000	0.000	27.643	-14.08
314	ДЕМИДІВКА	0.000	0.000	27.860	-13.84
204		0.000	0.000	28.292	-13.48
315	ГНІВАНЬ Ц. З.	0.000	0.000	28.114	-13.59
205		0.000	0.000	28.381	-13.41
316	ГНІВАНЬ КАР'ЄР	0.000	0.000	28.377	-13.41
3001		0.000	0.000	116.812	-2.16
2001		0.000	0.000	27.921	-2.13
1001		8.800	4.750	11.163	-2.11
30011		0.000	0.000	116.717	-2.09

20011	0.000	0.000	39.075	-2.09
10011	8.800	4.750	10.775	-5.15
3002	0.000	0.000	97.019	-9.59
2002	0.000	0.000	32.330	-9.46
1002	3.500	1.790	9.108	-11.32
3003	0.000	0.000	91.331	-9.73
2003	0.000	0.000	28.727	-13.16
1003	7.800	4.420	5.228	-9.64
30033	0.000	0.000	103.979	-3.01
20033	0.000	0.000	34.811	-3.01
10033	7.800	4.420	9.790	-4.41
3004	0.000	0.000	86.880	-13.65
2004	0.000	0.000	28.878	-13.39
1004	4.000	2.270	8.065	-16.15
30044	0.000	0.000	103.043	-3.08
20044	0.000	0.000	34.497	-3.08
10044	4.000	2.270	9.846	-3.05
3005	0.000	0.000	101.022	-4.44
2005	0.000	0.000	24.156	-4.44
1005	17.000	9.180	9.452	-6.50
1006	4.300	2.200	9.673	-4.53
1007	2.100	1.020	9.743	-3.88
3008	0.000	0.000	98.297	-6.83
2008	0.000	0.000	32.875	-6.80
1008	10.200	5.780	9.183	-8.90
1009	1.200	0.610	9.575	-1.34
30088	0.000	0.000	102.746	-2.93
20088	0.000	0.000	34.398	-2.93
10088	4.300	2.080	9.753	-3.72
30055	0.000	0.000	101.022	-4.44
20055	0.000	0.000	24.156	-4.44
10055	17.000	9.180	9.452	-6.50
30010	0.000	0.000	104.724	-3.46
20010	0.000	0.000	35.060	-3.46
10010	3.800	2.150	9.829	-5.07
3001010	0.000	0.000	104.724	-3.46
2001010	0.000	0.000	35.060	-3.46
1001010	3.800	2.150	9.829	-5.07
3001111	0.000	0.000	107.280	-2.07
2001111	0.000	0.000	35.916	-2.07
1001111	3.800	2.150	10.252	-2.05
10012	3.200	1.730	10.021	-2.88
10013	2.400	1.230	9.982	-3.28
100301	0.900	0.510	8.762	-13.95
100302	0.900	0.510	9.027	-12.53
100303	0.600	0.310	9.355	-10.71
100304	1.300	0.700	8.669	-15.71
100305	1.300	0.700	8.674	-15.69
100306	0.900	0.460	9.048	-13.55
100307	0.900	0.460	9.511	-12.28
100308	0.700	0.340	8.927	-13.93
100309	1.400	0.790	8.716	-15.80
100310	1.400	0.790	8.461	-16.74
100311	0.800	0.430	8.629	-15.58
100312	3.000	1.450	8.127	-19.36
100313	3.000	1.450	8.155	-19.30
100314	1.600	0.910	8.306	-17.48
100315	1.600	0.910	8.390	-17.16
100316	1.200	0.610	8.797	-14.61
100301301	1.100	0.620	8.708	-14.38
100303303	1.500	0.890	9.224	-11.66
100304304	1.400	0.720	8.654	-15.94
100306306	1.400	0.720	8.963	-14.30
100308308	0.800	0.390	8.917	-14.03
100309309	1.000	0.540	8.797	-15.16
100313313	1.000	0.540	8.510	-15.74
100315315	2.200	1.130	8.249	-18.63

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП, МВТ	QP, МВАР	РК, МВТ	QK, МВАР	DP, МВТ	DQ, МВАР	I, КА	DU, КВ
100	1	54.135	51.980	54.016	51.717	0.118	0.262	0.393	0.393
1	101	38.642	33.835	38.078	32.584	0.562	1.246	0.270	2.666
101	3	20.940	18.755	20.907	18.683	0.033	0.073	0.151	0.280
3	102	-4.137	-5.429	-4.139	-5.433	0.002	0.004	-0.037	-0.072
102	2	-21.948	-20.087	-22.065	-20.347	0.117	0.259	-0.161	-0.944
2	100	-33.904	-28.602	-34.338	-29.564	0.432	0.958	-0.237	-2.322
2	3002	11.821	8.540	11.724	5.931	0.097	2.598	0.078	12.015
3002	2002	8.217	4.001	8.170	4.001	0.047	0.000	0.054	0.406
2002	307	8.170	4.017	7.886	3.676	0.282	0.340	0.162	1.524
307	306	6.979	3.195	6.685	2.842	0.292	0.352	0.143	1.785

306	202	4.368	1.542	4.299	1.458	0.069	0.083	0.091	0.647
202	201	2.984	0.661	2.983	0.660	0.001	0.002	0.061	0.015
201	2003	0.250	-0.979	0.247	-0.983	0.003	0.004	0.020	-0.053
2003	301	-0.915	1.114	-0.933	1.093	0.018	0.022	-0.029	-0.022
301	302	-2.953	-0.137	-3.034	-0.210	0.080	0.073	-0.060	-0.935
302	303	-3.942	-0.742	-4.026	-0.843	0.084	0.101	-0.079	-0.847
303	2008	-6.144	-2.132	-6.568	-2.643	0.422	0.508	-0.124	-2.866
3008	2008	6.575	2.601	6.568	2.601	0.008	0.000	0.041	0.094
8	3008	16.846	10.966	16.791	8.890	0.055	2.068	0.111	6.355
8	105	-4.883	-1.811	-4.893	-1.826	0.011	0.016	-0.029	-0.316
105	104	-4.893	-1.555	-4.895	-1.558	0.001	0.002	-0.028	-0.041
104	7	-4.895	-1.426	-4.899	-1.432	0.004	0.006	-0.028	-0.118
7	103	-7.014	-2.377	-7.028	-2.397	0.014	0.020	-0.041	-0.286
103	4	-11.359	-4.546	-11.396	-4.600	0.037	0.053	-0.067	-0.471
4	107	-29.512	-14.856	-29.978	-15.416	0.464	0.558	-0.181	-2.145
107	12	-29.978	-15.193	-29.984	-15.205	0.006	0.011	-0.180	-0.034
12	108	-33.205	-17.177	-33.213	-17.191	0.008	0.014	-0.201	-0.038
108	109	-33.213	-17.186	-33.213	-17.187	0.001	0.001	-0.201	-0.003
109	110	-35.631	-18.423	-36.206	-19.115	0.572	0.689	-0.215	-2.228
110	300	-36.206	-18.854	-36.268	-19.028	0.062	0.173	-0.215	-0.364
4	101	-16.972	-14.106	-17.139	-14.476	0.166	0.368	-0.121	-1.755
4	102	-17.656	-14.804	-17.809	-15.143	0.153	0.338	-0.126	-1.547
4	3004	14.411	14.534	14.211	9.150	0.200	5.362	0.112	20.762
3004	2004	10.197	6.636	10.094	6.636	0.103	0.000	0.081	0.508
2004	311	6.201	4.236	6.067	4.074	0.133	0.161	0.150	0.805
311	203	5.260	3.603	5.215	3.549	0.045	0.054	0.131	0.309
203	313	2.147	1.688	2.136	1.675	0.010	0.013	0.057	0.167
313	314	-1.915	-0.767	-1.927	-0.781	0.012	0.014	-0.043	-0.239
314	204	-3.551	-1.847	-3.594	-1.898	0.043	0.051	-0.083	-0.462
204	205	-7.479	-4.414	-7.498	-4.436	0.019	0.022	-0.177	-0.095
205	2003	-8.706	-5.110	-8.789	-5.210	0.083	0.100	-0.205	-0.365
8	9	-16.319	-10.979	-16.673	-11.493	0.353	0.511	-0.109	-3.105
9	10	-17.900	-11.545	-18.032	-11.736	0.131	0.190	-0.115	-1.086
10	106	-25.702	-16.123	-25.853	-16.456	0.150	0.332	-0.162	-1.095
106	11	6.265	-3.270	6.265	-3.272	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.414	-5.790	2.396	-6.258	0.017	0.467	0.033	-7.397
1	30011	7.512	8.916	7.494	8.287	0.017	0.626	0.061	4.632
30011	2001	0.241	-0.171	0.241	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.044
3001	2001	-0.241	0.171	-0.241	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.044
1	3001	7.773	8.751	7.755	8.117	0.017	0.631	0.062	4.552
3001	1001	7.996	7.946	7.982	7.946	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.814	-3.199	0.812	-3.199	0.001	0.000	0.016	0.012
106	200	-32.118	-11.817	-32.257	-12.124	0.138	0.306	-0.181	-0.759
3003	2003	9.199	9.179	9.144	8.090	0.055	1.084	0.082	6.463
3	3003	17.174	18.772	17.020	13.596	0.154	5.155	0.137	16.643
5	3005	17.052	11.321	17.021	9.995	0.031	1.321	0.113	4.013
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	9.995	16.989	9.174	0.031	0.818	0.113	2.534
204	315	3.885	2.526	3.866	2.502	0.019	0.023	0.094	0.186
315	100315	1.621	1.061	1.599	0.909	0.022	0.151	0.040	1.818
315	100315315	2.239	1.412	2.199	1.129	0.041	0.281	0.054	2.455
5	30055	17.052	11.321	17.021	9.995	0.031	1.321	0.113	4.013
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
316	100316	1.203	0.643	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.517
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
314	100314	1.621	1.064	1.599	0.909	0.022	0.154	0.040	1.844
313	100313	3.040	1.828	2.998	1.449	0.042	0.377	0.074	2.321
313	100313313	1.004	0.580	0.999	0.540	0.004	0.040	0.024	0.748
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.840
3004	1004	4.013	2.514	3.997	2.269	0.016	0.245	0.031	3.429
4	30044	4.008	2.450	4.003	2.269	0.005	0.181	0.026	2.292
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
30044	20044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
7	1007	2.106	1.135	2.099	1.019	0.008	0.115	0.013	2.801
30055	10055	17.021	9.995	16.989	9.174	0.031	0.818	0.113	2.534
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.360
6	1006	4.315	2.515	4.297	2.199	0.017	0.315	0.028	3.789
103	6	4.331	2.526	4.327	2.521	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.432	2.418	1.432	0.000	0.000	0.015	0.004
13	10013	2.408	1.376	2.398	1.229	0.010	0.146	0.015	3.210
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.041	0.648	0.051	4.443
2004	309	2.442	1.511	2.419	1.484	0.023	0.027	0.057	0.358
309	100309	1.408	0.867	1.399	0.790	0.009	0.077	0.033	1.050
309	100309309	1.004	0.577	0.999	0.540	0.004	0.038	0.023	0.718
2004	310	1.451	0.927	1.418	0.897	0.033	0.030	0.034	0.749
310	100310	1.416	0.903	1.399	0.790	0.016	0.113	0.034	1.562
12	10012	3.207	1.896	3.198	1.729	0.009	0.167	0.020	2.731
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.032
3001111	2001111	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
4	5	34.284	23.081	34.176	22.924	0.108	0.156	0.226	0.456
10	3001010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613
3001010	1001010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.178

3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.178
8	30088	4.304	2.276	4.301	2.154	0.003	0.121	0.027	1.343
30088	10088	4.301	2.154	4.297	2.079	0.003	0.075	0.027	0.854
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3008	1008	10.216	6.289	10.194	5.776	0.022	0.510	0.070	2.752
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.527
303	100303303	1.508	0.970	1.499	0.889	0.009	0.081	0.034	1.032
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.892
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.156
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.937
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.818	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.286
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.329
203	312	3.068	1.871	3.044	1.849	0.024	0.022	0.074	0.251
3003	1003	7.821	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
312	100312	3.041	1.830	2.998	1.449	0.042	0.380	0.074	2.331
201	304	2.732	1.648	2.732	1.648	0.000	0.000	0.064	0.003
304	100304	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.362
304	100304304	1.414	0.824	1.399	0.720	0.015	0.104	0.033	1.438
202	305	1.315	0.807	1.315	0.807	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.361
306	100306306	1.407	0.789	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.946
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.593
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.035	0.019	0.793
3002	1002	3.507	1.930	3.498	1.789	0.009	0.140	0.024	2.291
3	30033	7.818	5.107	7.806	4.681	0.011	0.424	0.050	2.825
30033	10033	7.806	4.681	7.795	4.417	0.011	0.263	0.050	1.790
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 182.801 МВт / 1601.333 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.200 МВт / 1517.232 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.391 МВт / 31.921 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 7.391 МВт / 31.921 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.493 МВт / 4.322 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.786 МВт / 7.714 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.280 МВт / 12.036 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.670 МВт / 43.957 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-94.705	-89.149	105.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	104.559	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	102.306	-0.67
101		0.000	0.000	101.449	-0.86
102		0.000	0.000	101.206	-0.93
3	Гнівани	0.000	0.000	101.132	-0.93
4	Жмеринка	0.000	0.000	99.349	-1.45
5	Подільська тяга	0.000	0.000	98.864	-1.55
103		0.000	0.000	99.121	-1.62
6	Станіславчик	0.000	0.000	99.008	-1.65
7	Носківці	0.000	0.000	99.099	-1.73
104		0.000	0.000	98.954	-1.78
105		0.000	0.000	98.903	-1.80
8	Шаргород	0.000	0.000	98.522	-1.90
9	Конева	0.000	0.000	101.830	-1.14
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	102.991	-0.87
106		0.000	0.000	104.160	-0.44
11	Яришів	0.000	0.000	104.160	-0.45
200	Дністровська ГЕС	-32.934	-13.408	105.000	0.00
107		0.000	0.000	100.860	-1.02
12	Чернятин	0.000	0.000	100.884	-1.01
108		0.000	0.000	100.945	-0.99
109		0.000	0.000	100.950	-0.99
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	100.946	-0.99
110		0.000	0.000	104.418	-0.27
300	Бар	-51.962	-30.318	105.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	25.769	-14.06
302	Ярошенка	0.000	0.000	26.773	-12.48
303	Клекотина	0.000	0.000	27.675	-11.06
201		0.000	0.000	25.718	-15.19
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	25.715	-15.19
202		0.000	0.000	25.733	-15.16
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	25.732	-15.16
306	Тиврів	0.000	0.000	26.408	-14.29
307	Пилява	0.000	0.000	28.297	-12.40
308	ЗБК	0.000	0.000	25.673	-15.58
309	Жуківці	0.000	0.000	25.467	-16.10
310	Почапинці	0.000	0.000	25.006	-16.11
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	24.982	-16.34
203		0.000	0.000	24.649	-16.54

312	Володимирівка	0.000	0.000	24.362	-16.65
313	Браїлів	0.000	0.000	24.474	-16.62
314	Демидівка	0.000	0.000	24.755	-16.31
204		0.000	0.000	25.282	-15.85
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	25.078	-15.99
205		0.000	0.000	25.388	-15.77
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	25.383	-15.78
3001		0.000	0.000	111.148	-2.39
2001		0.000	0.000	26.566	-2.35
1001		8.800	4.750	10.621	-2.33
30011		0.000	0.000	111.050	-2.31
20011		0.000	0.000	37.178	-2.31
10011		8.800	4.750	10.210	-5.71
3002		0.000	0.000	89.892	-11.17
2002		0.000	0.000	29.927	-11.00
1002		3.500	1.790	8.412	-13.20
3003		0.000	0.000	83.448	-11.27
2003		0.000	0.000	25.794	-15.47
1003		7.800	4.420	4.775	-11.18
30033		0.000	0.000	98.255	-3.40
20033		0.000	0.000	32.894	-3.40
10033		7.800	4.420	9.232	-4.98
3004		0.000	0.000	77.908	-16.16
2004		0.000	0.000	25.852	-15.82
1004		4.000	2.270	7.174	-19.29
30044		0.000	0.000	97.041	-3.58
20044		0.000	0.000	32.488	-3.58
10044		4.000	2.270	9.271	-3.54
3005		0.000	0.000	94.819	-5.12
2005		0.000	0.000	22.673	-5.12
1005		17.000	9.180	8.843	-7.46
1006		4.300	2.200	9.112	-5.18
1007		2.100	1.020	9.214	-4.42
3008		0.000	0.000	92.050	-7.85
2008		0.000	0.000	30.779	-7.81
1008		10.200	5.780	8.568	-10.22
1009		1.200	0.610	9.102	-1.50
30088		0.000	0.000	97.189	-3.31
20088		0.000	0.000	32.537	-3.31
10088		4.300	2.080	9.218	-4.20
30055		0.000	0.000	94.819	-5.12
20055		0.000	0.000	22.673	-5.12
10055		17.000	9.180	8.843	-7.46
30010		0.000	0.000	99.335	-3.83
20010		0.000	0.000	33.256	-3.83
10010		3.800	2.150	9.302	-5.63
3001010		0.000	0.000	99.335	-3.83
2001010		0.000	0.000	33.256	-3.83
1001010		3.800	2.150	9.302	-5.63
3001111		0.000	0.000	102.090	-2.29
2001111		0.000	0.000	34.178	-2.29
1001111		3.800	2.150	9.755	-2.25
10012		3.200	1.730	9.382	-3.51
10013		2.400	1.230	9.342	-3.96
100301		0.900	0.510	7.834	-16.41
100302		0.900	0.510	8.161	-14.65
100303		0.600	0.310	8.549	-12.41
100304		1.300	0.700	7.704	-18.66
100305		1.300	0.700	7.709	-18.62
100306		0.900	0.460	8.140	-15.93
100307		0.900	0.460	8.674	-14.35
100308		0.700	0.340	7.994	-16.43
100309		1.400	0.790	7.716	-18.86
100310		1.400	0.790	7.419	-20.09
100311		0.800	0.430	7.620	-18.56
100312		3.000	1.450	7.025	-23.53
100313		3.000	1.450	7.064	-23.43
100314		1.600	0.910	7.259	-21.00
100315		1.600	0.910	7.369	-20.55
100316		1.200	0.610	7.841	-17.28
100301301		1.100	0.620	7.773	-16.96

100303303	1.500	0.890	8.404	-13.55
100304304	1.400	0.720	7.686	-18.95
100306306	1.400	0.720	8.044	-16.86
100308308	0.800	0.390	7.982	-16.56
100309309	1.000	0.540	7.810	-18.05
100313313	1.000	0.540	7.489	-18.74
100315315	2.200	1.130	7.198	-22.47
701	14.300	7.330	99.228	-1.71
702	-3.200	-1.730	100.454	-1.20
703	9.200	5.210	99.853	-1.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	57.626	55.852	57.477	55.522	0.148	0.329	0.441	0.441
1	101	42.138	38.262	41.377	36.574	0.758	1.681	0.314	3.122
101	3	21.652	20.632	21.611	20.540	0.041	0.091	0.170	0.318
3	102	-3.521	-5.510	-3.523	-5.515	0.002	0.004	-0.037	-0.074
102	2	-24.191	-22.364	-24.351	-22.718	0.159	0.353	-0.188	-1.106
2	100	-36.503	-32.019	-37.079	-33.296	0.574	1.272	-0.274	-2.701
2	3002	12.136	9.559	12.015	6.315	0.120	3.230	0.087	14.109
3002	2002	8.507	4.361	8.447	4.361	0.060	0.000	0.061	0.442
2002	307	8.447	4.375	8.085	3.940	0.360	0.433	0.183	1.740
307	306	7.177	3.450	6.801	2.997	0.375	0.451	0.162	2.046
306	202	4.482	1.677	4.392	1.568	0.090	0.108	0.104	0.752
202	201	3.073	0.748	3.072	0.746	0.001	0.002	0.071	0.018
201	2003	0.333	-0.941	0.330	-0.945	0.004	0.004	0.022	-0.040
2003	301	-1.070	0.990	-1.093	0.962	0.023	0.027	-0.033	-0.137
301	302	-3.116	-0.297	-3.228	-0.398	0.111	0.101	-0.070	-1.144
302	303	-4.137	-0.943	-4.251	-1.080	0.113	0.137	-0.091	-1.020
303	2008	-6.369	-2.390	-6.922	-3.055	0.550	0.662	-0.142	-3.333
3008	2008	6.932	3.018	6.922	3.018	0.010	0.000	0.047	0.104
8	3008	17.218	11.890	17.151	9.383	0.067	2.497	0.122	7.279
8	105	-4.728	-2.775	-4.741	-2.794	0.013	0.019	-0.032	-0.387
105	104	-4.741	-2.550	-4.743	-2.553	0.002	0.003	-0.031	-0.053
104	7	-4.743	-2.434	-4.748	-2.442	0.005	0.007	-0.031	-0.147
7	103	-3.466	1.869	-3.470	1.863	0.004	0.006	-0.023	-0.027
103	4	-7.802	-0.366	-7.819	-0.390	0.017	0.024	-0.045	-0.236
4	107	-20.675	-9.196	-20.919	-9.491	0.244	0.293	-0.131	-1.527
107	12	-20.919	-9.294	-20.923	-9.300	0.003	0.006	-0.131	-0.024
12	108	-48.019	-27.202	-48.038	-27.236	0.019	0.034	-0.315	-0.062
108	109	-48.038	-27.232	-48.040	-27.234	0.002	0.002	-0.315	-0.005
109	110	-50.458	-28.508	-51.816	-30.142	1.353	1.627	-0.331	-3.482
110	300	-51.816	-29.906	-51.962	-30.318	0.146	0.410	-0.330	-0.583
12	702	23.876	15.985	23.825	15.841	0.051	0.143	0.164	0.435
702	703	27.023	17.725	26.941	17.496	0.081	0.228	0.185	0.612
703	701	17.747	12.502	17.691	12.345	0.056	0.156	0.125	0.637
701	7	3.400	5.221	3.397	5.214	0.003	0.008	0.036	0.130
4	101	-19.481	-15.984	-19.724	-16.525	0.243	0.538	-0.146	-2.120
4	102	-20.442	-16.786	-20.669	-17.288	0.225	0.500	-0.153	-1.876
4	3004	14.423	16.221	14.170	9.431	0.252	6.763	0.126	24.488
3004	2004	10.153	6.851	10.022	6.851	0.130	0.000	0.091	0.533
2004	311	6.106	4.368	5.939	4.167	0.166	0.200	0.167	0.900
311	203	5.131	3.688	5.075	3.621	0.056	0.067	0.146	0.345
203	313	1.986	1.625	1.974	1.611	0.012	0.014	0.060	0.177
313	314	-2.091	-0.962	-2.110	-0.984	0.019	0.022	-0.054	-0.307
314	204	-3.740	-2.097	-3.803	-2.172	0.062	0.075	-0.100	-0.562
204	205	-7.712	-4.824	-7.738	-4.855	0.026	0.031	-0.207	-0.111
205	2003	-8.945	-5.531	-9.059	-5.668	0.113	0.136	-0.239	-0.427
8	9	-16.840	-11.010	-17.254	-11.608	0.412	0.596	-0.118	-3.342
9	10	-18.478	-11.716	-18.632	-11.938	0.153	0.222	-0.124	-1.170
10	106	-26.304	-16.487	-26.477	-16.872	0.173	0.383	-0.174	-1.178
106	11	6.295	-2.578	6.294	-2.579	0.001	0.001	0.038	0.001
11	30011	2.446	-5.093	2.431	-5.512	0.016	0.417	0.031	-6.803
1	30011	7.505	8.613	7.487	7.950	0.018	0.661	0.063	4.695
30011	2001	0.226	-0.168	0.226	-0.169	0.000	0.000	0.001	-0.046
3001	2001	-0.226	0.169	-0.226	0.169	0.000	0.000	-0.001	0.046
1	3001	7.752	8.450	7.734	7.782	0.018	0.666	0.063	4.612

3001	1001	7.960	7.613	7.945	7.613	0.015	0.000	0.057	0.106
30011	1001	0.851	-2.866	0.850	-2.866	0.001	0.000	0.016	0.013
106	200	-32.772	-13.049	-32.934	-13.408	0.161	0.358	-0.195	-0.843
3003	2003	9.246	9.788	9.175	8.388	0.070	1.394	0.093	7.581
3	3003	17.265	20.649	17.073	14.205	0.191	6.418	0.153	19.281
316	100316	1.203	0.652	1.199	0.610	0.004	0.042	0.031	0.604
204	315	3.909	2.660	3.884	2.630	0.025	0.030	0.108	0.213
315	100315	1.627	1.106	1.599	0.909	0.028	0.195	0.045	2.152
315	100315315	2.252	1.500	2.199	1.129	0.053	0.370	0.062	2.943
314	100314	1.628	1.112	1.599	0.909	0.029	0.201	0.046	2.195
313	100313313	1.005	0.592	0.999	0.540	0.006	0.052	0.027	0.886
311	100311	0.806	0.474	0.799	0.430	0.006	0.044	0.022	0.988
3004	1004	4.017	2.579	3.997	2.269	0.020	0.309	0.035	4.030
4	30044	4.010	2.473	4.004	2.269	0.006	0.204	0.027	2.465
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.004	2.269	3.997	2.269	0.006	0.000	0.027	0.108
4	5	34.310	23.684	34.186	23.505	0.123	0.178	0.242	0.490
5	3005	17.061	11.627	17.025	10.112	0.036	1.509	0.120	4.387
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.025	10.112	16.989	9.174	0.036	0.934	0.120	2.769
5	30055	17.061	11.627	17.025	10.112	0.036	1.509	0.120	4.387
30055	20055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.025	10.112	16.989	9.174	0.036	0.934	0.120	2.769
7	1007	2.107	1.149	2.099	1.019	0.009	0.129	0.014	3.004
8	30088	4.305	2.299	4.301	2.163	0.004	0.136	0.029	1.441
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.163	4.297	2.079	0.004	0.084	0.029	0.916
309	100309309	1.005	0.588	0.999	0.540	0.005	0.048	0.026	0.842
9	1009	1.200	0.619	1.199	0.610	0.000	0.010	0.008	0.381
2004	310	1.466	0.972	1.423	0.933	0.043	0.039	0.039	0.849
310	100310	1.420	0.937	1.399	0.790	0.021	0.147	0.039	1.853
13	10013	2.410	1.397	2.398	1.229	0.011	0.167	0.016	3.490
12	10012	3.209	1.920	3.198	1.729	0.011	0.190	0.021	2.963
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.841	5.472	8.794	4.747	0.046	0.722	0.054	4.748
203	312	3.090	2.003	3.058	1.974	0.032	0.029	0.086	0.288
312	100312	3.055	1.959	2.998	1.449	0.057	0.508	0.086	2.846
6	1006	4.317	2.555	4.297	2.199	0.020	0.355	0.029	4.088
313	100313	3.054	1.953	2.998	1.449	0.056	0.502	0.085	2.827
103	6	4.332	2.566	4.328	2.560	0.004	0.005	0.029	0.114
109	13	2.418	1.446	2.418	1.446	0.000	0.000	0.016	0.004
11	3001111	3.808	2.315	3.803	2.149	0.005	0.166	0.025	2.147
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.803	2.149	3.798	2.149	0.005	0.000	0.025	0.099
2004	309	2.450	1.542	2.421	1.507	0.029	0.035	0.065	0.405
10	3001010	3.819	2.601	3.808	2.315	0.011	0.285	0.026	3.867
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.808	2.315	3.798	2.149	0.011	0.166	0.026	2.330
10	30010	3.819	2.601	3.808	2.315	0.011	0.285	0.026	3.867
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.808	2.315	3.798	2.149	0.011	0.166	0.026	2.330
3008	1008	10.219	6.365	10.194	5.776	0.025	0.586	0.075	3.027
303	100303	0.602	0.329	0.600	0.310	0.003	0.020	0.014	0.593
303	100303303	1.510	0.987	1.499	0.889	0.011	0.097	0.038	1.165
302	100302	0.907	0.560	0.899	0.510	0.007	0.050	0.023	1.016
301	100301	0.907	0.564	0.899	0.510	0.008	0.055	0.024	1.083
301	100301301	1.111	0.703	1.099	0.620	0.012	0.083	0.029	1.339
309	100309	1.410	0.888	1.399	0.790	0.011	0.098	0.038	1.234
205	316	1.208	0.679	1.208	0.678	0.000	0.000	0.031	0.005
3003	1003	7.827	4.417	7.795	4.417	0.031	0.000	0.062	0.222
2003	308	1.516	0.818	1.511	0.812	0.006	0.007	0.039	0.130
308	100308308	0.801	0.408	0.799	0.390	0.002	0.018	0.020	0.383
308	100308	0.701	0.353	0.700	0.340	0.001	0.014	0.018	0.333
201	304	2.739	1.694	2.738	1.693	0.000	0.000	0.072	0.003
304	100304304	1.418	0.851	1.399	0.720	0.019	0.131	0.037	1.684
304	100304	1.316	0.815	1.299	0.700	0.017	0.115	0.035	1.591
202	305	1.318	0.828	1.318	0.828	0.000	0.000	0.035	0.002
305	100305	1.316	0.815	1.299	0.700	0.017	0.115	0.035	1.590
306	100306	0.903	0.495	0.899	0.460	0.004	0.035	0.022	0.684
306	100306306	1.409	0.806	1.399	0.720	0.010	0.086	0.035	1.096
307	100307	0.906	0.502	0.899	0.460	0.006	0.043	0.021	0.898

3002	1002	3.508	1.954	3.498	1.789	0.011	0.164	0.026	2.569
3	30033	7.821	5.193	7.808	4.714	0.013	0.477	0.054	3.037
30033	10033	7.808	4.714	7.795	4.417	0.013	0.295	0.054	1.923
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 186.651 МВт / 1635.060 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.200 МВт / 1517.232 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 10.390 МВт / 44.875 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 10.390 МВт / 44.875 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.426 МВт / 3.731 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 2.688 МВт / 11.611 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 3.114 МВт / 15.342 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 13.505 МВт / 60.217 млн.кВт*г (3.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-96.205	-101.601	100.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	99.500	-0.10
2	Сутиски	0.000	0.000	96.797	-0.68
101		0.000	0.000	95.830	-0.87
102		0.000	0.000	95.536	-0.94
3	Гнівань	0.000	0.000	95.445	-0.94
4	Жмеринка	0.000	0.000	93.454	-1.48
5	Подільська тяга	0.000	0.000	92.930	-1.60
103		0.000	0.000	93.231	-1.69
6	Станіславчик	0.000	0.000	93.110	-1.73
7	Носківці	0.000	0.000	93.232	-1.84
104		0.000	0.000	93.050	-1.89
105		0.000	0.000	92.985	-1.91
8	Шаргород	0.000	0.000	92.513	-2.03
9	Конева	0.000	0.000	96.338	-1.23
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	97.678	-0.94
106		0.000	0.000	99.014	-0.48
11	Яришів	0.000	0.000	99.011	-0.49
200	Дністровська ГЕС	-33.720	-16.403	100.000	0.00
107		0.000	0.000	95.259	-1.06
12	Чернятин	0.000	0.000	95.288	-1.05
108		0.000	0.000	95.359	-1.02
109		0.000	0.000	95.365	-1.02
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	95.361	-1.02
110		0.000	0.000	99.319	-0.30
300	Бар	-53.526	-35.333	100.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	21.336	-17.57
302	Ярошенка	0.000	0.000	22.827	-15.34
303	Клекотина	0.000	0.000	24.114	-13.39
201		0.000	0.000	21.067	-19.34
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	21.063	-19.34
202		0.000	0.000	21.089	-19.29
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	21.087	-19.29
306	Тиврів	0.000	0.000	22.008	-18.06
307	Пилява	0.000	0.000	24.486	-15.51
308	ЗБК	0.000	0.000	20.960	-19.95
309	Жуківці	0.000	0.000	20.378	-20.85
310	Почапинці	0.000	0.000	19.744	-20.76
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	19.725	-21.05
203		0.000	0.000	19.285	-21.28
312	Володимирівка	0.000	0.000	18.876	-21.36
313	Браїлів	0.000	0.000	19.086	-21.37
314	Демидівка	0.000	0.000	19.567	-20.92
204		0.000	0.000	20.380	-20.28
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	20.105	-20.46
205		0.000	0.000	20.533	-20.18
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	20.527	-20.19

3001	0.000	0.000	105.439	-2.63
2001	0.000	0.000	25.200	-2.59
1001	8.800	4.750	10.074	-2.57
30011	0.000	0.000	105.337	-2.55
20011	0.000	0.000	35.265	-2.55
10011	8.800	4.750	9.636	-6.35
3002	0.000	0.000	80.075	-14.00
2002	0.000	0.000	26.602	-13.74
1002	3.500	1.790	7.447	-16.58
3003	0.000	0.000	71.885	-13.78
2003	0.000	0.000	21.109	-19.78
1003	7.800	4.420	4.109	-13.65
30033	0.000	0.000	92.346	-3.72
20033	0.000	0.000	30.916	-3.72
10033	7.800	4.420	8.656	-5.51
3004	0.000	0.000	63.195	-21.03
2004	0.000	0.000	20.870	-20.43
1004	4.000	2.270	5.687	-25.89
30044	0.000	0.000	90.983	-3.90
20044	0.000	0.000	30.460	-3.90
10044	4.000	2.270	8.691	-3.85
3005	0.000	0.000	88.510	-5.67
2005	0.000	0.000	21.165	-5.67
1005	17.000	9.180	8.221	-8.36
1006	4.300	2.200	8.521	-5.74
1007	2.100	1.020	8.634	-4.89
3008	0.000	0.000	84.463	-9.33
2008	0.000	0.000	28.230	-9.28
1008	10.200	5.780	7.819	-12.17
1009	1.200	0.610	8.608	-1.64
30088	0.000	0.000	91.079	-3.64
20088	0.000	0.000	30.492	-3.64
10088	4.300	2.080	8.628	-4.65
30055	0.000	0.000	88.510	-5.67
20055	0.000	0.000	21.165	-5.67
10055	17.000	9.180	8.221	-8.36
30010	0.000	0.000	93.754	-4.26
20010	0.000	0.000	31.387	-4.26
10010	3.800	2.150	8.755	-6.28
3001010	0.000	0.000	93.754	-4.26
2001010	0.000	0.000	31.387	-4.26
1001010	3.800	2.150	8.755	-6.28
3001111	0.000	0.000	96.823	-2.52
2001111	0.000	0.000	32.415	-2.52
1001111	3.800	2.150	9.251	-2.49
10012	3.200	1.730	8.829	-3.86
10013	2.400	1.230	8.787	-4.37
100301	0.900	0.510	6.377	-21.05
100302	0.900	0.510	6.871	-18.36
100303	0.600	0.310	7.406	-15.17
100304	1.300	0.700	6.136	-24.67
100305	1.300	0.700	6.144	-24.61
100306	0.900	0.460	6.721	-20.43
100307	0.900	0.460	7.438	-18.14
100308	0.700	0.340	6.495	-21.23
100309	1.400	0.790	6.029	-25.27
100310	1.400	0.790	5.606	-27.44
100311	0.800	0.430	5.895	-24.69
100312	3.000	1.450	4.975	-33.96
100313	3.000	1.450	5.062	-33.61
100314	1.600	0.910	5.429	-28.87
100315	1.600	0.910	5.627	-27.92
100316	1.200	0.610	6.279	-22.51
100301301	1.100	0.620	6.297	-21.88
100303303	1.500	0.890	7.234	-16.71
100304304	1.400	0.720	6.111	-25.12
100306306	1.400	0.720	6.600	-21.82
100308308	0.800	0.390	6.481	-21.42
100309309	1.000	0.540	6.154	-23.95
100313313	1.000	0.540	5.728	-24.92
100315315	2.200	1.130	5.353	-31.38
701	14.300	7.330	93.403	-1.82
702	-3.200	-1.730	94.801	-1.25
703	9.200	5.210	94.124	-1.54

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	58.251	62.113	58.066	61.703	0.184	0.409	0.491	0.500
1	101	42.756	44.973	41.757	42.757	0.995	2.207	0.359	3.681
101	3	22.060	24.989	22.002	24.861	0.057	0.127	0.200	0.387
3	102	-3.403	-6.705	-3.406	-6.712	0.003	0.007	-0.045	-0.091
102	2	-23.953	-25.213	-24.153	-25.656	0.199	0.441	-0.210	-1.267
2	100	-37.187	-37.787	-37.954	-39.488	0.764	1.694	-0.316	-3.209
2	3002	13.020	12.361	12.837	7.468	0.181	4.874	0.107	19.095
3002	2002	9.326	5.468	9.230	5.468	0.096	0.000	0.078	0.511
2002	307	9.230	5.479	8.647	4.779	0.580	0.698	0.233	2.246
307	306	7.738	4.270	7.118	3.525	0.617	0.742	0.208	2.671
306	202	4.795	2.152	4.638	1.963	0.156	0.188	0.138	1.019
202	201	3.311	1.079	3.308	1.075	0.003	0.004	0.095	0.026
201	2003	0.550	-0.749	0.546	-0.754	0.005	0.006	0.025	0.016
2003	301	-1.451	0.687	-1.492	0.637	0.041	0.050	-0.044	-0.479
301	302	-3.524	-0.696	-3.738	-0.890	0.214	0.194	-0.097	-1.672
302	303	-4.650	-1.460	-4.857	-1.709	0.206	0.248	-0.123	-1.445
303	2008	-6.979	-3.061	-7.892	-4.160	0.910	1.094	-0.182	-4.402
3008	2008	7.909	4.129	7.892	4.129	0.016	0.000	0.061	0.125
8	3008	18.224	14.051	18.133	10.612	0.091	3.425	0.143	9.108
8	105	-5.209	-3.430	-5.228	-3.458	0.019	0.028	-0.039	-0.479
105	104	-5.228	-3.243	-5.231	-3.247	0.002	0.004	-0.038	-0.066
104	7	-5.231	-3.142	-5.238	-3.153	0.007	0.011	-0.038	-0.185
7	103	-3.676	2.578	-3.683	2.569	0.006	0.009	-0.028	-0.006
103	4	-8.017	0.250	-8.037	0.221	0.020	0.029	-0.050	-0.232
4	107	-21.447	-11.830	-21.772	-12.220	0.323	0.389	-0.151	-1.820
107	12	-21.772	-12.045	-21.776	-12.053	0.004	0.008	-0.151	-0.029
12	108	-49.196	-31.632	-49.220	-31.676	0.024	0.043	-0.354	-0.072
108	109	-49.220	-31.672	-49.222	-31.675	0.002	0.003	-0.354	-0.006
109	110	-51.641	-32.983	-53.342	-35.030	1.694	2.039	-0.370	-3.968
110	300	-53.342	-34.817	-53.526	-35.333	0.183	0.514	-0.370	-0.682
12	702	24.199	17.637	24.137	17.462	0.062	0.174	0.181	0.494
702	703	27.335	19.329	27.237	19.053	0.098	0.275	0.204	0.689
703	701	18.043	14.036	17.973	13.840	0.069	0.195	0.140	0.734
701	7	3.682	6.693	3.678	6.680	0.005	0.013	0.047	0.172
4	101	-19.399	-17.628	-19.697	-18.288	0.297	0.658	-0.162	-2.397
4	102	-20.274	-18.289	-20.547	-18.893	0.271	0.602	-0.168	-2.101
4	3004	14.696	21.723	14.279	10.519	0.415	11.158	0.162	34.435
3004	2004	10.249	7.756	10.031	7.756	0.218	0.000	0.117	0.568
2004	311	6.041	5.018	5.761	4.680	0.279	0.336	0.217	1.149
311	203	4.949	4.173	4.855	4.060	0.094	0.113	0.189	0.439
203	313	1.678	1.532	1.663	1.514	0.015	0.018	0.068	0.195
313	314	-2.458	-1.563	-2.507	-1.623	0.049	0.059	-0.088	-0.504
314	204	-4.159	-2.894	-4.299	-3.062	0.139	0.167	-0.149	-0.839
204	205	-8.290	-6.172	-8.341	-6.234	0.051	0.061	-0.292	-0.156
205	2003	-9.549	-6.925	-9.767	-7.188	0.217	0.261	-0.331	-0.590
8	9	-17.361	-12.594	-17.894	-13.366	0.531	0.769	-0.134	-3.861
9	10	-19.116	-13.528	-19.313	-13.814	0.196	0.284	-0.140	-1.350
10	106	-26.986	-18.544	-27.201	-19.020	0.214	0.474	-0.193	-1.345
106	11	6.320	-1.933	6.320	-1.934	0.001	0.001	0.038	0.003
11	30011	2.475	-4.447	2.461	-4.823	0.014	0.374	0.030	-6.225
1	30011	7.501	8.357	7.482	7.649	0.019	0.705	0.065	4.791
30011	2001	0.213	-0.166	0.213	-0.167	0.000	0.000	0.001	-0.048
3001	2001	-0.213	0.167	-0.213	0.167	0.000	0.000	-0.001	0.048
1	3001	7.736	8.196	7.716	7.482	0.020	0.710	0.065	4.704
3001	1001	7.929	7.316	7.913	7.316	0.016	0.000	0.059	0.110
30011	1001	0.883	-2.569	0.882	-2.569	0.001	0.000	0.015	0.014
106	200	-33.521	-15.963	-33.720	-16.403	0.198	0.438	-0.216	-0.990
3003	2003	9.409	11.798	9.289	9.429	0.119	2.359	0.121	10.484
3	3003	17.541	26.081	17.246	16.215	0.293	9.826	0.190	25.618
316	100316	1.206	0.676	1.199	0.610	0.006	0.066	0.039	0.810
204	315	3.991	3.115	3.946	3.062	0.045	0.054	0.143	0.280
315	100315	1.648	1.246	1.599	0.909	0.048	0.335	0.059	3.017
315	100315315	2.296	1.800	2.199	1.129	0.097	0.668	0.084	4.295
314	100314	1.651	1.271	1.599	0.909	0.052	0.360	0.061	3.150
313	100313313	1.009	0.629	0.999	0.540	0.010	0.089	0.036	1.244
311	100311	0.810	0.504	0.799	0.430	0.011	0.074	0.028	1.365
3004	1004	4.029	2.763	3.997	2.269	0.032	0.492	0.045	5.499
4	30044	4.011	2.501	4.004	2.269	0.007	0.232	0.029	2.650
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.004	2.269	3.997	2.269	0.007	0.000	0.029	0.115
4	5	34.344	24.453	34.201	24.246	0.142	0.206	0.260	0.529
5	3005	17.073	12.012	17.031	10.259	0.042	1.746	0.129	4.816
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.031	10.259	16.989	9.174	0.042	1.081	0.129	3.038
5	30055	17.073	12.012	17.031	10.259	0.042	1.746	0.129	4.816
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

30055	10055	17.031	10.259	16.989	9.174	0.042	1.081	0.129	3.038
7	1007	2.108	1.167	2.099	1.019	0.010	0.147	0.015	3.244
8	30088	4.306	2.331	4.301	2.175	0.004	0.155	0.031	1.559
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.175	4.297	2.079	0.004	0.096	0.031	0.991
309	100309309	1.008	0.617	0.999	0.540	0.009	0.077	0.033	1.146
9	1009	1.200	0.621	1.199	0.610	0.000	0.011	0.008	0.404
2004	310	1.513	1.114	1.438	1.045	0.075	0.068	0.052	1.096
310	100310	1.437	1.048	1.399	0.790	0.037	0.257	0.052	2.631
13	10013	2.411	1.419	2.398	1.229	0.013	0.189	0.017	3.748
12	10012	3.210	1.944	3.198	1.729	0.012	0.215	0.023	3.176
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.847	5.561	8.794	4.747	0.052	0.811	0.057	5.103
203	312	3.177	2.533	3.113	2.475	0.064	0.058	0.121	0.391
312	100312	3.112	2.466	2.998	1.449	0.113	1.013	0.121	4.448
6	1006	4.320	2.607	4.297	2.199	0.022	0.406	0.031	4.432
313	100313	3.108	2.432	2.998	1.449	0.109	0.978	0.119	4.360
103	6	4.334	2.617	4.330	2.611	0.004	0.006	0.031	0.123
109	13	2.419	1.463	2.419	1.463	0.000	0.000	0.017	0.004
11	3001111	3.809	2.334	3.803	2.149	0.006	0.184	0.026	2.278
3001111	2001111	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001111	1001111	3.803	2.149	3.798	2.149	0.006	0.000	0.026	0.104
2004	309	2.476	1.644	2.429	1.588	0.047	0.056	0.082	0.514
10	3001010	3.822	2.660	3.810	2.337	0.012	0.322	0.027	4.170
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.810	2.337	3.798	2.149	0.012	0.187	0.027	2.510
10	30010	3.822	2.660	3.810	2.337	0.012	0.322	0.027	4.170
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.810	2.337	3.798	2.149	0.012	0.187	0.027	2.510
3008	1008	10.224	6.483	10.194	5.776	0.030	0.704	0.083	3.440
303	100303	0.603	0.336	0.600	0.310	0.004	0.026	0.017	0.714
303	100303303	1.514	1.021	1.499	0.889	0.015	0.131	0.044	1.413
302	100302	0.910	0.581	0.899	0.510	0.010	0.071	0.027	1.264
301	100301	0.911	0.592	0.899	0.510	0.012	0.082	0.029	1.404
301	100301301	1.118	0.746	1.099	0.620	0.018	0.126	0.036	1.748
309	100309	1.417	0.951	1.399	0.790	0.018	0.161	0.048	1.695
205	316	1.209	0.693	1.209	0.693	0.000	0.000	0.039	0.007
3003	1003	7.838	4.417	7.795	4.417	0.042	0.000	0.072	0.248
2003	308	1.518	0.821	1.509	0.811	0.008	0.010	0.047	0.160
308	100308308	0.802	0.417	0.799	0.390	0.003	0.027	0.025	0.505
308	100308	0.702	0.360	0.700	0.340	0.002	0.021	0.022	0.439
201	304	2.758	1.828	2.758	1.828	0.000	0.000	0.091	0.004
304	100304304	1.429	0.928	1.399	0.720	0.030	0.208	0.047	2.269
304	100304	1.326	0.882	1.299	0.700	0.026	0.181	0.044	2.133
202	305	1.327	0.890	1.327	0.890	0.000	0.000	0.044	0.002
305	100305	1.325	0.881	1.299	0.700	0.026	0.181	0.044	2.129
306	100306	0.905	0.511	0.899	0.460	0.006	0.051	0.027	0.882
306	100306306	1.414	0.849	1.399	0.720	0.014	0.128	0.043	1.426
307	100307	0.908	0.518	0.899	0.460	0.008	0.058	0.025	1.104
3002	1002	3.511	1.999	3.498	1.789	0.013	0.210	0.029	3.075
3	30033	7.824	5.299	7.810	4.754	0.014	0.543	0.057	3.280
30033	10033	7.810	4.754	7.795	4.417	0.014	0.336	0.057	2.076
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 173.041 МВт / 1515.839 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 166.160 МВт / 1455.562 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.948 МВт / 21.369 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.948 МВт / 21.369 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.560 МВт / 4.910 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.445 МВт / 6.241 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.006 МВт / 11.151 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.953 МВт / 32.520 млн.кВт*г (2.1%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-82.886	-75.743	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.632	-0.08
2	Сутиски	0.000	0.000	107.867	-0.54
101		0.000	0.000	107.219	-0.68
102		0.000	0.000	107.030	-0.73
3	Гнівань	0.000	0.000	106.950	-0.74
4	Жмеринка	0.000	0.000	105.759	-1.07
5	Подільська тяга	0.000	0.000	105.310	-1.17
103		0.000	0.000	105.250	-1.25
6	Станіславчик	0.000	0.000	105.144	-1.27
7	Носківці	0.000	0.000	104.921	-1.37
104		0.000	0.000	104.775	-1.43
105		0.000	0.000	104.724	-1.45
8	Шаргород	0.000	0.000	104.340	-1.59
9	Конева	0.000	0.000	107.226	-0.98
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.240	-0.75
106		0.000	0.000	109.279	-0.39
11	Яришів	0.000	0.000	109.281	-0.40
200	Дністровська ГЕС	-31.240	-11.321	110.000	0.00
107		0.000	0.000	108.451	-0.54
12	Чернятин	0.000	0.000	108.467	-0.53
108		0.000	0.000	108.488	-0.52
109		0.000	0.000	108.490	-0.52
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	108.486	-0.52
110		0.000	0.000	109.801	-0.12
300	Бар	-48.415	-24.749	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.789	-11.89
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.602	-10.60
303	Клекотина	0.000	0.000	30.346	-9.44
201		0.000	0.000	28.806	-12.77
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.804	-12.77
202		0.000	0.000	28.819	-12.74
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.818	-12.74
306	Тиврів	0.000	0.000	29.392	-12.06
307	Пилява	0.000	0.000	31.024	-10.51
308	ЗБК	0.000	0.000	28.783	-13.07
309	Жуківці	0.000	0.000	28.748	-13.41
310	Почапинці	0.000	0.000	28.353	-13.43
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	28.309	-13.63
203		0.000	0.000	28.009	-13.80
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.765	-13.90
313	Браїлів	0.000	0.000	27.842	-13.88
314	Демидівка	0.000	0.000	28.047	-13.65
204		0.000	0.000	28.464	-13.29
315	Гнівань ц. з.	0.000	0.000	28.288	-13.40
205		0.000	0.000	28.552	-13.22
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	28.548	-13.23
3001		0.000	0.000	116.841	-2.16

2001	0.000	0.000	27.928	-2.12
1001	8.800	4.750	11.166	-2.11
30011	0.000	0.000	116.747	-2.09
20011	0.000	0.000	39.085	-2.09
10011	8.800	4.750	10.778	-5.15
3002	0.000	0.000	97.334	-9.46
2002	0.000	0.000	32.437	-9.33
1002	3.500	1.790	9.139	-11.18
3003	0.000	0.000	91.761	-9.59
2003	0.000	0.000	28.892	-12.98
1003	7.800	4.420	5.253	-9.51
30033	0.000	0.000	104.266	-2.94
20033	0.000	0.000	34.907	-2.94
10033	7.800	4.420	9.818	-4.34
3004	0.000	0.000	87.500	-13.45
2004	0.000	0.000	29.086	-13.18
1004	4.000	2.270	8.126	-15.90
30044	0.000	0.000	103.606	-2.94
20044	0.000	0.000	34.686	-2.94
10044	4.000	2.270	9.900	-2.91
3005	0.000	0.000	101.601	-4.29
2005	0.000	0.000	24.295	-4.29
1005	17.000	9.180	9.509	-6.32
1006	4.300	2.200	9.724	-4.39
1007	2.100	1.020	9.788	-3.76
3008	0.000	0.000	98.677	-6.71
2008	0.000	0.000	33.002	-6.69
1008	10.200	5.780	9.220	-8.77
1009	1.200	0.610	9.588	-1.31
30088	0.000	0.000	103.092	-2.84
20088	0.000	0.000	34.514	-2.84
10088	4.300	2.080	9.787	-3.63
30055	0.000	0.000	101.601	-4.29
20055	0.000	0.000	24.295	-4.29
10055	17.000	9.180	9.509	-6.32
30010	0.000	0.000	104.811	-3.43
20010	0.000	0.000	35.089	-3.43
10010	3.800	2.150	9.837	-5.04
3001010	0.000	0.000	104.811	-3.43
2001010	0.000	0.000	35.089	-3.43
1001010	3.800	2.150	9.837	-5.04
3001111	0.000	0.000	107.317	-2.06
2001111	0.000	0.000	35.928	-2.06
1001111	3.800	2.150	10.255	-2.03
10012	3.200	1.730	10.128	-2.68
10013	2.400	1.230	10.088	-3.08
100301	0.900	0.510	8.814	-13.76
100302	0.900	0.510	9.077	-12.36
100303	0.600	0.310	9.402	-10.55
100304	1.300	0.700	8.721	-15.51
100305	1.300	0.700	8.726	-15.48
100306	0.900	0.460	9.095	-13.37
100307	0.900	0.460	9.552	-12.12
100308	0.700	0.340	8.979	-13.74
100309	1.400	0.790	8.784	-15.55
100310	1.400	0.790	8.532	-16.48
100311	0.800	0.430	8.695	-15.35
100312	3.000	1.450	8.196	-19.07
100313	3.000	1.450	8.222	-19.01
100314	1.600	0.910	8.368	-17.24
100315	1.600	0.910	8.448	-16.93
100316	1.200	0.610	8.851	-14.41
100301301	1.100	0.620	8.760	-14.19
100303303	1.500	0.890	9.272	-11.50
100304304	1.400	0.720	8.707	-15.73
100306306	1.400	0.720	9.010	-14.12
100308308	0.800	0.390	8.970	-13.84
100309309	1.000	0.540	8.865	-14.93
100313313	1.000	0.540	8.574	-15.51
100315315	2.200	1.130	8.308	-18.37
701	13.320	6.820	109.212	-0.31
702	3.140	1.700	109.606	-0.16
703	-10.500	-7.670	108.983	-0.37

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	50.935	48.666	50.830	48.434	0.104	0.231	0.369	0.368
1	101	35.463	30.557	34.995	29.519	0.466	1.034	0.246	2.420
101	3	20.353	18.110	20.322	18.042	0.031	0.068	0.146	0.270
3	102	-4.689	-5.922	-4.691	-5.927	0.002	0.005	-0.041	-0.080
102	2	-19.713	-17.893	-19.807	-18.100	0.093	0.206	-0.143	-0.841
2	100	-31.580	-26.255	-31.951	-27.077	0.369	0.819	-0.219	-2.138
2	3002	11.756	8.441	11.660	5.880	0.095	2.550	0.077	11.851
3002	2002	8.154	3.952	8.108	3.952	0.046	0.000	0.054	0.402
2002	307	8.108	3.968	7.831	3.634	0.276	0.332	0.160	1.505
307	306	6.923	3.154	6.637	2.810	0.285	0.343	0.141	1.760
306	202	4.320	1.510	4.253	1.430	0.066	0.080	0.090	0.634
202	201	2.938	0.634	2.937	0.632	0.001	0.001	0.060	0.015
201	2003	0.205	-1.005	0.202	-1.008	0.003	0.004	0.021	-0.060
2003	301	-0.908	1.119	-0.926	1.097	0.018	0.021	-0.029	-0.017
301	302	-2.946	-0.131	-3.025	-0.203	0.079	0.072	-0.059	-0.925
302	303	-3.933	-0.734	-4.016	-0.834	0.083	0.099	-0.078	-0.838
303	2008	-6.134	-2.122	-6.552	-2.625	0.417	0.501	-0.123	-2.843
3008	2008	6.560	2.583	6.552	2.583	0.008	0.000	0.041	0.093
8	3008	16.830	10.923	16.775	8.868	0.055	2.047	0.111	6.299
8	105	-5.810	-2.432	-5.826	-2.455	0.016	0.023	-0.035	-0.391
105	104	-5.826	-2.182	-5.828	-2.185	0.002	0.003	-0.034	-0.052
104	7	-5.828	-2.052	-5.834	-2.060	0.006	0.009	-0.034	-0.148
7	103	-7.949	-3.003	-7.967	-3.030	0.018	0.027	-0.047	-0.334
103	4	-12.298	-5.172	-12.341	-5.235	0.043	0.063	-0.073	-0.516
4	107	-35.716	-20.335	-36.429	-21.193	0.710	0.854	-0.224	-2.705
107	12	-18.194	-5.621	-18.196	-5.624	0.002	0.004	-0.101	-0.017
12	108	-21.417	-7.595	-21.419	-7.600	0.003	0.005	-0.121	-0.021
108	109	-21.419	-7.595	-21.420	-7.595	0.000	0.000	-0.121	-0.002
109	110	-23.838	-8.825	-24.064	-9.098	0.225	0.271	-0.135	-1.316
110	300	-24.064	-8.837	-24.088	-8.905	0.024	0.068	-0.135	-0.199
107	703	-18.235	-15.224	-18.280	-15.351	0.045	0.127	-0.126	-0.535
703	701	-7.787	-7.453	-7.795	-7.476	0.008	0.024	-0.057	-0.229
701	702	-21.107	-14.088	-21.145	-14.196	0.038	0.107	-0.134	-0.396
702	300	-24.283	-15.720	-24.327	-15.844	0.044	0.123	-0.152	-0.394
4	101	-14.524	-11.796	-14.642	-12.059	0.118	0.262	-0.102	-1.471
4	102	-14.916	-12.221	-15.022	-12.457	0.106	0.234	-0.105	-1.280
4	3004	14.482	14.547	14.283	9.188	0.199	5.337	0.112	20.639
3004	2004	10.270	6.677	10.166	6.677	0.103	0.000	0.081	0.510
2004	311	6.274	4.282	6.139	4.119	0.135	0.162	0.151	0.808
311	203	5.332	3.648	5.287	3.594	0.045	0.054	0.132	0.311
203	313	2.219	1.739	2.208	1.726	0.011	0.013	0.058	0.172
313	314	-1.842	-0.710	-1.853	-0.723	0.011	0.013	-0.041	-0.226
314	204	-3.476	-1.786	-3.517	-1.835	0.040	0.048	-0.080	-0.447
204	205	-7.401	-4.345	-7.419	-4.366	0.018	0.022	-0.174	-0.093
205	2003	-8.627	-5.039	-8.708	-5.137	0.081	0.097	-0.202	-0.359
8	9	-15.375	-10.311	-15.687	-10.763	0.311	0.450	-0.102	-2.910
9	10	-16.914	-10.813	-17.031	-10.982	0.116	0.169	-0.108	-1.020
10	106	-24.701	-15.366	-24.839	-15.672	0.137	0.305	-0.155	-1.046
106	11	6.272	-3.267	6.272	-3.269	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.421	-5.787	2.403	-6.255	0.017	0.467	0.033	-7.392
1	30011	7.508	8.913	7.491	8.285	0.017	0.626	0.061	4.629
30011	1001	0.817	-3.197	0.816	-3.197	0.001	0.000	0.016	0.012
3001	1001	7.993	7.944	7.979	7.944	0.014	0.000	0.056	0.101
3001	2001	-0.241	0.171	-0.241	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.044
30011	2001	0.241	-0.171	0.241	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.044
1	3001	7.769	8.748	7.752	8.115	0.017	0.630	0.062	4.549
106	200	-31.111	-11.035	-31.240	-11.321	0.128	0.285	-0.174	-0.723
3003	2003	9.169	9.113	9.115	8.046	0.054	1.063	0.081	6.382
3	3003	17.142	18.627	16.990	13.530	0.151	5.076	0.136	16.463
316	100316	1.203	0.643	1.199	0.610	0.003	0.033	0.028	0.512
204	315	3.884	2.520	3.865	2.497	0.019	0.023	0.094	0.184
315	100315	1.621	1.059	1.599	0.909	0.021	0.149	0.039	1.800
315	100315315	2.239	1.408	2.199	1.129	0.040	0.277	0.054	2.429
314	100314	1.621	1.062	1.599	0.909	0.022	0.152	0.040	1.824
313	100313313	1.004	0.579	0.999	0.540	0.004	0.040	0.024	0.740
311	100311	0.804	0.464	0.799	0.430	0.005	0.034	0.019	0.831
3004	1004	4.013	2.511	3.997	2.269	0.015	0.241	0.031	3.391
4	30044	4.008	2.448	4.003	2.269	0.005	0.179	0.026	2.272
30044	20044	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
4	5	34.282	23.031	34.175	22.876	0.107	0.155	0.225	0.452
5	3005	17.052	11.296	17.021	9.985	0.031	1.305	0.112	3.972
3005	2005	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	9.985	16.989	9.174	0.031	0.808	0.112	2.509
5	30055	17.052	11.296	17.021	9.985	0.031	1.305	0.112	3.972
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

30055	10055	17.021	9.985	16.989	9.174	0.031	0.808	0.112	2.509
7	1007	2.106	1.134	2.099	1.019	0.008	0.114	0.013	2.780
8	30088	4.304	2.275	4.301	2.154	0.003	0.120	0.027	1.335
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.154	4.297	2.079	0.003	0.075	0.027	0.849
309	100309309	1.004	0.577	0.999	0.540	0.004	0.037	0.023	0.710
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.359
2004	310	1.451	0.925	1.418	0.895	0.032	0.029	0.034	0.743
310	100310	1.415	0.901	1.399	0.790	0.016	0.111	0.034	1.544
13	10013	2.408	1.373	2.398	1.229	0.010	0.143	0.015	3.160
12	10012	3.207	1.893	3.198	1.729	0.009	0.163	0.020	2.688
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.041	0.648	0.051	4.441
203	312	3.067	1.865	3.043	1.843	0.024	0.021	0.074	0.249
312	100312	3.040	1.824	2.998	1.449	0.042	0.373	0.074	2.302
6	1006	4.315	2.512	4.297	2.199	0.017	0.312	0.027	3.756
313	100313	3.040	1.821	2.998	1.449	0.041	0.371	0.073	2.293
103	6	4.331	2.522	4.327	2.518	0.003	0.005	0.027	0.106
109	13	2.418	1.430	2.418	1.430	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.031
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
2004	309	2.441	1.510	2.419	1.483	0.022	0.027	0.057	0.355
10	30010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.009	0.255	0.024	3.607
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.009	0.148	0.024	2.174
10	3001010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.009	0.255	0.024	3.607
3001010	1001010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.009	0.148	0.024	2.174
3001010	2001010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3008	1008	10.215	6.285	10.194	5.776	0.022	0.506	0.070	2.734
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.524
303	100303303	1.508	0.970	1.499	0.889	0.009	0.080	0.034	1.024
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.885
301	100301301	1.109	0.685	1.099	0.620	0.009	0.065	0.026	1.146
301	100301	0.906	0.553	0.899	0.510	0.006	0.043	0.021	0.929
309	100309	1.408	0.865	1.399	0.790	0.008	0.076	0.033	1.038
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
3003	1003	7.821	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.056	0.206
2003	308	1.517	0.824	1.512	0.818	0.004	0.005	0.034	0.116
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.326
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.284
201	304	2.732	1.646	2.732	1.646	0.000	0.000	0.064	0.003
304	100304304	1.414	0.822	1.399	0.720	0.015	0.102	0.033	1.425
304	100304	1.312	0.790	1.299	0.700	0.013	0.090	0.031	1.350
202	305	1.315	0.806	1.315	0.806	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.790	1.299	0.700	0.013	0.090	0.031	1.349
306	100306306	1.407	0.789	1.399	0.720	0.008	0.069	0.032	0.939
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.589
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.035	0.019	0.788
3002	1002	3.507	1.929	3.498	1.789	0.009	0.139	0.024	2.277
3	30033	7.818	5.103	7.806	4.679	0.011	0.422	0.050	2.812
30033	20033	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	7.806	4.679	7.795	4.417	0.011	0.261	0.050	1.782

ДОДАТОК Є

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.327 МВт / 1588.429 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.200 МВт / 1517.232 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.181 МВт / 26.694 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.181 МВт / 26.694 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.555 МВт / 4.860 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 1.468 МВт / 6.341 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 2.023 МВт / 11.200 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.204 МВт / 37.894 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енергосистема	-94.174	-84.717	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.590	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.557	-0.63
101		0.000	0.000	106.764	-0.81
102		0.000	0.000	106.547	-0.87
3	Гнівень	0.000	0.000	106.480	-0.88
4	Жмеринка	0.000	0.000	104.829	-1.35
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.375	-1.45
103		0.000	0.000	104.611	-1.50
6	Станіславчик	0.000	0.000	104.505	-1.53
7	Носківці	0.000	0.000	104.586	-1.60
104		0.000	0.000	104.460	-1.64
105		0.000	0.000	104.415	-1.66
8	Шаргород	0.000	0.000	104.080	-1.76
9	Конева	0.000	0.000	107.116	-1.06
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.182	-0.80
106		0.000	0.000	109.254	-0.41
11	Яришів	0.000	0.000	109.255	-0.42
200	Дністровська ГЕС	-32.626	-11.590	110.000	0.00
107		0.000	0.000	106.197	-0.96
12	Чернятин	0.000	0.000	106.218	-0.95
108		0.000	0.000	106.274	-0.93
109		0.000	0.000	106.278	-0.93
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	106.275	-0.93
110		0.000	0.000	109.471	-0.25
300	Бар	-51.327	-28.202	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.558	-12.19
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.405	-10.88
303	Клекотина	0.000	0.000	30.175	-9.70
201		0.000	0.000	28.556	-13.09
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.554	-13.09
202		0.000	0.000	28.570	-13.06
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.568	-13.06
306	Тиврів	0.000	0.000	29.159	-12.35
307	Пилива	0.000	0.000	30.825	-10.77
308	ЗБК	0.000	0.000	28.524	-13.40
309	Жуківці	0.000	0.000	28.402	-13.81
310	Почапинці	0.000	0.000	28.001	-13.84
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	27.975	-14.02
203		0.000	0.000	27.680	-14.20
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.432	-14.29
313	Браїлів	0.000	0.000	27.521	-14.26
314	Демидівка	0.000	0.000	27.749	-14.01
204		0.000	0.000	28.192	-13.63
315	Гнівень ц. з.	0.000	0.000	28.014	-13.74
205		0.000	0.000	28.283	-13.57

316	Гнівaнь кар'єр	0.000	0.000	28.279	-13.57
3001		0.000	0.000	116.798	-2.17
2001		0.000	0.000	27.917	-2.14
1001		8.800	4.750	11.161	-2.12
30011		0.000	0.000	116.704	-2.10
20011		0.000	0.000	39.071	-2.10
10011		8.800	4.750	10.774	-5.16
3002		0.000	0.000	96.829	-9.70
2002		0.000	0.000	32.266	-9.57
1002		3.500	1.790	9.090	-11.44
3003		0.000	0.000	91.074	-9.85
2003		0.000	0.000	28.634	-13.31
1003		7.800	4.420	5.214	-9.77
30033		0.000	0.000	103.781	-3.09
20033		0.000	0.000	34.744	-3.09
10033		7.800	4.420	9.770	-4.51
3004		0.000	0.000	86.477	-13.85
2004		0.000	0.000	28.744	-13.58
1004		4.000	2.270	8.025	-16.36
30044		0.000	0.000	102.655	-3.26
20044		0.000	0.000	34.367	-3.26
10044		4.000	2.270	9.809	-3.23
3005		0.000	0.000	100.621	-4.63
2005		0.000	0.000	24.061	-4.63
1005		17.000	9.180	9.413	-6.70
1006		4.300	2.200	9.660	-4.68
1007		2.100	1.020	9.755	-4.01
3008		0.000	0.000	98.342	-6.93
2008		0.000	0.000	32.890	-6.91
1008		10.200	5.780	9.187	-9.01
1009		1.200	0.610	9.578	-1.38
30088		0.000	0.000	102.829	-3.02
20088		0.000	0.000	34.425	-3.02
10088		4.300	2.080	9.761	-3.81
30055		0.000	0.000	100.621	-4.63
20055		0.000	0.000	24.061	-4.63
10055		17.000	9.180	9.413	-6.70
30010		0.000	0.000	104.751	-3.48
20010		0.000	0.000	35.069	-3.48
10010		3.800	2.150	9.831	-5.09
3001010		0.000	0.000	104.751	-3.48
2001010		0.000	0.000	35.069	-3.48
1001010		3.800	2.150	9.831	-5.09
3001111		0.000	0.000	107.291	-2.08
2001111		0.000	0.000	35.919	-2.08
1001111		3.800	2.150	10.253	-2.05
10012		3.200	1.730	9.907	-3.19
10013		2.400	1.230	9.870	-3.60
100301		0.900	0.510	8.740	-14.09
100302		0.900	0.510	9.013	-12.66
100303		0.600	0.310	9.348	-10.83
100304		1.300	0.700	8.640	-15.88
100305		1.300	0.700	8.644	-15.85
100306		0.900	0.460	9.020	-13.69
100307		0.900	0.460	9.488	-12.40
100308		0.700	0.340	8.897	-14.09
100309		1.400	0.790	8.672	-16.01
100310		1.400	0.790	8.416	-16.97
100311		0.800	0.430	8.588	-15.79
100312		3.000	1.450	8.083	-19.60
100313		3.000	1.450	8.113	-19.53
100314		1.600	0.910	8.268	-17.68
100315		1.600	0.910	8.357	-17.34
100316		1.200	0.610	8.765	-14.78
100301301		1.100	0.620	8.685	-14.53
100303303		1.500	0.890	9.216	-11.78
100304304		1.400	0.720	8.625	-16.11
100306306		1.400	0.720	8.935	-14.45
100308308		0.800	0.390	8.887	-14.19
100309309		1.000	0.540	8.754	-15.37
100313313		1.000	0.540	8.471	-15.93
100315315		2.200	1.130	8.215	-18.83
701		14.300	7.330	104.696	-1.58
702		-3.200	-1.730	105.823	-1.11
703		9.200	5.210	105.267	-1.35

30055	10055	17.021	10.002	16.989	9.174	0.032	0.824	0.113	2.557
7	1007	2.106	1.135	2.099	1.019	0.008	0.115	0.013	2.807
8	30088	4.304	2.276	4.301	2.154	0.003	0.121	0.027	1.345
30088	20088	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.154	4.297	2.079	0.003	0.075	0.027	0.856
309	100309309	1.004	0.578	0.999	0.540	0.004	0.038	0.024	0.724
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.360
2004	310	1.452	0.929	1.418	0.898	0.033	0.030	0.035	0.753
310	100310	1.416	0.904	1.399	0.790	0.017	0.114	0.035	1.575
13	10013	2.408	1.380	2.398	1.229	0.010	0.150	0.015	3.273
12	10012	3.207	1.900	3.198	1.729	0.009	0.170	0.020	2.784
30011	20011	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.042	0.648	0.051	4.444
203	312	3.069	1.875	3.045	1.853	0.024	0.022	0.075	0.252
312	100312	3.041	1.834	2.998	1.449	0.043	0.384	0.075	2.352
6	1006	4.315	2.516	4.297	2.199	0.017	0.316	0.028	3.809
313	100313	3.041	1.831	2.998	1.449	0.043	0.381	0.074	2.341
103	6	4.331	2.526	4.327	2.522	0.003	0.005	0.028	0.107
109	13	2.418	1.434	2.418	1.434	0.000	0.000	0.015	0.004
11	3001111	3.807	2.299	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.032
3001111	2001111	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
2004	309	2.442	1.513	2.419	1.485	0.023	0.028	0.058	0.360
10	3001010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613
3001010	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001010	1001010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.148	0.024	2.178
10	30010	3.817	2.554	3.807	2.298	0.010	0.255	0.024	3.613
30010	20010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.148	0.024	2.178
3008	1008	10.216	6.288	10.194	5.776	0.022	0.510	0.070	2.757
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.529
303	100303303	1.508	0.971	1.499	0.889	0.009	0.081	0.034	1.035
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.041	0.021	0.895
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.941
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.066	0.026	1.161
309	100309	1.408	0.867	1.399	0.790	0.009	0.078	0.034	1.058
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
3003	1003	7.821	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.818	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.331
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.288
201	304	2.732	1.649	2.732	1.649	0.000	0.000	0.064	0.003
304	100304304	1.414	0.824	1.399	0.720	0.015	0.104	0.033	1.446
304	100304	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.369
202	305	1.315	0.808	1.315	0.808	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.368
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.596
306	100306306	1.407	0.790	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.952
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.036	0.019	0.797
3002	1002	3.507	1.930	3.498	1.789	0.009	0.141	0.024	2.301
3	30033	7.818	5.110	7.807	4.682	0.011	0.426	0.051	2.837
30033	10033	7.807	4.682	7.795	4.417	0.011	0.264	0.051	1.797
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5400.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.393 МВт / 1589.004 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 173.200 МВт / 1517.232 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.241 МВт / 26.955 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.241 МВт / 26.955 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.554 МВт / 4.849 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 1.474 МВт / 6.368 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 2.028 МВт / 11.217 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 8.269 МВт / 38.171 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерг.вузол	-94.737	-85.923	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.586	-0.09
2	Сутиски	0.000	0.000	107.525	-0.63
101		0.000	0.000	106.718	-0.81
102		0.000	0.000	106.498	-0.87
3	Гнівась	0.000	0.000	106.431	-0.88
4	Жмеринка	0.000	0.000	104.737	-1.35
5	Подільська тяга	0.000	0.000	104.283	-1.45
103		0.000	0.000	104.312	-1.51
6	Станіславчик	0.000	0.000	104.205	-1.54
7	Носківці	0.000	0.000	104.072	-1.61
104		0.000	0.000	103.983	-1.65
105		0.000	0.000	103.951	-1.67
8	Шаргород	0.000	0.000	103.705	-1.76
9	Конева	0.000	0.000	106.950	-1.06
10	Мог. Подільський	0.000	0.000	108.086	-0.81
106		0.000	0.000	109.214	-0.41
11	Яришів	0.000	0.000	109.215	-0.42
200	Дністровська ГЕС	-33.337	-12.693	110.000	0.00
107		0.000	0.000	106.356	-0.96
12	Чернятин	0.000	0.000	106.381	-0.95
108		0.000	0.000	106.435	-0.93
109		0.000	0.000	106.439	-0.93
13	Слобода Межирівська	0.000	0.000	106.435	-0.93
110		0.000	0.000	109.498	-0.24
300	Бар	-50.119	-26.247	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	28.486	-12.24
302	Ярошенка	0.000	0.000	29.314	-10.92
303	Клекотина	0.000	0.000	30.071	-9.74
201		0.000	0.000	28.510	-13.13
304	Завод ЕАЕ	0.000	0.000	28.507	-13.13
202		0.000	0.000	28.523	-13.11
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	28.522	-13.11
306	Тиврів	0.000	0.000	29.116	-12.39
307	Пиліва	0.000	0.000	30.791	-10.80
308	ЗБК	0.000	0.000	28.474	-13.45
309	Жуківці	0.000	0.000	28.354	-13.85
310	Почапинці	0.000	0.000	27.952	-13.88
311	Браїлів ц. з.	0.000	0.000	27.926	-14.07
203		0.000	0.000	27.630	-14.24
312	Володимирівка	0.000	0.000	27.381	-14.34
313	Браїлів	0.000	0.000	27.470	-14.31
314	Демидівка	0.000	0.000	27.698	-14.06
204		0.000	0.000	28.142	-13.68
315	Гнівась ц. з.	0.000	0.000	27.963	-13.79
205		0.000	0.000	28.233	-13.61
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	28.229	-13.62

3001	0.000	0.000	116.786	-2.17
2001	0.000	0.000	27.915	-2.14
1001	8.800	4.750	11.160	-2.12
30011	0.000	0.000	116.692	-2.10
20011	0.000	0.000	39.067	-2.10
10011	8.800	4.750	10.772	-5.16
3002	0.000	0.000	96.748	-9.73
2002	0.000	0.000	32.238	-9.59
1002	3.500	1.790	9.082	-11.47
3003	0.000	0.000	90.957	-9.88
2003	0.000	0.000	28.584	-13.36
1003	7.800	4.420	5.207	-9.80
30033	0.000	0.000	103.732	-3.10
20033	0.000	0.000	34.728	-3.10
10033	7.800	4.420	9.765	-4.51
3004	0.000	0.000	86.337	-13.89
2004	0.000	0.000	28.697	-13.62
1004	4.000	2.270	8.012	-16.42
30044	0.000	0.000	102.560	-3.26
20044	0.000	0.000	34.336	-3.26
10044	4.000	2.270	9.800	-3.23
3005	0.000	0.000	100.524	-4.64
2005	0.000	0.000	24.037	-4.64
1005	17.000	9.180	9.403	-6.72
1006	4.300	2.200	9.630	-4.71
1007	2.100	1.020	9.704	-4.04
3008	0.000	0.000	97.970	-6.96
2008	0.000	0.000	32.765	-6.94
1008	10.200	5.780	9.151	-9.06
1009	1.200	0.610	9.563	-1.39
30088	0.000	0.000	102.448	-3.04
20088	0.000	0.000	34.298	-3.04
10088	4.300	2.080	9.725	-3.83
30055	0.000	0.000	100.524	-4.64
20055	0.000	0.000	24.037	-4.64
10055	17.000	9.180	9.403	-6.72
30010	0.000	0.000	104.651	-3.49
20010	0.000	0.000	35.035	-3.49
10010	3.800	2.150	9.821	-5.11
3001010	0.000	0.000	104.651	-3.49
2001010	0.000	0.000	35.035	-3.49
1001010	3.800	2.150	9.821	-5.11
3001111	0.000	0.000	107.250	-2.09
2001111	0.000	0.000	35.906	-2.09
1001111	3.800	2.150	10.249	-2.06
10012	3.200	1.730	9.923	-3.19
10013	2.400	1.230	9.886	-3.60
100301	0.900	0.510	8.716	-14.15
100302	0.900	0.510	8.984	-12.72
100303	0.600	0.310	9.314	-10.88
100304	1.300	0.700	8.624	-15.93
100305	1.300	0.700	8.629	-15.90
100306	0.900	0.460	9.007	-13.73
100307	0.900	0.460	9.477	-12.44
100308	0.700	0.340	8.882	-14.14
100309	1.400	0.790	8.656	-16.06
100310	1.400	0.790	8.399	-17.02
100311	0.800	0.430	8.572	-15.84
100312	3.000	1.450	8.066	-19.66
100313	3.000	1.450	8.096	-19.59
100314	1.600	0.910	8.251	-17.74
100315	1.600	0.910	8.340	-17.40
100316	1.200	0.610	8.750	-14.83
100301301	1.100	0.620	8.662	-14.59
100303303	1.500	0.890	9.183	-11.84
100304304	1.400	0.720	8.609	-16.16
100306306	1.400	0.720	8.921	-14.49
100308308	0.800	0.390	8.872	-14.24
100309309	1.000	0.540	8.738	-15.42
100313313	1.000	0.540	8.454	-15.98
100315315	2.200	1.130	8.197	-18.89
701	14.300	7.330	105.266	-1.52
702	-3.200	-1.730	106.085	-1.10
703	9.200	5.210	105.653	-1.32

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	57.726	54.478	57.593	54.184	0.132	0.293	0.416	0.414
1	101	42.212	36.299	41.549	34.828	0.660	1.464	0.293	2.878
101	3	21.598	19.241	21.563	19.163	0.035	0.077	0.156	0.289
3	102	-3.516	-5.077	-3.517	-5.081	0.002	0.004	-0.033	-0.066
102	2	-24.467	-21.685	-24.609	-22.000	0.141	0.314	-0.177	-1.034
2	100	-36.512	-30.340	-37.011	-31.445	0.496	1.101	-0.254	-2.481
2	3002	11.885	8.624	11.786	5.971	0.098	2.642	0.079	12.161
3002	2002	8.279	4.040	8.231	4.040	0.048	0.000	0.055	0.409
2002	307	8.231	4.056	7.942	3.707	0.289	0.347	0.164	1.542
307	306	7.034	3.226	6.734	2.865	0.299	0.360	0.145	1.807
306	202	4.416	1.564	4.345	1.478	0.071	0.085	0.093	0.658
202	201	3.030	0.680	3.029	0.678	0.001	0.002	0.063	0.016
201	2003	0.296	-0.963	0.293	-0.966	0.003	0.004	0.020	-0.047
2003	301	-0.921	1.110	-0.940	1.088	0.018	0.022	-0.029	-0.027
301	302	-2.960	-0.142	-3.042	-0.216	0.082	0.074	-0.060	-0.945
302	303	-3.950	-0.749	-4.035	-0.852	0.085	0.102	-0.079	-0.855
303	2008	-6.153	-2.142	-6.582	-2.658	0.428	0.514	-0.125	-2.888
3008	2008	6.590	2.617	6.582	2.617	0.008	0.000	0.042	0.094
8	3008	16.861	11.004	16.806	8.909	0.056	2.087	0.112	6.409
8	105	-3.889	-1.418	-3.895	-1.428	0.007	0.010	-0.023	-0.251
105	104	-3.895	-1.159	-3.896	-1.160	0.001	0.002	-0.023	-0.032
104	7	-3.896	-1.029	-3.899	-1.033	0.003	0.004	-0.022	-0.092
7	103	-6.014	-1.980	-6.025	-1.995	0.010	0.015	-0.035	-0.244
103	4	-10.355	-4.150	-10.386	-4.195	0.031	0.045	-0.062	-0.432
4	107	-22.583	-11.031	-22.855	-11.358	0.271	0.326	-0.138	-1.633
107	12	-22.855	-11.139	-22.858	-11.146	0.004	0.007	-0.138	-0.026
12	108	-46.472	-23.591	-46.487	-23.619	0.015	0.028	-0.282	-0.054
108	109	-46.487	-23.614	-46.489	-23.616	0.002	0.002	-0.282	-0.005
109	110	-48.907	-24.857	-50.001	-26.174	1.090	1.312	-0.297	-3.072
110	300	-50.001	-25.915	-50.119	-26.247	0.117	0.331	-0.296	-0.503
4	101	-19.731	-15.744	-19.951	-16.232	0.219	0.486	-0.139	-2.000
4	102	-20.744	-16.634	-20.950	-17.090	0.205	0.455	-0.146	-1.778
4	3004	14.337	14.528	14.136	9.126	0.200	5.381	0.112	20.895
3004	2004	10.122	6.608	10.018	6.608	0.103	0.000	0.081	0.505
2004	311	6.124	4.204	5.992	4.044	0.132	0.159	0.149	0.802
311	203	5.184	3.572	5.140	3.519	0.044	0.053	0.130	0.307
203	313	2.071	1.652	2.061	1.640	0.010	0.012	0.055	0.163
313	314	-1.991	-0.808	-2.004	-0.823	0.013	0.015	-0.045	-0.251
314	204	-3.628	-1.891	-3.674	-1.946	0.045	0.054	-0.085	-0.475
204	205	-7.560	-4.467	-7.579	-4.490	0.019	0.023	-0.180	-0.096
205	2003	-8.787	-5.164	-8.873	-5.267	0.086	0.103	-0.208	-0.371
8	9	-17.327	-11.414	-17.724	-11.989	0.395	0.572	-0.115	-3.276
9	10	-18.951	-12.042	-19.098	-12.255	0.146	0.212	-0.121	-1.143
10	106	-26.768	-16.644	-26.931	-17.004	0.162	0.359	-0.168	-1.136
106	200	-33.189	-12.364	-33.337	-12.693	0.148	0.328	-0.187	-0.789
106	11	6.258	-3.272	6.257	-3.273	0.001	0.001	0.037	-0.001
11	30011	2.406	-5.791	2.389	-6.260	0.017	0.467	0.033	-7.401
1	30011	7.515	8.918	7.498	8.288	0.017	0.627	0.061	4.634
30011	2001	0.241	-0.171	0.241	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.045
3001	2001	-0.241	0.171	-0.241	0.171	0.000	0.000	-0.001	0.045
3001	1001	8.000	7.946	7.986	7.946	0.014	0.000	0.056	0.101
30011	1001	0.810	-3.199	0.809	-3.199	0.001	0.000	0.016	0.012
1	3001	7.777	8.752	7.759	8.118	0.017	0.632	0.062	4.554
3003	2003	9.231	9.235	9.175	8.127	0.056	1.103	0.083	6.537
3	3003	17.209	18.899	17.053	13.652	0.156	5.226	0.138	16.810
205	316	1.208	0.676	1.208	0.676	0.000	0.000	0.028	0.005
316	100316	1.203	0.644	1.199	0.610	0.003	0.034	0.028	0.521
109	13	2.418	1.434	2.418	1.434	0.000	0.000	0.015	0.004
204	315	3.886	2.531	3.866	2.507	0.020	0.024	0.095	0.187
315	100315	1.621	1.063	1.599	0.909	0.022	0.153	0.040	1.834
315	100315315	2.240	1.415	2.199	1.129	0.041	0.285	0.055	2.478
314	100314	1.622	1.066	1.599	0.909	0.023	0.156	0.040	1.862
313	100313	3.041	1.833	2.998	1.449	0.043	0.382	0.075	2.348
313	100313313	1.004	0.581	0.999	0.540	0.005	0.041	0.024	0.756
311	100311	0.805	0.465	0.799	0.430	0.005	0.035	0.019	0.848
3004	1004	4.013	2.518	3.997	2.269	0.016	0.248	0.032	3.466
4	30044	4.008	2.452	4.003	2.269	0.005	0.182	0.026	2.314
30044	20044	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
30044	10044	4.003	2.269	3.997	2.269	0.005	0.000	0.026	0.102
4	5	34.286	23.125	34.176	22.967	0.109	0.158	0.228	0.459
5	3005	17.053	11.344	17.021	10.004	0.032	1.335	0.113	4.054
3005	2005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3005	1005	17.021	10.004	16.989	9.174	0.032	0.826	0.113	2.560
5	30055	17.053	11.344	17.021	10.004	0.032	1.335	0.113	4.054
30055	20055	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30055	10055	17.021	10.004	16.989	9.174	0.032	0.826	0.113	2.560

7	1007	2.106	1.136	2.099	1.019	0.008	0.116	0.013	2.824
8	30088	4.304	2.277	4.301	2.155	0.003	0.122	0.027	1.351
30088	20088	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30088	10088	4.301	2.155	4.297	2.079	0.003	0.076	0.027	0.860
13	10013	2.408	1.379	2.398	1.229	0.010	0.149	0.015	3.268
9	1009	1.200	0.618	1.199	0.610	0.000	0.009	0.007	0.361
2004	309	2.442	1.513	2.419	1.485	0.023	0.028	0.058	0.361
309	100309	1.408	0.868	1.399	0.790	0.009	0.078	0.034	1.061
309	100309309	1.004	0.578	0.999	0.540	0.004	0.038	0.024	0.725
2004	310	1.452	0.929	1.418	0.899	0.034	0.030	0.035	0.754
310	100310	1.416	0.905	1.399	0.790	0.017	0.115	0.035	1.579
30011	20011	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30011	10011	8.836	5.398	8.794	4.747	0.042	0.649	0.051	4.445
12	10012	3.207	1.900	3.198	1.729	0.009	0.170	0.020	2.779
12	702	20.393	10.548	20.364	10.466	0.029	0.082	0.124	0.301
203	312	3.069	1.877	3.045	1.855	0.024	0.022	0.075	0.253
312	100312	3.041	1.836	2.998	1.449	0.043	0.385	0.075	2.359
702	703	23.562	12.368	23.512	12.228	0.049	0.139	0.145	0.441
703	701	14.318	7.260	14.291	7.183	0.027	0.076	0.088	0.397
11	3001111	3.807	2.300	3.802	2.149	0.004	0.150	0.023	2.033
3001111	2001111	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001111	1001111	3.802	2.149	3.798	2.149	0.004	0.000	0.023	0.094
10	3001010	3.817	2.555	3.807	2.298	0.010	0.256	0.024	3.618
3001010	1001010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.181
3001010	2001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	30010	3.817	2.555	3.807	2.298	0.010	0.256	0.024	3.618
30010	20010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30010	10010	3.807	2.298	3.798	2.149	0.010	0.149	0.024	2.181
3008	1008	10.216	6.292	10.194	5.776	0.022	0.514	0.071	2.770
303	100303303	1.508	0.971	1.499	0.889	0.009	0.081	0.034	1.039
303	100303	0.602	0.326	0.600	0.310	0.002	0.016	0.013	0.531
302	100302	0.905	0.551	0.899	0.510	0.006	0.042	0.021	0.898
301	100301301	1.109	0.686	1.099	0.620	0.010	0.067	0.026	1.165
301	100301	0.906	0.554	0.899	0.510	0.006	0.044	0.021	0.945
2003	308	1.517	0.823	1.512	0.817	0.005	0.005	0.035	0.117
308	100308	0.701	0.351	0.700	0.340	0.001	0.011	0.016	0.289
308	100308308	0.801	0.404	0.799	0.390	0.001	0.014	0.018	0.331
6	1006	4.315	2.518	4.297	2.199	0.018	0.318	0.028	3.823
3003	1003	7.822	4.417	7.795	4.417	0.026	0.000	0.057	0.207
103	6	4.331	2.528	4.327	2.524	0.003	0.005	0.028	0.108
201	304	2.732	1.650	2.732	1.649	0.000	0.000	0.065	0.003
304	100304304	1.414	0.825	1.399	0.720	0.015	0.105	0.033	1.449
304	100304	1.313	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.373
202	305	1.315	0.808	1.315	0.808	0.000	0.000	0.031	0.001
305	100305	1.312	0.792	1.299	0.700	0.013	0.092	0.031	1.372
306	100306306	1.407	0.790	1.399	0.720	0.008	0.070	0.032	0.954
306	100306	0.903	0.488	0.899	0.460	0.003	0.028	0.020	0.598
307	100307	0.905	0.495	0.899	0.460	0.005	0.036	0.019	0.798
3002	1002	3.507	1.930	3.498	1.789	0.009	0.141	0.024	2.304
3	30033	7.818	5.110	7.807	4.682	0.011	0.426	0.051	2.839
30033	20033	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
30033	10033	7.807	4.682	7.795	4.417	0.011	0.264	0.051	1.798

