

MR-5780

621.31
Р64

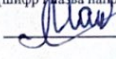
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

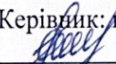
МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:

**«Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням
захисту проводів повітряних ліній від вібрацій»**

Виконала: студентка 2-го курсу магістерського
рівня, групи ЕСМ-22мз спеціальності 141 –
Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

освітня програма «Електричні системи та мережі»
(шифр програми підготовки, спеціальності)

 Мартиненко І.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., старший викладач каф. ЕСС
 Сікорська О.В.

« 07 » червня 2024 р.

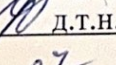
Опонент: к.т.н., доц. каф. ЕЕЕМ

 Бабенко О.Л.
(прізвище та ініціали)

« 07 » 06 2024 р.

ДОПУЩЕНО ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри ЕСС

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

« 07 » 06 2024 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«В» 03 2024 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

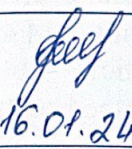
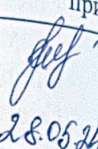
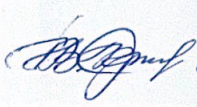
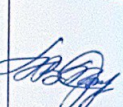
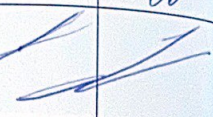
Мартиненко Ірині Василівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням захисту проводів повітряних ліній від вібрацій»

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 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 585 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. Дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій. 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. Схема оптимального варіанту. 7. Основні техніко-економічні показники. 8. Захист проводів ПЛ від вібрацій. 9. Ожеледно-вітрові навантаження. 10. Види коливань спричинені вітром. 11. Порівняння типів коливань проводів ПЛ. 12. Заходи боротьби з ожеледдю та вібрацією проводів і тросів

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

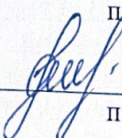
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Пр. міст.
		початок	кінець	
1.	Прогнозування електричних навантажень	17.01.24	20.01.24	Вик.
2.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	21.01.24	10.02.24	Вик.
3.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної 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.	Дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій	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



Мартиненко І.В.

Керівник



Сікорська О.В.

АНОТАЦІЯ

Мартиненко Ірина Василівна «Розвиток фрагменту електричної мережі з дослідженням захисту проводів повітряних ліній від вібрацій». Магістерська кваліфікаційна робота. - Вінниця: ВНТУ – 2024. 100 с. /На укр. мові. Бібліогр.: 21 назв; рис.: 14; табл. 28.

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 дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій.

Ключові слова: електрична мережа, лінії електропередач, галопування, відбацїї.

ABSTRACT

Martynenko Iryna Vasylivna "Development of a fragment of the electrical network with a study of the protection of wires of overhead lines from vibrations." Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU - 2024. 100 p. / In Ukrainian speech Bibliography: 21 titles; Fig.: 14; table 28.

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 assessed. and the maximum load modes are calculated.

A study of the protection of overhead line wires against vibrations was carried out.

Key words: electric network, power lines, galloping, backlashes.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень	8
ВСТУП.....	9
1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електромережі використовуючи симплекс-метод.....	20
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	26
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	27
4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ	29
5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	31
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	31
5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції.....	32
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	34
6 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ.....	38
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	38
7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	40
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	40
7.2. Регулювання напруги у електромережі	41
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	45
9 ЗАХИСТ ПРОВІДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ВІД ВІБРАЦІЙ	64
9.1 Заходи боротьби з ожеледдю та вібрацією проводів і тросів	65

9.2 Галопування проводів і тросів	66
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	80
10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	80
10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	85
10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи асинхронних машин в умовах впливу загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	90
10.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дій загрозливих надзвичайних ситуацій	94
ВИСНОВКИ.....	97
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	99
ДОДАТКИ.....	101
ДОДАТОК А	102
ДОДАТОК Б	103
ДОДАТОК В	106
ДОДАТОК Г	110
ДОДАТОК Д	114
ДОДАТОК Е	118
ДОДАТОК Є	122
ДОДАТОК Ж	126

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АТ – автотрансформатор;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РУ – розподільна установка
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

При проектуванні нових та розвитку вже існуючих електричних мереж необхідно враховувати багато факторів: від надійного та якісного постачання до використання найновіших принципів побудови. Тобто дана задача вимагає комплексного підходу та контролю різних аспектів, які вказуватимуть на техніко-економічну доцільність даної мережі, відповідний рівень експлуатації, управління, при яких забезпечуються найменші затрати.

Водночас, побудова мережі завжди має певне призначення відповідно до якого і виконується прогноз майбутнього розвитку (побудови) мережі, що встановлює певні додаткові обмеження.

При створенні детальних розрахункових режимів перспективного планування враховуються:

- прогнози навантаження, генерації і обміну електроенергією в різних часових горизонтах, а також визначений перелік мережевих об'єктів, що необхідно розглянути;
- добові і річні зміни навантаження і генерації;
- погодні умови, які впливають не тільки на попит, і, все частіше, на генерацію, а й на технічні характеристики елементів енергосистеми;
- перспективний режим являє собою конкретні умови, які можуть виникнути в рамках зазначеного сценарію і включають:
 - реалізація конкретних випадкових подій, як правило, пов'язаних з кліматичними умовами (наприклад, сила вітру, наповнення водосховищ гідроелектростанцій, температури і т. д.) або відключення електростанцій (вимушені і планові);
 - відповідний розподіл всіх генеруючих блоків (на базі моделювання ринку або структури покриття навантаження). Наразі лише структури покриття навантаження;
 - детальне розташування об'єктів генерації;

- детальне розташування споживання, з урахуванням характерних графіків або, принаймні, нерівномірності навантаження по регіонах;
- припущення щодо розвитку мереж.

З точки зору практичності, то електрична схема розподільного пристрою повинна бути максимально простою, але при цьому забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Нове будівництво напругою від 6 кВ до 750 кВ вже має свої типові схеми РУ, які детально описані в «Правила улаштування електроустановок» табл. 4.2.10-4.2.13 та повинні використовуватися в будівництві. 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,

Після затвердження конфігурації та послідовності побудови мережі, наступними кроками визначається: номінальна напруга всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації і тд.

При розробці електричної мережі визначається відповідна кількість та вид обладнання, установлюються 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.

Експлуатаційна надійність систем передавання електричної енергії значною мірою визначається надійністю роботи одного з основних її елементів – повітряних ліній електропередачі (ПЛ) [1]. Проводи ПЛ незалежно від класу напруги в тій чи іншій мірі схильні до коливань, викликаних дією вітру. Коливання є причиною механічних (пошкодження проводів, лінійної арматури, систем підвісу) та електричних (короткі замикання) аварій, тобто

істотного зменшення експлуатаційної надійності ПЛ. З результатів експлуатаційних спостережень [2] відомо, що найчастіше коливання проводів ПЛ виникають через вплив дії вітру під час одnobічних відкладень у вигляді мокрого снігу, ожеледі або паморозі і тривають від декількох годин до 3 діб. Додатковим чинником виникнення складних коливань проводів ПЛ з різною частотою та амплітудою є налипання ожеледі, форма якої досить часто не є ідеально циліндричною і істотно впливає на зміну коливального процесу.

Отже, дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій є **актуальною науково-прикладною задачею.**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій.

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 дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій; 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 застосуванні різних типів засобів захисту повітряних ліній електропередачі від вібрацій.

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

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

звідки $a' = -1592,3$, $b' = 0,8364$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0,8364T - 1592,3$$

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

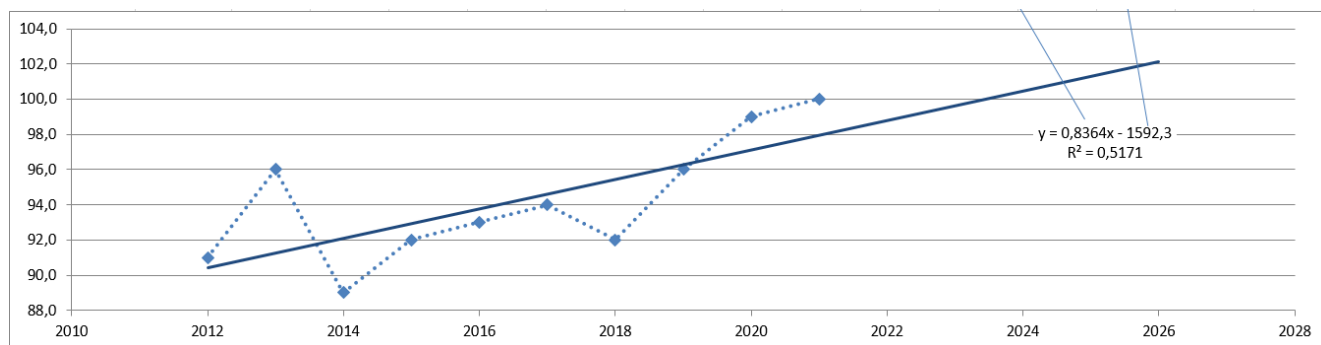


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 102,2 %, що на 2,2 % більше проектованої потужності електромереж. Таким чином, необхідно здійснити заходи що до забезпечення надійності та якості електроживлення. А саме перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації до технічних характеристик основного електрообладнання.

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 електроенергії в електричній мережі відносно не великі. А саме:

- в лініях електропередач – 4,87 МВт;
- в трансформаторах – 0.92 МВт з них холостого ходу 0.53 МВт та навантажувальні 0.39 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	1-101	102-3	10-11	201-202
Марка проводу	АС-150	АС-150	АС-150	АС-95
Допустимий струм, А	150	150	150	95
Розрах. струм, А	154	115	167	91

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	6	7	8
Напруга вузла,кВ	100,60	101,25	101,64

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 пропускною 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 № 6 – Попелюхи тяга з рівнем напруги 100,60 кВ; вузол № 7 - Луги з рівнем напруги 101,25 кВ; вузол № 8 - Чечельник з рівнем напруги 101,64 кВ.

Проаналізувавши 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.

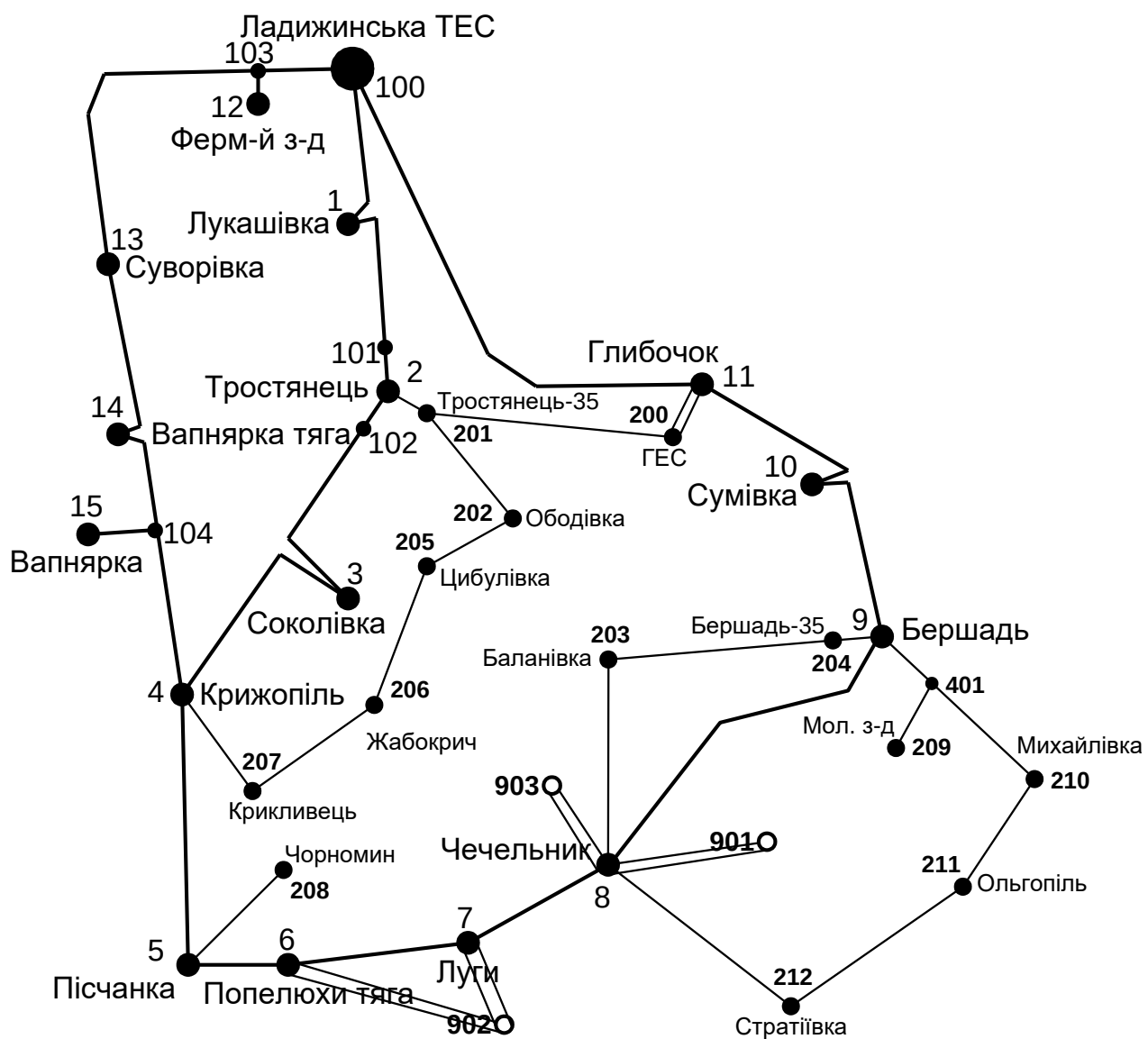


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

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 $T_{нб} = 5600$

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 капіталовклад, тис. грн/км	Питом опір, Ом/км	Коеф. а, тисяч гривень	Коеф. b, тисяч грн/МВт	Дисконт. витрати для ЛЕП при умови макс. Потужн. 10 МВт, тис. грн
8	901	2	10	110	1573,680	0,131	5035,8	1,452	5180,9
8	903	1,2	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,871	3108,6
7	902	1,1	5,5	110	1573,680	0,131	2769,7	0,798	2849,5
6	902	2,8	14	110	1573,680	0,131	7050,1	2,032	7253,3

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
8-901	2	5,5	5079,7	5063,9	5099,0	5035,8	7,984	5079,7	5070,9	5088,5
8-903	1,2	5,5	3047,8	3038,3	3059,4	3021,5	4,790	3047,8	3042,5	3053,1
7-902	1,1	5,5	2793,8	2785,1	2804,5	2769,7	4,391	2793,8	2789,0	2798,7
6-902	2,8	5,5	7111,6	7089,4	7138,6	7050,1	11,178	7111,6	7099,3	7123,9

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

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

- 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 ділянках 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
	8-901	8-903	7-902	6-902	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
901	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,86	-23,52
902	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,38	8,38
903	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,71	5,52
0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	8,65
Коефіцієнти цільової функції	229,2	240,5	741,8	1888,1	326,9	321,9	526,8	526,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		12048,935
Потужності ЛЕП	26,38535	13,19268	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	5035,776	3021,466	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		8057,242
Змінні складові витрат	1010,622	151,593	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1162,215
Дисконтовані витрати, тис. грн																9219,458

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
	8-901	8-903	7-902	6-902	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0	0-0		
901	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,86	0,00
902	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,38	0,00
903	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18,71	0,00
0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	229,2	240,5	741,8	1888,1	326,9	321,9	526,8	526,8	777,2	414,9	0,0	0,0	0,0	0,0		11375,486
Потужності ЛЕП	2,862898	18,71109	8,384205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Постійні складові витрат	5035,776	3021,466	2769,677	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		10826,919
Змінні складові витрат	11,898	304,939	56,124	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		372,961
Дисконтовані витрати, тис. грн																11199,880

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.

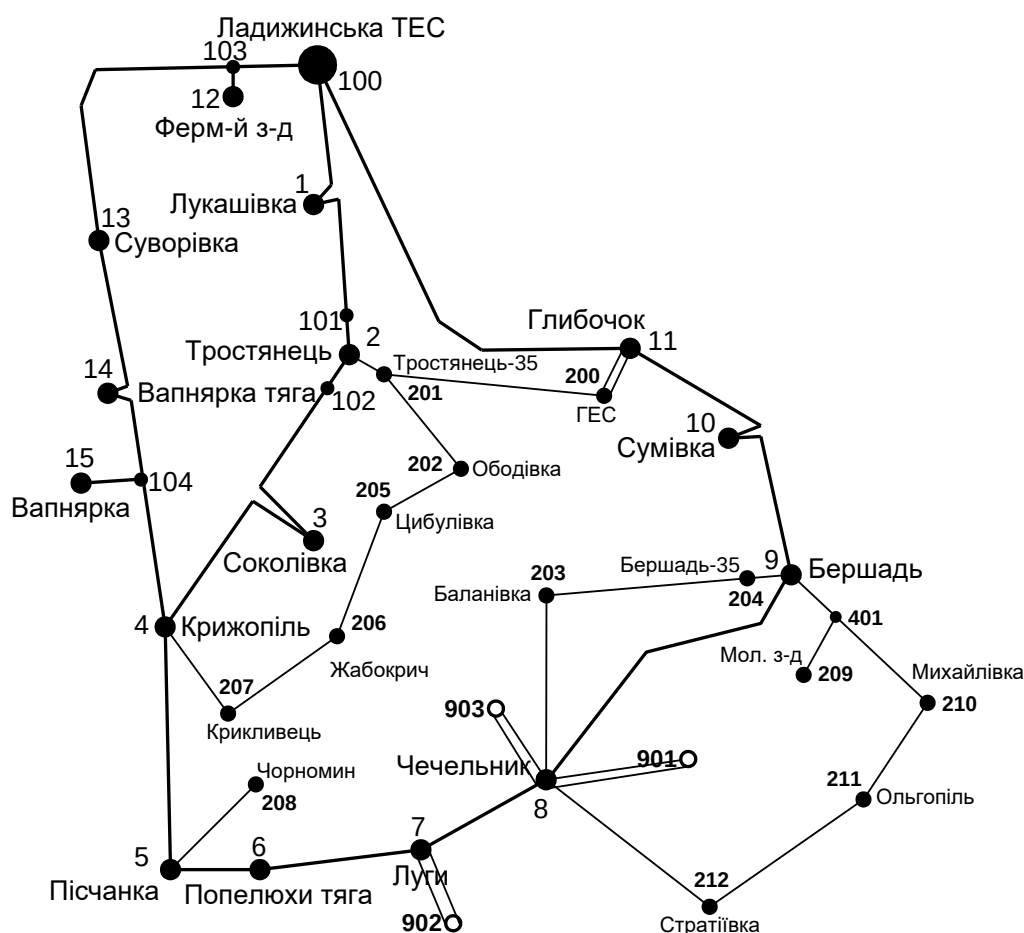


Рисунок 2.3 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Проте дана схема забезпечує для нових споживачів задану категорію надійності.

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 існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 3-х років (це вузли 901, 902, 903). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 11 та 10 відносно розглядатимуться 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 руху 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:

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

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

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

Тоді, для оптимізації електричної мережі враховуючи отримане завдання:

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

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

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 901, 902, 903. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 25 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного або ж двох нових споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – будуємо дволанцюгові лінії до пунктів 8-901. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{8-901} = 20 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 8-903, 902-7. Результати розрахунків подано в табл. 3.2.

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	8-901	20	2,9	20	35265,14	35265,14	29387,62	29387,62
	2	8-903	12	18,7	23	21527,67	40985,02	34154,18	34154,18
		7-902	11	8,4		19457,35			

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

2	11	8-903	12	18,7	23	21527,67	35265,14	28461,82	58643,86
		7-902	11	8,4		14457,35			
	21	8-901	20	2,9	20	40985,02	40985,02	28461,82	57849,43

3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По В_Σ з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 21. Після уточнення потокорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 21 приєднання нових підстанцій 901, 902, 903 буде призводити до зміни перетоків потужності у лініях, які споруджені на першому та другому році розвитку. Тоді необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, як вказано в табл. 3.3.

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

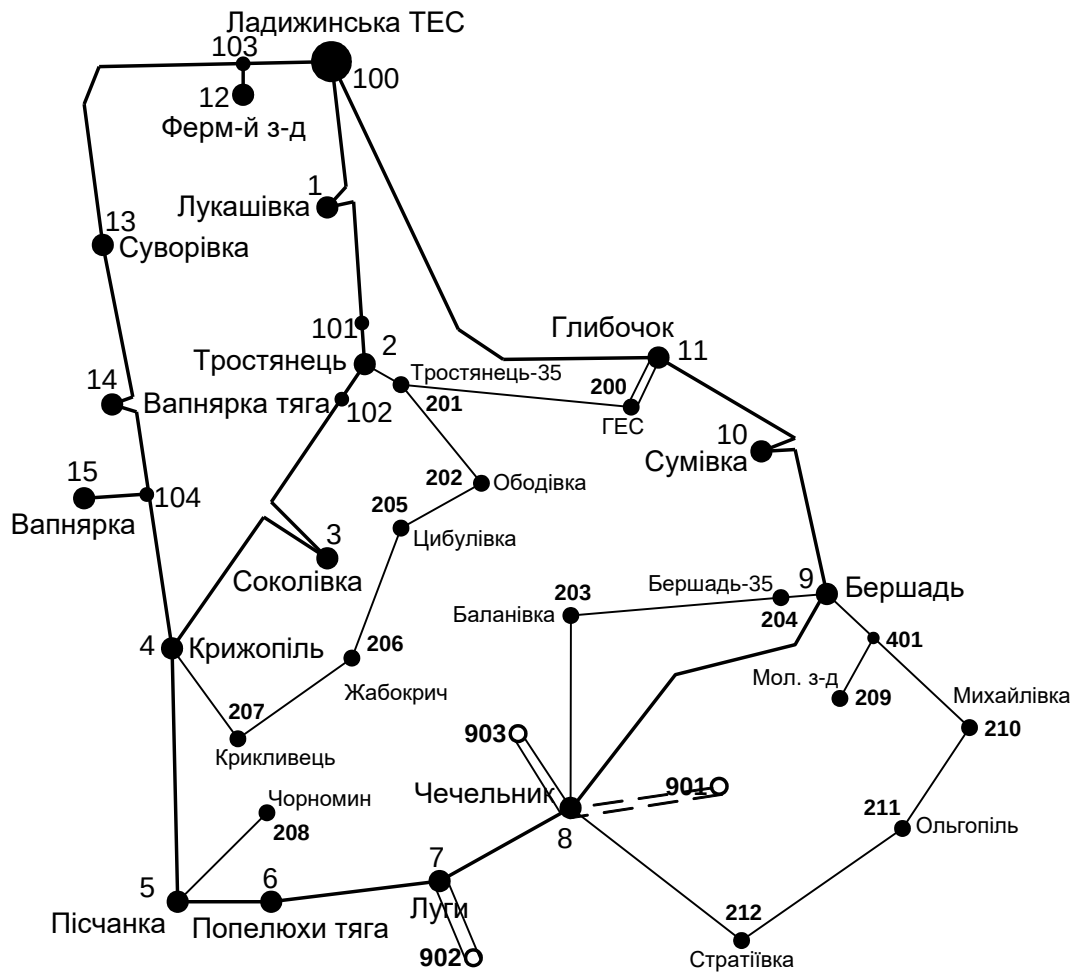


Рисунок 3.1 – Кінцева оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

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

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

$$I_{\text{розр}8-901} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3.061}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 16.868 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}7-902} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9.451}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 52.085 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}8-903} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21.058}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 116.05 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5600$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ 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 8-901;

2й – розрив лінії 8-903;

3й – розрив лінії 8-901 та відсутня генерація на СЕС (903);

4й – розрив лінії 8-903 та відсутня генерація на СЕС (903);

5й – розрив лінії 7-902.

Отримані результати представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	$I_{па1},$ А	$I_{па2},$ А	$I_{па3},$ А	$I_{па4},$ А	$I_{па5},$ А	$I_{па, A}$ max	$I_{па}$ доп.	$I_{роз}, A$	Марка проводу
8-901	0	16.7	0	16.9	16.8	116.1	390	16.9	АС-120/19
7-902	52.1	52.1	52.1	52.1	0			52.1	АС-120/19
8-903	116.1	0	0.9	0	116.1			116.1	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, 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 901 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{2.8}{1.4 \cdot 0.9} = 3.111 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

У вузлах 902, 903 також встановлюємо по два силових 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
901	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
902	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
903	ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112

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:

$$K_{з1.па} = \frac{3.111}{(2 - 1) \cdot 6.3} = 0.494 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{9.318}{(2 - 1) \cdot 10} = 0.932 \leq 1.4$$

$$K_{з3.па} = \frac{20.562}{(2 - 1) \cdot 16} = 1.285 \leq 1.4$$

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 нових підстанціях 901, 902, 903 будем встановлювати по 2 трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції дорівнює двом, то

для розподільних пристроїв 110 кВ обираємо схему 110-3 – Місток з вимикачами в колах силових трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку силових трансформаторів (дивись рисунок 5.1).

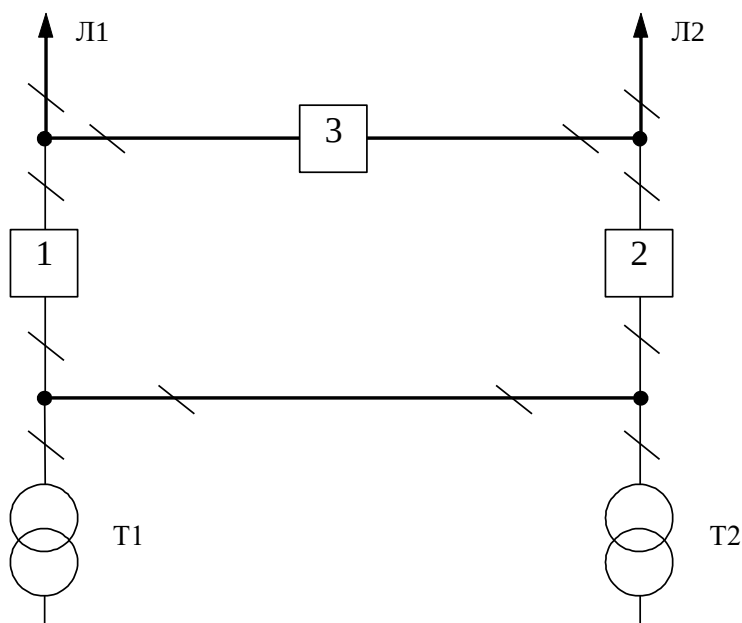


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою для нових вузлів 901, 902, 903

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 вузлів для електропостачання обрали ПС «Лути». Тому, опісля реконструкції ця підстанція з прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільного пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції ПС «Лути» тип існуючої схеми нас влаштовує. Наявну схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо залишити. Таким чином, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-5 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

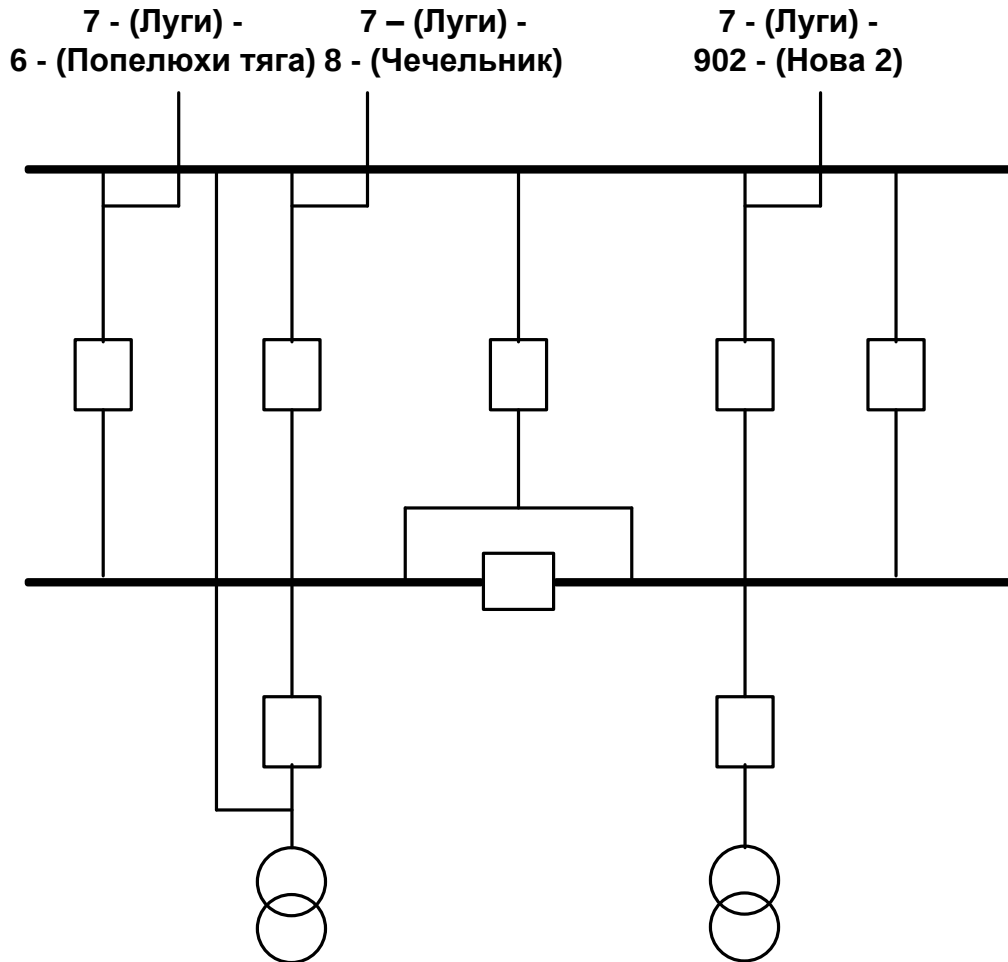


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним з вузлів живлення нових споживачів було прийнято вузол 11, що є місцем з'єднання проводів АС-150 ліній «Луги - Бершадь» (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 «Луги - Бершадь» оскільки розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-3» 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 901).

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 вимикачі				
			$K_p = 0,0003$				
			$K_o=0,9985$	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 ($З_0 = 242$ грн./кВт·год.);

$$М_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot З_0 \quad (5.5)$$

$$М_{зб} = 1731,4 \cdot 242 = 418998,8 \text{ (тис. грн.)}$$

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

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

$$\Delta W_{нд} = K_{всум} \cdot W_{рик} \quad (5.7)$$

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

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рик} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
101250	1731,4	418998,8

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 901, 902, 903 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 11 + 0,05 \cdot 11 = 10,45 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 10,45 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 10,45 \cdot 0,34 = 3,553 \text{ (МВАр)}.$$

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 - 8-901

$$Q_{\text{ЛЕП8-901}} = 103,58^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 20) = 0,612 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,612 + 0,33 + 0,338 = 1,28 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 5,79 = 5,5 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 5,5 = 0,55 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 5,5 + 0,55 - 3,553 - 1,28 = 1,217 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 5,5 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 1,217 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-4500-450 УЗ на 1,35 МВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 902.

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 балансуєчих 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 балансуєчих 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 у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
901	98,05	92,42	103,58
902	97,01	91,32	102,61
903	98,27	92,66	103,80

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

Номер вузла у схемі	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максим. режим	Мінім. режим	Після авар. режим
901	7,87	6,63	9,27
902	8,47	7,44	8,71
903	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 $U_{ННб}$ (приймаємо що $U_{ННб}$ дорівнює 10,5 кВ, задля компенсації спаду напруг у мережі 10 кВ).

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

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

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

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

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

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

$$\Delta U_{T901} = \frac{((2,86) \cdot (14,7 / 2)) + ((1,39) \cdot (220,4 / 2))}{103,58} = 1,682 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T9016} = \frac{103,58 + 1,682}{10,5} = 10,025$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T901d} = 10,025$, що відповідає 11-й відпайці.

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

$$U_{\text{HH901д}} = \frac{103,58 + 1,682}{10,025} = 10,5 \text{ кВ.}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Тб}	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
901	1,682	10,025	10,5	11	10,141	0,09
902	3,393	10,096	10,5	11	10,141	0,096
903	4,409	10,306	10,5	9	10,455	0,093

Застосувавши регулювання напруги на нових підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень електромережі та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 901, 902, 903 (додаток Є). 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 [11].

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: Чечельник (вузол 8) – 903 та Луги (вузол 7) - 902;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 902, 903;
- розвиток відгалуджувальної підстанції пункту Бершадь (вузол 8).

На другому році:

- будівництво лінії електропередачі: Бершадь (вузол 8) - 901;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 901
- спорудження відгалуджувальної опори в від ПЛ «Луги - Бершадь».

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

Таблиця 8.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 903)

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 903)

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 903)

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

Таблиця 8.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 902)

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

Продовження табл. 8.2 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 902)

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. 8.2 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 902)

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 введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 8.2 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 902)

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

Таблиця 8.3 – Вартість реконструкції підстанції Бершадь (вузол 8):

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 113 508,412 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 8.4 – 8.5.

Таблиця 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 901):

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.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0

Продовження табл. 8.4 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

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. 8.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

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

Продовження табл. 8.4 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 901)

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			45 275,62						

Таблиця 8.5 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ " Луги - Бершадь " (вузол 8):

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 46208,98 тис. грн.

Капітальні витрати на будівництво ліній електропередачі визначають як:

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

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тисяч гривень.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 23 = 26\,618,674 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 20 = 23\,146,673 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 113\,508,412 + 26\,618,674 = 140\,127,086 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 46\,208,98 + 23\,146,673 = 69\,355,653 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються так:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (8.7)$$

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

$$\Delta W_t = \Delta W_{tЛ} + \Delta W_{tП}; \quad (8.8)$$

де $\Delta W_{tЛ}$, $\Delta W_{tП}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та силових трансформаторах підстанцій, кВт×годин.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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:

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

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

Тоді згідно із формулами (8.9-8.10) буде:

$$В_{\text{Л1}} = (26\,618,674 \cdot 0,3)/100 = 79,856 \text{ (тис.грн.)};$$

$$В_{\text{Л2}} = (23\,146,673 \cdot 0,3)/100 = 69,44 \text{ (тис.грн.)};$$

$$В_{\text{П1}} = (113\,508,412 \cdot 3)/100 = 3405,252 \text{ (тис.грн.)};$$

$$В_{\text{П2}} = (46\,208,98 \cdot 3)/100 = 1465,164 \text{ (тис.грн.)};$$

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: 7-902, 8-903, П/ст: 902, 903	-910	-	3,96
2	ЛЕП: 8-901 П/ст: 901	-700	-	4,17

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 79,856 + 3405,252 + 3,96 \cdot 1,65 = 3491,642 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 69,44 + 1386,269 + 4,17 \cdot 1,65 = 1462,59 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(\Sigma)} = 27.1 \cdot 5600 = 151760 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(\Sigma)} = 2.9 \cdot 5600 = 16240 \text{ МВт·год}.$$

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

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 151760 - 3491,642 = 26556,838 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 16240 - 1462,59 = 1752,93 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,142$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,142 = 7,1 \text{ років.}$$

Таблиця 8.7 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	30
Тривалість використання максимального навантаження що до нових споживачів	год	5600
Загальна електроенергія, що відпущена новим п/с	МВт*год	164 000
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	209 482,739
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	7,1
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	МВт	3,96
Очікувані втрати для активної потужності в електромережі після проведення розвитку	%	1,99
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	982,01
Очікувані втрати для активної електроенергії в електромережі після проведення розвитку	МВт*год	19,53

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 7,1 років підтверджують ефективність.

9 ЗАХИСТ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ВІД ВІБРАЦІЙ

Небезпека руйнування проводів через вібрацію обумовлена показниками експлуатаційної надійності. Найчастіше вібрація виникає на лініях з напругою 35-330 кВ, показники були визначені під час спостережень та проведених досліджень. Тому на них встановлюють віброгасники. Гасники вібрації проводів є конструкцією з двох вантажів, які підвішені на сталевому тросі. Пристрої, що гасять вібрації, можуть мати різну форму вантажів: чим вона складніша, тим ефективніша робота захисних пристроїв. Форма вантажу безпосередньо впливає на механіку коливальних процесів, і тим вона складніша, тим сильніше гаситься вібрація.

Елементи ліній повітряних електропередачі, що знаходяться під навантаженням, швидше зношуються та виходять із ладу. Звичайно, повністю запобігти ймовірності коливання проводів неможливо, як і захистити їх від механічних навантажень, викликаних вітром та іншими природними явищами. Але знизити їхню силу та негативні наслідки можна, використовуючи спеціальні пристрої – гасники вібрацій.

Найчастіше для захисту повітряних ліній використовують віброгасники:

ГПГ – класичні пристрої для проводів та тросів із глухим кріпленням.

ГВ – пристрої для компенсації вібрацій неметалевих кабелів та проводів грозозахисних тросів повітряних ліній електропередачі на довгих переходах.

Віброгасники оснащуються кріпленнями та пристроями з мінімізованими магнітними втратами.

Гасники вібрації встановлюють на проводах та тросах повітряних ЛЕП для попередження пошкодження їх від втомних напруг, для захисту оптико-волоконних кабелів та проводів без ізоляції. Вони працюють за принципом поглинання.

9.1 Заходи боротьби з ожеледдю та вібрацією проводів і тросів

Ожеледь – це тверді атмосферні опади у вигляді чистого льоду з густиною 0,6 – 0,9 г/см³, паморозі – кристалічного осаду з густиною 0,1 – 0,2 г/см³, мокрого снігу і суміші цих опадів. Найчастіше ожеледь на проводах і тросах спостерігається за температури повітря, близькій до 0°C, коли відлига змінюється похолоданням.

Для попередження аварії і пошкоджень ПЛ від ожеледиці і районах з сильними ожеледоутвореннями організовують спостереження за зміною метеорологічних умов, а на відповідальних ПЛ встановлюють прилади, що сигналізують про наростання ожеледі.

Основним заходом боротьби з ожеледдю є видалення її з проводів і тросів шляхом плавки електричним струмом, а також профілактичний нагрів проводів (збільшенням струму навантаження) до температур, за якої утворення ожеледі на проводах не відбувається. Застосовується декілька способів плавки ожеледі на ПЛ:

- ▶ струмом КЗ;
- ▶ постійним струмом від спеціального джерела;
- ▶ струмом навантаження.

Плавку ожеледі на ПЛ організовують диспетчерські служби енергосистем. Починати плавку доцільно, коли розміри ожеледі ще невеликі, але наростання її продовжується.

Під час вітру, направленому упоперек ліній, за проводами (тросами) виникають і зриваються повітряні вихори. Ці вихори викликають сили, діючі на провід то знизу, то зверху. Вібрація спостерігається за швидкості вітру 0,5 – 10 м/с.

У результаті вібрації проводи і троси підлягають впливу знакозмінним напруженням, що призводить кінець кінцем до зламу і обриву окремих жил у тих місцях, де вони стикаються із затискачами.

Типовим захистом від вібрації є оснащення ПЛ 35 кВ і вище віброгасниками. Віброгасники підвішуються поблизу затискачів у кожному прольоті проводу або троса. Приклади гасників вібрації представлено на рис. 9.1.



Рисунок 9.1 – Приклади віброгасників

9.2 Галопування проводів і тросів

Крім вібрації на деяких ПЛ спостерігається явище, що одержало назву «танцю проводів» або ж галопування (рис. 9.2). Це один з видів автоколивань, під час якого має місце резонанс власних коливань проводу і збудливої сили. Найбільш до галопу схильні проводи ПЛ, розташованих в районах, схильних до ожеледі, оскільки відкладення ожеледі змінюють профіль проводу і за наявності вітру виникає сила, що піднімає провід вгору. У результаті виникають періодичні вертикальні коливання проводу з амплітудою, що досягає у деяких випадках нормального провисання проводу. Розроблена низка заходів щодо боротьби з танцем проводів і тросів, серед яких може бути названо застосування механічних пристроїв, що обмежують переміщення проводів при

танці, наприклад кільцевих тросових розпірок між розщепленими проводами фази, а також гасників галопування у вигляді різного роду циліндрових і плоских обтискачів, які підвішуються на проводах (рис. 9.3).

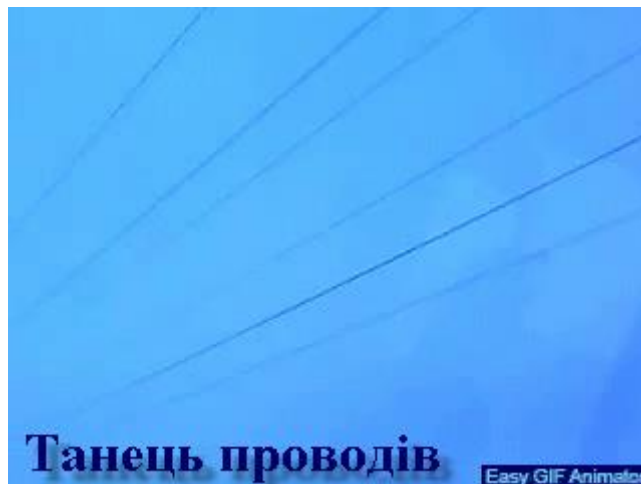


Рисунок 9.2 – «Танець проводів»



Рисунок 9.3 – Гасники галопування проводів і тросів

Своєчасна плавка ожеледних утворень знижує ймовірність виникнення галопування проводів і тросів.

При обтіканні проводів потоком повітря, спрямованим уперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряної сторони проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви вітру від проводу та утворення вихорів протилежного спрямування.

Відрив вихору в нижній частині викликає появу кругового потоку з підвітряної сторони, причому швидкість потоку в точці А стає більшою, ніж у точці В. У результаті з'являється вертикальна складова тиску вітру.

При збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу останній починає коливатися у вертикальній площині. При цьому одні точки найбільше відхиляються від положення рівноваги, утворюючи пучність хвилі, інші - залишаються дома, утворюючи звані вузли. У вузлах відбуваються лише кутові переміщення проводу (рис. 9.4).

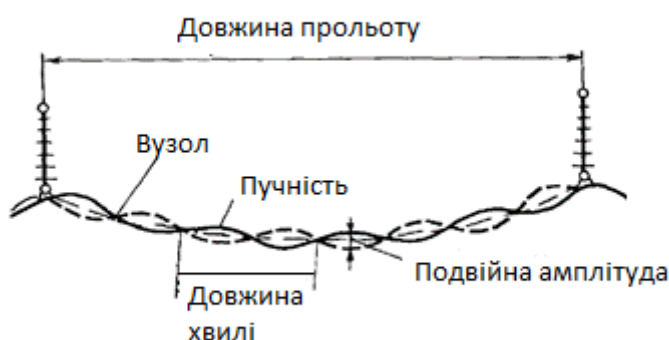


Рисунок 9.4 – Хвилі вібрації на проводі у прольоті

Такі коливання проводу з амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів проводу, називаються вібрацією.

Вібрація проводів виникає при швидкостях вітру 06-08 м/с; при збільшенні швидкості вітру збільшуються частота вібрації та кількість хвиль у прольоті, при швидкості вітру понад 5-8 м/с амплітуди вібрації настільки малі, що не є небезпечними для проводу.

Досвід експлуатації показує, що вібрація проводів спостерігається найчастіше на лініях, що проходять відкритою і рівною місцевістю. На ділянках ліній у лісовій та пересіченій місцевості тривалість та інтенсивність вібрацій значно менша.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, у прольотах довжиною понад 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна

вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки понад 500 м.

Небезпека вібрації полягає в обривах окремих проводів на ділянках їхнього виходу із затискачів. Ці обриви відбуваються внаслідок того, що змінні напруги від періодичних вигинів проводів в результаті вібрації накладаються на основні напруги, що розтягують, в підвішеному проводі. Якщо останні напруги невеликі, то сумарна напруга не досягає межі, при якій відбувається руйнування проводів від втоми.

Ступінь впливу деяких факторів може змінюватися в широкому діапазоні від лінії до лінії, але в середньому ці різновиди коливань можуть бути охарактеризовані даними, наведеними у табл. 9.1.

Таблиця 9.1 – Порівняння типів коливань проводів ПЛ

Типи ПЛ	Вібрація	Галопування	Субколивання
	Будь-який	Будь-який	ПЛ з розщепленими фазами
Характеристики коливань			
Приблизний діапазон частот, Гц	3 – 150	0,08 – 3	0,15 – 10
Приблизний діапазон амплітуд коливань (пік-пік), виражений в значеннях діаметра проводу	0,01 – 1	5 – 300	Коливання в п/п: 0,5 – 20 Для фази в цілому: 0,5 – 80
Умови розвитку коливань			
Характер вітру	Стійкий	Стійкий	Стійкий, рівний
Швидкість вітру, м/с	1 – 7	7 – 18	4 – 18
Поверхня проводів	Голі або з рівномірною ожеледдю	Несиметричне відкладення ожеледі	Голі, сухі
Розрахункові параметри, що впливають на рух проводу	Тяжіння, самодемпфірування проводу, наявність гасників, спіральної арматури	Відношення вертикальної і крутильної власних частот, стріла провисання, тип опор	Крок розщеплення, поворот фази, розташування проводів у розщепленій фазі, довжини підпрогонів
Пошкодження			
Приблизний час, необхідний для появи пошкодження	3 міс – 20 років і більше	1 – 48 годин	1 міс. – 8 років і більше
Компоненти ПЛ, найбільш схильні до пошкоджень	Проводи, гасники вібрації	Проводи, арматура, ізолятори, траверси, опори	Підвісна арматура, розпірки, гасники вібрації, повиви проводів

На підставі спостережень та досліджень встановлено, що небезпека руйнування проводів залежить від так званої середньо-експлуатаційної напруги (напруги за середньорічної температури та відсутності додаткових навантажень).

Згідно одиничні алюмінієві та сталюалюмінієві проводи перерізом до 95 мм² у прольотах довжиною більше 80 м, перетином 120 - 240 мм² у прольотах більше 100 м, перетином 300 мм² і більше у прольотах понад 120 м, сталеві проводи та троси всіх перетинів у прольотах повинні бути захищені від вібрації, якщо напруга при середньорічній температурі перевищує: 3,5 даН/мм² (кгс/мм²) у алюмінієвих проводах, 4,0 даН/мм² у сталюалюмінієвих проводах, 18,0 даН/мм² у сталевих проводах та тросах.

У прольотах менше зазначених вище захист від вібрації не потрібний. Захист від вібрації не потрібний також на лініях з розщепленням фази на два проводи, якщо напруга при середньорічній температурі не перевищує 4,0 даН/мм² в алюмінієвих та 4,5 даН/мм² у сталюалюмінієвих проводах.

Фаза з розщепленням на три та чотири проводи, як правило, не потребує захисту від вібрації. Ділянки будь-яких ліній, захищені від поперечних вітрів, не підлягають захисту від вібрації. На великих переходах річок та водних просторів захист необхідний незалежно від напруги у проводах.

Як правило, зниження напруги у проводах ліній до значень, при яких не потрібно захисту від вібрації, економічно не вигідно. Тому на лініях напругою 35 – 330 кВ зазвичай встановлюються віброгасники, виконані у вигляді двох вантажів, підвішених на сталевому тросі.

Віброгасники поглинають енергію віброуючих проводів та зменшують амплітуду вібрації біля затискачів. Віброгасники повинні бути встановлені на певних відстанях від затискачів, що визначаються залежно від марки та напруги проводу.

На ряді ліній для захисту від вібрації застосовуються армуючі прутки, виконані з того ж матеріалу, що і провід, і намотуються на провід у місці його закріплення в затиску на довжині 1,5 - 3,0 м.

Діаметр прутків зменшується в обидва боки від середини затискача. Армують прутки збільшують жорсткість проводу і зменшують ймовірність його пошкодження від вібрації. Однак найбільш ефективним засобом боротьби з вібрацією є віброгасники [14].

Для захисту від вібрації одиночних сталевалюмінієвих проводів перерізом 25-70 мм² та алюмінієвим перетином до 95 мм² рекомендуються гасителі петльового типу (демпфуючі петлі), що підвішуються під проводом (під підтримуючим затискачем) у вигляді петлі довжиною 1,0-1,35 м з проводу того ж перерізу.

У зарубіжній практиці петлеві гасники з однієї або декількох послідовних петель застосовуються також для захисту проводів великих перерізів, у тому числі проводів на великих переходах.

Стан проводів. Стрибок проводів, так само як і вібрація, збуджується вітром, але відрізняється від вібрації великою амплітудою, що досягає 12 - 14 м, і великою довжиною хвилі. На лініях з одиночними проводами найчастіше спостерігається галопування з однією хвилею, тобто з двома напівхвилями у прольоті (рис. 9.5), на лініях з розщепленими проводами – з однією напівхвилею у прольоті.

У площині, перпендикулярній до осі лінії, провід рухається при танці по витягнутому еліпсу, велика вісь якого вертикальна або відхилена під невеликим кутом (до 10 - 20°) від вертикалі.

Діаметри еліпса залежать від стріли провисання: при танці з однією напівхвилею в прольоті великий діаметр еліпса може досягати 60 - 90% стріли провисання, при танці з двома напівхвилями - 30 - 45% стріли провисання. Малий діаметр еліпса зазвичай становить 10 – 50% довжини великого діаметру.

Як правило, галопування проводів спостерігається при ожеледиці. Ожеледиця відкладається на проводах переважно з підвітряного боку, внаслідок чого провід отримує неправильну форму.

При дії вітру на провід з одностороннім ожеледицею швидкість повітряного потоку у верхній частині збільшується, а тиск зменшується. В результаті виникає підйомна сила V_y , що викликає галопування проводу.

Небезпека галопування полягає в тому, що коливання проводів окремих фаз, а також проводів та тросів відбуваються несинхронно; часто спостерігаються випадки, коли проводи переміщаються у протилежних напрямках і зближуються або навіть схльостуються.

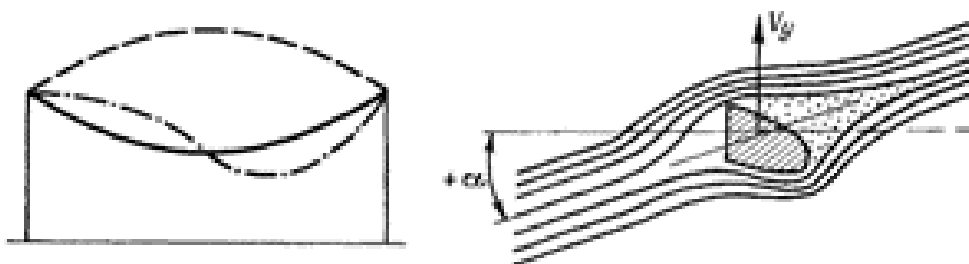


Рисунок 9.5 – а - хвилі галопування на проводі в прольоті; б - провід, покритий ожеледицею, в повітряному потоці один з одним.

У цьому відбуваються електричні розряди, які викликають оплавлення окремих проводів, котрий іноді обриви проводів. Спостерігалися також випадки, коли проводи ліній 500 кВ піднімалися рівня тросів і схлещувалися з ними.

Задовільні результати експлуатації дослідних ліній з гасниками галопування поки що недостатні для зменшення відстаней між проводами.

На деяких зарубіжних лініях з недостатньою відстанню між проводами різних фаз встановлені ізолюючі розпірки, що виключають можливість схлещування проводів при танці.

Вібрація проводів - це коливання проводу, що викликаються вітром, у вертикальній площині, що характеризуються невеликим розмахом і великою частотою.

Вібруючий провід у прольоті ПЛ має хвилеподібну форму. Коливання проводу при вібрації є стоячими хвилями, коли точки проводу з найбільшим розмахом коливань (пучності) і точки проводу, що залишаються нерухомими в

процесі коливань (вузли), не змінюють свого положення по довжині проводу. Довжина хвилі вібрації дорівнює подвоєній відстані між двома сусідніми вузлами (або пучностями). Найбільший розмах коливань називається амплітудою вібрації. Амплітуда вібрації зазвичай не перевищує 3...5 см при довжині хвилі від 1 до 10 м. За 1 с відбувається від 5 до 100 коливань.

Найменша швидкість вітру, за якої можлива вібрація проводів, становить 0,5...0,6 м/с. Верхня межа коливається від 4...5 м/с за висоти підвіски проводу 12 м, до 8...10 м/с за висоти підвіски проводу близько 70 м (на спеціальних переходах).

Вібрація проводів виникає внаслідок утворення завихрень повітряного потоку під час обтікання проводу. Утворення від проводу повітряних вихорів, що утворюються за ним, розгойдує провід у вертикальному напрямку. Для виникнення вібрації необхідно, щоб зусилля, що діють на провід, були досить великими та чергувалися за напрямом. Такі зусилля виникають лише за рівномірного вітру.

Імовірність виникнення вібрації зростає зі збільшенням довжини прольоту лінії, діаметра та висоти підвіски проводу. Зі зміною тяжіння по проводу змінюються довжина хвилі, амплітуда та частота вібрації. При кутах 30...45° вібрація нестійка, а при кутах менше 20° - взагалі не виникає. Найчастіше вібрація виникає на лініях, що проходять відкритою місцевістю. Чагарники, споруди та дерева на трасі впливають на виникнення вібрації, оскільки вони змінюють напрямок та швидкість повітряного потоку. На лініях, що проходять лісовими масивами з висотою дерев, близькою до висоті підвіски проводу, вібрація проводів практично не спостерігається.

В результаті вібрації в місці кріплення проводу в підтримуючому або натяжному затиску виникають перегини. Кількість їх у процесі експлуатації швидко досягає великих величин і викликає втому металу проводу. Відбувається руйнування окремих проводів проводу, а потім і урвища проводу при нормальному тяжінні. Провід до руйнування витримує від півмільйона до кількох десятків мільйонів перегинів. Зі збільшенням тяжіння по проводу втома металу

настає при меншій кількості перегинів. Ушкодження проводів від вібрації найчастіше виникають поблизу підтримуючих затискачів. Чим сильніше згинається провід у затиску і чим гостріше краї плашок, що затискають провід, тим швидше настає руйнація проводу від вібрації. Найкращі умови для роботи проводу створюються в затискачах з широким гирлом і закругленими краями в місці виходу проводу [13, 15].

Однак, якщо затискачі виявляються масивними, можливі пошкодження проводу від вібрації та поблизу натяжного затиску. При вібрації зазвичай у першу чергу, відбувається руйнування проводів зовнішнього повивання проводу, оскільки вони зазнають найбільших перегинів. Провід у місці зламу мають дрібнозернисту структуру, краї зламу - гладкі. Шийки, характерні для розриву проводів під впливом тяжіння, відсутні. Руйнування проводу від вібрації розвивається дуже швидко, так як збільшуються напруги в проводах, що залишилися за рахунок зменшення сумарного перерізу проводу.

Розщеплені фази на лініях електропередачі 330-750 кВ, що складаються з пов'язаних розпірками двох-п'яти проводів, схильні до вібрації меншою мірою, ніж окремі проводи. Наявність зв'язків між проводами перешкоджає розвитку коливальних та сприяє розсіюванню енергії вібрації. Амплітуда вібрації розщеплених фаз знижується в 1,5...10 разів залежно від кількості проводів та відстані між розпірками, у більшості випадків це усуває небезпеку пошкодження проводів від вібрації.

При двох проводах у фазі іноді потрібна установка гасників, а на трьох і більше захист гасниками вібрації не потрібний.

При застосуванні на лініях електропередачі розщеплення проводів у фазі дистанційні розпірки, що встановлюються на проводах, значною мірою забезпечують гасіння вібрації проводів. Особливо ефективно гасять вібрацію парні розпірки при груповій схемі їх розташування та розщепленні фази на три і більше проводів. У цих умовах установка додаткових гасників вібрації, як правило, не потрібна, якщо відстань між «кущами» розпірок не перевищує 60...75

м. додаткових гасників вібрації, хоча кількість їх на кожному проводі зазвичай менша, ніж на лініях з нерозщепленими проводами, що проходять у таких же умовах.

Так, на лініях з розщепленою фазою з двох проводів, з'єднаних розпірками, захист від вібрації необхідний при довжинах прольотів понад 150 м та середньоексплуатаційних напругах у сталевих проводах, що перевищують 40...45 МПа, залежно від марки проводу та характеру місцевості, якою проходить лінія.

Установка гасників не потрібна, якщо лінія проходить лісовим масивом з висотою дерев, що перевищує висоту підвісу проводів, уздовж гірських долин та інших перешкод, що захищають лінію від поперечних вітрів. Відповідно до діючих «Вказівок щодо типового захисту від вібрації проводів і тросів повітряних ліній електропередачі напругою 35-750 кВ» захист від вібрації одиночних проводів і тросів не потрібний, якщо середньоексплуатаційне навантаження в них виявляється меншою за 35...40 МПа для алюмінієвих проводів та проводів зі сплаву АН; 40...45 МПа для сталевих проводів та проводів зі сплаву АЖ; 100...110 МПа для мідних проводів та 180...200 МПа для сталевих проводів та тросів. Більш точно ці величини визначаються в залежності від перерізу проводів, довжини прольотів та характеру місцевості, по якій проходить лінія¹ відкрита рівна місцевість без деревної рослинності, сильно перетнута або забудована місцевість, або наявність рідкісного або низькорослого лісу.

Залежно від умов проходження траси, конструктивних особливостей ліній та тяжіння по проводах і тросах гасителі вібрації встановлюють або з обох боків прольоту, або тільки з одного боку, при цьому рекомендується встановлювати гасники вібрації через одну опору, тобто по обидва боки однієї опори та пропускаючи наступну.

Установка гасителів з одного боку прольоту допускається в умовах зниженої небезпеки вібрації в прольотах довжиною менше 200 м. Установка гасників вібрації обов'язкова як для одиночних проводів, так і для

розщеплених незалежно від середньоексплуатаційного тиску в проводах при перетині великих річок, водойм, відкритих гірських долин, якщо довжина прольоту перетину перевищує 500 м для великих річок і водойм і 800 м для гірських долин, вібрація проявляється дещо меншою мірою, ніж при перетині річок і водойм.

У перехідних прольотах через річки та водойми довжиною 500 - 1500 м, а також через гірські долини шириною 800...1500 м рекомендується встановлення з кожної сторони прольоту по два гасники вібрації. Захист від вібрації проводів та тросів у перехідних прольотах довжиною понад 1500 м, а також незалежно від довжини прольоту для проводів діаметром понад 38 мм та проводів із середньоексплуатаційним тяжінням понад 180 кН повинен проводитись за спеціальним проектом.

На лініях з розщепленими фазами поряд з вібрацією спостерігається ще один вид коливань проводів - це коливання приводів на ділянках між дистанційними розпірками, пов'язані з екрануванням одного з проводів іншим за впливу вітру на проводи, розташовані в одній горизонтальній площині. Такий вид коливань отримав назву субколивань. Екранування одного проводу іншим при вітру перпендикулярно лінії і порівняно невеликій відстані між проводами (0,3..0,4 м) призводить до того, що провід, що екранується, потрапляє в зону завихрень повітряного потоку і виникають його коливання в основному в горизонтальній площині [12].

Амплітуда субколивань від 5...6 см до кількох десятків сантиметрів, а період коливань становить від 0,2...0,5 до 1 с. Субколивання проводів виникають при досить великих швидкостях вітру і можуть призводити до зіткнень і пошкоджень проводів внаслідок зіткнень. Велику небезпеку субколивання представляють для дистанційних розпірок, деталі яких можуть стиратися і руйнуватися тривалого впливу субколивань проводів. За закордонними даними відношення відстані між проводами розщепленої фази до діаметру проводів, що зменшує ймовірність появи субколивань, має бути не менше 20. Однак з досвіду експлуатації ліній 500 і 750 кВ можна зробити висновок, що при груповій схемі встановлення

дистанційних розпірок вказане відношення може бути зменшено до 12... 17. У разі появи на діючих лініях субколивень проводів та пошкоджень проводів або розпірок слід переглянути схему встановлення дистанційних розпірок, зменшивши відстані між розпірками або замінивши їх на іншу, більш досконалу конструкцію.

При проходженні ПЛ по суцільному лісовому масиву з висотою дерев більше висоти підвісу проводів і тросів, а також уздовж гірських долин (по низу) заштита проводів і тросів ПЛ не потрібна.

Захист від вібрації одиночних алюмінієвих проводів перетином 120 мм² і більше, сталеоалюмінієвим перетином 95 мм² і більше, проводів з алюмінієвих сплавів перетином 70 мм² і більше, мідних і сталевих проводів, грозозахисних тросів перетином 50 мм² і більше здійснюється типовим.

Деякий час випускалися гасники вібрації з укороченими вантажами та з вантажами краплеподібної форми замість циліндричної.

Ефективність роботи таких гасників дуже низька. Були випадки втомних пошкоджень проводів та грозозахисних тросів ПЛ, оснащених цими гасниками. Наразі випуск таких гасників припинено, а встановлені раніше гасники з укороченими вантажами та вантажами краплеподібної форми підлягають заміні на стандартні.

У зв'язку з випадками пошкодження проводів з алюмінієвих сплавів були проведені спеціальні дослідження, які показали необхідність розробки для проводів марок АЖ і АЖС підтримуючих затискачів і затискачів гасників вібрації із застосуванням спеціальних прокладок з застосуванням спеціальних прокладок.

Провід з біметалічних сталеоалюмінієвих проводів марки ПБСА 120 з лабораторних досліджень має стійкість від пошкоджень при вібрації принаймні не гірше, ніж сталеоалюмінієвий провід того ж діаметра. Тому критерії та засоби захисту від вібрації для проводу ПБСА 120 рекомендується приймати як для сталеоалюмінієвих проводів [13].

При встановленні двох гасителів у прольоті з кожної сторони прольоту встановлюється по одному гаснику; при встановленні одного гасника в прольоті

(з одного боку прольоту) рекомендується встановлювати їх через одну опору - по обидва боки від кріплення проводу або троса до гірлянди.

Багаточастотний гасник вібрації «Пішак» (рис. 6), призначений для захисту проводів повітряних ліній електропередачі від вібрації. У його конструкції збережено обидва типи згинальних коливань тросика з вантажами, властиві базовому варіанту гасника Стокбріджа, а також прийнято нову концепцію енергопоглинання для збільшення числа ступенів волі - деформація кручення.

Для переходів ПЛ розроблені здвоєні гасителі вібрації. Поєднані гасителі необхідні для захисту проводів ПЛ від «танці» та вібрації.

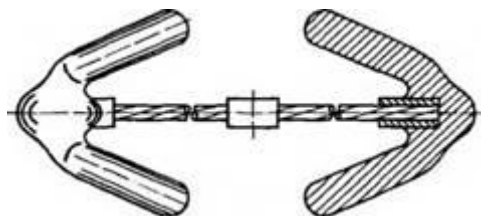


Рисунок 9.6 – Багаточастотний гасник вібрації «Пішак»

Дія гасників заснована на зміні крутильно-жорстких характеристик як одного проводу (троса), так і проводів фази. Пара суміщених гасників встановлюються в прольоті з двох сторін проводу, під кутом 45° до нього. За потреби використовується і друга пара гасників. Положення гасника за будь-яких експлуатаційних впливах дуже стійке.

Захист від вібрації розщепленої фази, що складається з двох проводів, з'єднаних у прольоті розпірками з відстанню між ними не більше 75 м при довжині прольотів 150 м і більше здійснюється типовими гасниками типу ГВН [14].

При встановленні чотирьох гасителів у прольоті з кожної сторони прольоту встановлюється по два гасники (по одному на кожному проводі); при встановленні двох гасителів вони встановлюються по одному на фазу з кожної сторони прольоту по чергово на різних проводах фази.

Провід розщепленої фази, що складається з трьох-п'яти проводів і більше, з'єднані розпірками з відстанню між ними не більше 75 м, у звичайних прольотах не вимагають захисту від вібрації при будь-яких значеннях середньо-експлуатаційної напруги. При цьому для чотирьох та п'яти проводів у фазі до розробки розпірок підвищеної надійності та стійкості до вібрації рекомендується для забезпечення безпечного рівня коливань проводів встановлювати зосереджені розпірки по черзі з групами з п'яти та семи парних розпірок (відповідно для фаз з чотирьох та п'яти проводів) з відстанню між ними (під прольотами) не більше 40 м. Підпрольоти, що примикають до опор, скорочуються: перший до 20 м, а наступний за ним до 25...30 м. В окремих випадках можуть застосовуватися тільки групи з парних розпірок.

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

В цьому розділі розглянуті заходи та засоби з охорони праці та цивільного захисту під час дослідження захисту повітряних ліній. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які впливають на електротехнічний персонал, що виконує дослідження визначені за Гігієнічною класифікацією.

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо). Хімічні фактори: речовини хімічного походження, в основному аерозолі фіброгенної дії (органічний пил). Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи [17].

10.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

10.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Під час виконання робіт в електроустановках з використанням вантажопідіймальних машин і механізмів необхідно враховувати вимоги "Правил будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів". У разі призначення працівника, відповідального за безпечне виконання робіт з переміщення вантажів кранами, слід зробити запис в рядку "Окремі вказівки" наряду.

Водії та машиністи, які входять до штату енергетичних підприємств і працюють в діючих електроустановках, повинні мати групу II. Кранівники

сторонніх організацій допускаються до роботи згідно з вимогами ДНАОП 0.00-1.03 "Правила будови і безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів".

Рух вантажопідіймальних машин і механізмів в охоронній зоні ПЛ, а по ВРУ - також і автомобілів допускається під наглядом одного з працівників, зазначених в пункті 20.1 цих Правил, або керівника чи спеціаліста з групою V. По ВРУ рух вантажопідіймальних машин, механізмів і автомобілів допускається також під наглядом чергового або допускателя з групою IV зі складу оперативно-виробничих працівників.

Під час проїзду по ВРУ і під ПЛ підіймальні та висувні частини вантажопідіймальних машин і механізмів повинні перебувати в транспортному положенні. Допускається в межах робочого місця переміщення вантажопідіймальних машин та механізмів по рівній місцевості з піднятим робочим органом без вантажу та людей на підіймальній або висувній частині, якщо таке переміщення дозволяється заводською інструкцією і при цьому не потрібно проїжджати під невимкненими шинами або проводами ПЛ. На ВРУ швидкість руху визначається за місцевими умовами, але не повинна перевищувати 10 км/год. Під ПЛ автомобілі, вантажопідіймальні машини та механізми повинні проїжджати в місцях найменшого провисання проводів (біля опор).

Установка і робота стрілових вантажопідіймальних машин та механізмів для піднімання вантажів або людей безпосередньо під проводами ПЛ, що перебувають під напругою, забороняється. Встановлювати вантажопідіймальну машину (механізм) на виносні опори та переводити її робочий орган з транспортного положення в робоче повинен машиніст, який нею керує. Забороняється залучати для цього інших працівників [18].

Під час проїзду, встановлення та роботи автомобілів, вантажопідіймальних машин і механізмів відстані від підіймальних та висувних частин, стропів, вантажозахватних пристосувань, вантажів при будь-якому положенні до струмовідних частин, що перебувають під напругою, не повинні бути менші за зазначені в цих Правилах.

Перед початком роботи телескопічних вишокта гідропідйомників необхідно перевірити в дії висувну та підймальну частини, а у телескопічних вишок, крім того, підймальну частину слід встановити вертикально і зафіксувати в такому положенні. Перевірку слід здійснювати у безпечному місці якнайдалі від струмовідних частин, що перебувають під напругою.

Забороняється під час виконання робіт на кутових опорах, у разі замінювання ізоляторів, проводів або ремонту арматури встановлювати телескопічну вишку (гідропідйомник) всередині кута, утвореного проводами.

Під час виконання всіх робіт у ВРУ та в охоронній зоні ПЛ автомобілі, вантажопідймальні машини і механізми на пневмоколісному ході необхідно заземлювати. Забороняється доторкатись до корпусу автомобіля (вантажопідймальної машини, механізму) і проводити будь-які переміщення їхніх робочих органів, вантажозахватних пристосувань і опорних деталей до встановлення заземлення. У разі, коли ПЛ вимкнена та заземлена на робочому місці і не перебуває під наведеною напругою, не вимагається заземляти автомобілі, вантажопідймальні машини та механізми на пневмоколісному ході, встановлені на відстані понад 30 м від найближчих проводів інших ПЛ, що перебувають під напругою. Вантажопідймальні машини і механізми на гусеничному ході у разі встановлення безпосередньо на ґрунті заземлювати не вимагається.

Під час роботи вантажопідймальних машин та механізмів забороняється перебування людей під вантажем, що піднімається, корзиною телескопічної вишки (гідропідйомника), а також у безпосередній близькості (ближче ніж за 5 м) від проводів (тросів), що натягуються, упорів, кріплень і механізмів, що працюють.

Під час проведення робіт з телескопічної вишки (гідропідйомника) повинен бути візуальний зв'язок між членом бригади, який перебуває в корзині (колісці), і водієм. У разі відсутності такого зв'язку біля вишки повинен перебувати член бригади, який передає водію команду піднімати або спускати корзину (коліску). Працювати з телескопічної вишки (гідропідйомника) слід, стоячи на дні корзини

(колиски), закріпившись стропом запобіжного пояса. Перехід з корзини (колиски) на опору або обладнання і назад допускається тільки з дозволу керівника робіт. Під час перебування працівників, які виконують роботу у корзині (колисі) телескопічної вишки (гідропідйомника), машиніст не повинен залишати пульт керування.

У разі зіткнення стріли крана або корзини (колиски) підйимального механізму із струмовідними частинами, що перебувають під напругою, машиніст повинен вжити заходів щодо швидкого розриву контакту, що виник, і відвести рухому частину механізму від струмовідних частин на відстань, не меншу за зазначену в цих Правилах. Забороняється спускатись з механізму (машини) на землю або підніматись на нього, а також доторкатись до нього, стоячи на землі, якщо механізм перебуває під напругою. Машиніст зобов'язаний попередити працівників, які його оточують, про те, що механізм перебуває під напругою. У разі загоряння автомобіля, вантажопідйимальної машини або механізму, що перебувають під напругою, водій (машиніст) повинен зіскочити на землю, з'єднавши ноги, і, водночас, не доторкаючись руками до машини, віддалитися від неї на відстань не менше 8 м, пересуваючи ступні по землі і не відриваючи їх одну від одної [18].

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 огороджувати;

- 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; протигазу і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

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

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

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

10.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

10.2.1 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні [6] встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних

діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення наведені в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	18-27	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		17-23	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено [19]: температури внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони та зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні параметрів мікроклімату не повинні значно відрізнятися (не більше ніж на 2°C за діапазон норм); якщо температура поверхонь вище або нижче температури повітря, то робочі місця повинні бути віддалені від них на відстань не менше 1м; для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається витяжна та припливна вентиляційні системи.

10.2.2 Виробниче освітлення

Характеристика зорових робіт – середньої точності. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [20] розряд зорової роботи IV, підрозряд «б». Нормовані значення освітленості наведені в таблиці 10.2.

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

Таблиця 10.2 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Характер зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	б	малий	світлий	500	200	4	2,4

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

10.2.3 Виробничий шум

Нормативним документом, який регламентує рівні шуму для різних категорій робочих місць службових приміщень, є «ССБТ. Шум Загальні вимоги безпеки» [9]. Нормовані значення виробничого шуму наведені в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – 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

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.

10.2.4 Виробнича вібрація

У нашому виробничому приміщенні присутня вібрація типу – За [20]. Тобто технологічна вібрація, яка діє на персонал цеху, або яка передається на робочі місця, не маючи джерел випромінювання.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються вентиляційне обладнання, транспортери, транспорт тощо, які відносяться до типу загальної вібрації.

Основні параметри вібрації, такі як середньоквадратичне значення віброприскорення та віброшвидкості, логарифмічні рівні приведені у таблиці 10.4.

Таблиця 10.4 – Середньоквадратичні значення віброприскорення та віброшвидкості

Категорія вібрації по санітарним нормам	Напрямок дії	Нормативні, корекційовані по частоті та еквівалентні корекційовані значення			
		Віброприскорення		Віброшвидкість	
		$\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$	ДБ	$\text{м} \cdot \text{с}^{-2} \cdot 10^{-2}$	ДБ
Загальна	Z_o, Y_o, X_o	0,1	100	0,2	92

Для зменшення дії вібрацій на працюючих проектом передбачено: динамічне погашення вібрації – приєднання до захисного об'єкту системи, реакції якої зменшують розмах вібрації об'єкта в точках приєднання системи; зміна конструктивних елементів машин; застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці, вкладиші і прокладки, віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

10.2.5 Фактори трудового процесу

Робота електротехнічного персоналу є достатньо складною і потребує різних навичок та характеристик працюючого, тому і впливи від робіт різні і визначаються за Державними санітарними нормами та правилами «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу» [19].

Важкість праці визначається за дод. 15 [18], звідки видно, що даний вид робіт за показниками важкості умов праці характеризується як допустимі умови праці.

- енергозатрати організму: при регіональному навантаженні (з переважною участю м'язів рук та плечового суглоба) – до 7800;

- загальні енергозатрати організму, Вт – до 290;

- робоча поза: періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) та/або фіксованій позі (неможливість зміни взаєморозташування різних частин тіла відносно одна одної);

- нахили тулуба (вимушені, більше 30°), кількість за зміну: 51-100;

Напруженість праці визначається за дод. 16 [20], робота відноситься до інтелектуальної, і має наступні характеристики:

- зміст роботи: відсутня необхідність прийняття рішення;

- сенсорні навантаження : 51-75;

- розмір об'єкта розрізнення (при відстані від очей працюючого до об'єкта розрізнення не більше 0,5 м), мм, % часу зміни: 5,0-1,1 мм більше 50% часу;

- тривалість робочого дня, год. – 8 годин;

- змінність роботи - однозмінна робота (без нічної зміни).

Дані характеристики вказуються на те, що за напруженістю робота інженера-проектувальника (цивільне будівництво), який здійснює чисельне моделювання перерозподілу зусиль між елементами кушового пальового фундаменту в залежності від кількості паль відноситься до другого класу з допустимими умовами напруженості праці (напруженість праці середнього ступеня).

10.3 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження безпеки роботи асинхронних машин в умовах впливу загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

На території нашої області можливе виникнення надзвичайних ситуацій як техногенного так і природного характеру, що можуть нести негативний вплив на роботу електричної системи. Найзагрозливішим для електричної системи може бути дія електромагнітного імпульсу та сейсмічних хвиль.

Дія механічних факторів землетрусу на об'єкт характеризується складним комплексом. Значення їх залежить в основному від потужності і тривалості землетрусу, відстані до об'єкту, конструкції та розмірів елементів об'єкта тощо.

Результатом дії сейсмічних хвиль є землетрус, що призводить до руйнування будівель, ліній електропередач, електричних апаратів і машин, а також дамб водосховища тощо. Це може призвести до важких аварій в самі електричні мережі. У зв'язку з чим порушується електропостачання електроенергією важливих промислових об'єктів. Щоб запобігти шкідливим, наслідкам виконують розрахунки по стійкості роботи об'єктів чи обладнання, визначають коефіцієнт захисту даного об'єкта.

ЕМІ може поширюватись на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях, здійснюючи вплив на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають свої значення як вражаючі фактори. Також може виникнути в лініях зв'язку, енергопостачання, систем обчислювальних машин, напруги, що можуть викликати пробій ізоляції елементів апаратури і пристроїв, підключених до повітряних і підземних ліній. Ступінь пошкоджень залежить від наведеного імпульсу напруги чи струму і електричної міцності обладнання.

10.3.1 Визначення області працездатності фрагменту електричної мережі в умовах дії сейсмічних хвиль

До основних елементів об'єкта від яких залежить його функціонування є трансформатори, генератори, відкриті розподільчі пристрої, релейний захист та автоматика, повітряні та кабельні лінії електропередачі, електричні апарати.

По таблиці (1.1)[22], для кожного елемента визначаємо границю стійкості при яких він отримує середні руйнування. Дані заносимо в таблицю 10.5

Таблиця 10.5 - Границі стійкості кожного елемента електричної мережі

№	Елементи ЕМ	$\Delta P_{\text{фігран}}, \text{кПа}$	$\Delta P_{\text{фгран}}, \text{кПа}$
1	Опори ПЛ	10	10
2	Портальні опори	10	
3	Кабельна мережа	30	
4	Вимикачі	15	
5	Роз'єднувачі, розрядники, обмежувачі перенапруги	15	
6	Вимірювальні трансформатори (трансформатори струму та напруги)	20	
7	Релейний захист та автоматика	50	
8	Генератори	40	
9	Силові трансформатори	20	
10	Відкриті розподільчі пристрої	35	

Границя стійкості об'єкта в цілому складає 10 кПа. Найбільш уразливий елемент ЕМ – опори повітряних ліній. Початку середніх руйнувань відповідає інтенсивність землетрусу $I = 7,3$ б.

Прийmemo що електрична система знаходиться на відстані від епіцентру землетрусу $R = 170$ км, $h = 190$ км. В інших випадках значення магнітуди буде інше.

Допустима потужність землетрусу, б;

$$I_R = 1,5 \cdot M - 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3; \quad (10.1)$$

$$M = (I_R + 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3) / 1,5; \quad (10.2)$$

$$M = (7,3 + 3,5 \lg \sqrt{170^2 + 190^2} + 3) / 1,5 = 5,9(6).$$

Електрична система буде стійко працювати в діапазоні зміни магнітуди від 0 до 5,9 балів за шкалою Ріхтера.

10.3.2 Визначення області працездатності фрагменту електричної мережі в умовах дії ЕМІ

Електромагнітний імпульс це небезпечний вражаючий фактор від будь-яких інших джерел ЕМІ (наприклад блискавки, спеціальної електромагнітної зброї, короткого замикання в обладнанні великої потужності і т.д.).

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

Дані про елементи ЕС наведені в таблиці 10.6.

Таблиця 10.6 – Дані про елементи фрагменту електричної мережі

Елемент	U _ж , В	Li, м	N, %
Вимикач	12	0,4	10
Вимірювальний трансформатор	48	0,25	15
Силовий трансформатор	24	0,3	15

Визначаємо допустиму напругу:

$$U_{\text{Д}} = U_{\text{Ж}} + \frac{U_{\text{Ж}}}{100} \cdot N; \quad (10.3)$$

$$U_{\text{Д1}} = 12 + \frac{12}{100} \cdot 10 = 13,2(\text{В});$$

$$U_{\text{Д2}} = 48 + \frac{48}{100} \cdot 15 = 55,2(\text{В});$$

$$U_{\text{Д3}} = 24 + \frac{24}{100} \cdot 15 = 27,6(\text{В}).$$

В якості показника стійкості елементів системи до дії електромагнітного імпульсу використовується коефіцієнт безпеки, який визначається відношенням гранично допустимої напруги $U_{\text{Д}}$ до наведеної, тобто створеної ЕМІ в даних умовах $U_{\text{Е}}$, який вимірюється у децибелах:

$$K_{\text{Б}} = 20 \cdot \lg \cdot \frac{U_{\text{Д}}}{U_{\text{Е}}}(\text{дБ}). \quad (10.4)$$

Для нормальної роботи елементів необхідно, щоб виконувалась умова:

$$K_{\text{Б}} \geq 40(\text{дБ}).$$

$$U_{\text{Г}} = \frac{U_{\text{Д}}}{10^{\frac{K}{20}}}(\text{дБ}); \quad (10.5)$$

$$U_{\text{Г1}} = \frac{13,2}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,132(\text{В});$$

$$U_{\text{Г2}} = \frac{55,2}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,552(\text{В});$$

$$U_{\Gamma 3} = \frac{27,6}{10^{\frac{40}{20}}} = 0,276(B).$$

Напруженість електричного поля для вертикальної складової знаходимо з формули [18]:

$$U_1 = \frac{E_B \cdot L_{\Gamma}}{\eta} (B). \quad (10.6)$$

де $\eta=1$ – коефіцієнт екранування лінії.

$$E_B = \frac{U_1}{L_{\Gamma}}; \quad (107)$$

$$E_{B1} = \frac{0,132}{0,4} = 0,33(B / м);$$

$$E_{B2} = \frac{0,552}{0,25} = 2,21(B / м);$$

$$E_{B3} = \frac{0,276}{0,3} = 0,92(B / м).$$

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

Основними напрямками по підвищенню стійкості роботи електричної мережі є:

1. Встановлення анкерних опор в сейсмічно небезпечних зонах які сприймають навантаження від поперечних складових тяжіння проводів і тросів.
2. Встановлення захисних екранів й захисних пристроїв які значною мірою знижують параметри електромагнітного імпульсу в екранованій області.
3. Використання захисних та іскрових розрядників і плавких запобіжників.
4. Встановлення грозозахисних пристроїв – блискавковідводів, які складаються з блискавко приймачів і струмовідвідних спусків; встановлення спеціальних пристроїв захисту від імпульсних перенапруг .
5. Використання симетричних двопровідних ліній в електричних мережах.
6. Встановлення на електричних станціях сучасних систем захисту і попередження аварійних ситуацій.

Необхідно проводити захист населення і територій від НС техногенного та природного характеру на принципах:

- пріоритетності завдань, спрямованих на рятування життя та збереження здоров'я людей і довкілля;
- безумовного надання переваги раціональній та превентивній безпеці;
- вільного доступу населення до інформації щодо захисту населення і територій від НС техногенного та природного характеру;
- особистої відповідальності та піклування громадян про власну безпеку, неухильного дотримання ними правил поведінки та дій у НС техногенного та природного характеру;
- обов'язковості завчасної реалізації заходів, спрямованих на запобігання виникненню НС техногенного та природного характеру та мінімізацію їх негативних психосоціальних наслідків;
- урахування економічних, природних та інших особливостей територій і ступеня реальної небезпеки виникнення НС техногенного та природного характеру;

- максимально можливого, ефективного і комплексного використання наявних сил і засобів, які призначені для запобігання НС техногенного та природного характеру і реагування на них.

Висновки: отже, було визначено область працездатності електричної мережі в умовах дії сейсмічних коливань та електромагнітного імпульсу. В ході розрахунків було отримано такі показники:

- В умовах дії сейсмічних хвиль електрична мережа буде нормально працювати в діапазоні зміни магнітуди від 0 до 5,9 балів за шкалою Ріхтера.

- Елементи мережі здатні працювати в умовах дії електромагнітного імпульсу при таких напруженостях вертикальної складової електричного поля: вимикач до 0,33 В/м, вимірювальний трансформатор до 2,21 В/м, силовий трансформатор до 0,92 В/м.

Також в даному розділі проаналізовано основні шкідливі фактори сейсмічних коливань та ЕМІ, можливі наслідки їх дій на електричну мережу, розроблено методи по підвищенню стійкості роботи ЕМ та захисту населення.

ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 901, 902 та 903) та СЕС (вузол 903). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

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

Для нових ПС (901, 902, 903) 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 проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла Чечельник (вузол 8), 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 – 3,96 МВт при сумарній активній потужності генерації 112,1 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 209 482,739 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.142)$ близький до $E_a'(0.2)$ та швидкий термін окупності 7.1 років.

В роботі також розглядалося питання захисту проводів повітряних ліній від вібрацій. Розглянуто явище галопування проводів і тросів, а також заходи боротьби з ожеледдю та вібрацією проводів і тросів. Також в магістерській кваліфікаційній роботі розглядалося питання охорони праці та безпека 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. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. 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.
12. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навч. посібник / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – Київ.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216

с. – ISBN 978-966-622-453-1.

13. Крижов Г.П. Ожеледно-вітрові навантаження, галопування проводів повітряних ліній електропередавання та боротьба з ними: довідково-метод. посібник / Г.П. Крижов, Т.Є. Удод, Г.І. Гримуд. – Київ.: «ДП НТУКЦ Аселенерго», 2010. – 456 с. – ISBN 978-966-2003-65-9.

14. СОУ 45.2-00100227-24:2010 Захист проводів і тросів повітряних ліній електропередавання від вітрових коливань (вібрації, галопування, субколивань).

15. Копач Б.О., Мартиненко І.В., Сікорська О.В. Дослідження особливостей функціонування цифрових підстанцій / Матеріали ІІІ науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ, Вінниця, 2024. Режим доступу: <https://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/41505/150678.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

16. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.

17. 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.

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

19. 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>

20. 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

21. 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 дослідженням захисту проводів повітряних ліній від вібрацій

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>Мартиненко І.В.</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 ДОСЛІДЖЕННЯМ
ЗАХИСТУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ВІД ВІБРАЦІЙ
08-21.МКР.010.00.003 ТЗ

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

Студентка групи ЕСМ-22мз
_____ Мартиненко І.В.

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій.

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 дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій;

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.	Дослідження захисту проводів повітряних ліній від вібрацій	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: 5600.0 ГОД

ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 104.624 МВт / 916.511 МЛН.КВТ*Г

ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 99.790 МВт / 874.160 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 3.947 МВт / 17.046 МЛН.КВТ*Г

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

СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 3.947 МВт / 17.046 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.531 МВт / 4.648 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.393 МВт / 1.697 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.923 МВт / 6.345 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 4.870 МВт / 23.391 МЛН.КВТ*Г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N ВУЗЛА	НАЗВА	РНАВ, МВТ	QНАВ, МВАР	U, КВ	ФАЗА, ГРАД
100	ЛАДИЖИНСЬКА ТЕС	-93.224	-57.686	110.000	0.00
1	ЛУКАШІВКА	0.000	0.000	109.073	-0.27
2	ТРОСТЯНЕЦЬ	0.000	0.000	105.952	-1.17
3	СОКОЛІВКА	0.000	0.000	103.808	-1.85
4	КРИЖОПІЛЬ	0.000	0.000	102.794	-2.17
5	ПІЩАНКА	0.000	0.000	101.056	-2.71
6	ПОПЕЛЮХИ ТЯГА	0.000	0.000	100.602	-2.84
7	ЛУГИ	0.000	0.000	101.246	-2.66
8	ЧЕЧЕЛЬНИК	0.000	0.000	101.640	-2.52
9	БЕРШАДЬ	-5.000	-3.000	104.045	-1.72
11	ГЛИВОЧОК	0.000	0.000	106.841	-1.01
10	СУМІВКА	0.000	0.000	105.538	-1.33
12	ФЕРМ 3-Д	0.000	0.000	109.614	-0.11
13	СУВОРІВКА	0.000	0.000	105.339	-1.37
14	ВАПНЯРКА ТЯГА	0.000	0.000	103.717	-1.86
15	ВАПНЯРКА	0.000	0.000	103.391	-1.97
200	ГЛИВОЧОК ГЕС	-6.400	-3.100	35.477	-2.03
201	ТРОСТЯНЕЦЬ-35	0.000	0.000	34.183	-3.22
202	ОВОДІВКА	0.000	0.000	33.359	-3.73
205	ЦИБУЛІВКА	0.000	0.000	32.888	-4.02
206	ЖАБОКРИЧ	0.000	0.000	32.634	-4.23
207	КРИКЛИВЕЦЬ	0.000	0.000	32.871	-4.17
204	БЕРШАДЬ-35	0.000	0.000	37.348	-6.11
203	БАЛАНІВКА	0.000	0.000	37.037	-6.39
208	ЧОРНОМИН	0.000	0.000	32.693	-4.83
401		0.000	0.000	37.502	-6.01
209	МОЛОКОЗАВОД	0.000	0.000	37.501	-6.01
210	МИХАЙЛІВКА	0.000	0.000	37.120	-6.37
211	ОЛЬГОПІЛЬ	0.000	0.000	36.766	-6.56
212	СТРАТІЇВКА	0.000	0.000	36.744	-6.58
110		2.310	1.190	10.156	-2.70
21101		0.000	0.000	102.589	-3.30
2351		0.000	0.000	34.337	-3.28
2101		4.930	2.670	9.694	-4.38
21102		0.000	0.000	102.589	-3.30
2352		0.000	0.000	34.337	-3.28
2102		0.000	0.000	9.694	-4.38
310		2.940	1.670	9.516	-5.31
41101		0.000	0.000	100.998	-3.72
4101		4.830	2.600	9.593	-4.36
4351		0.000	0.000	33.802	-3.71
41102		0.000	0.000	100.992	-3.72
4352		0.000	0.000	33.802	-3.71
4102		0.000	0.000	9.594	-4.36
51101		0.000	0.000	98.847	-4.64
5351		0.000	0.000	33.053	-4.61
5101		4.720	2.800	9.426	-4.73
51102		0.000	0.000	98.678	-4.77
5352		0.000	0.000	33.053	-4.61
5102		0.000	0.000	9.426	-4.73

61101	0.000	0.000	98.983	-4.19
6351	0.000	0.000	33.138	-4.19
6101	13.650	8.460	9.372	-5.03
61102	0.000	0.000	98.983	-4.19
6352	0.000	0.000	33.138	-4.19
6102	0.000	0.000	9.373	-5.04
710	2.310	1.190	9.383	-5.49
8110	0.000	0.000	110.906	-6.18
835	0.000	0.000	37.011	-6.44
810	5.980	3.230	10.594	-6.14
91101	0.000	0.000	113.104	-5.88
9351	0.000	0.000	37.759	-5.81
9101	4.300	2.090	10.850	-5.37
91102	0.000	0.000	113.576	-5.40
9352	0.000	0.000	37.759	-5.81
9102	0.000	0.000	10.850	-5.37
1010	3.250	1.850	9.641	-5.05
111101	0.000	0.000	105.935	-2.02
11351	0.000	0.000	35.474	-2.03
11101	3.150	1.850	10.036	-2.81
111102	0.000	0.000	105.936	-2.02
11352	0.000	0.000	35.474	-2.03
11102	0.000	0.000	10.037	-2.81
1210	9.130	4.930	9.746	-2.53
13110	0.000	0.000	100.802	-4.88
1310	2.940	1.670	9.397	-7.03
1335	0.000	0.000	33.747	-4.88
141101	0.000	0.000	102.231	-3.06
14101	13.020	8.060	9.690	-3.82
141102	0.000	0.000	102.231	-3.06
14102	0.000	0.000	9.691	-3.82
1510	2.830	1.610	9.490	-5.32
201101	1.680	0.960	10.619	-4.12
201102	0.000	0.000	10.619	-4.12
202101	1.570	0.810	10.400	-4.41
202102	0.000	0.000	10.400	-4.41
203101	1.150	0.620	11.531	-7.10
203102	0.000	0.000	11.531	-7.10
204101	2.620	1.490	11.628	-6.86
204102	0.000	0.000	11.628	-6.86
20510	1.990	1.190	10.007	-6.35
20610	1.890	1.180	9.930	-6.48
207101	1.260	0.640	10.202	-5.16
207102	0.000	0.000	10.202	-5.16
20810	1.680	0.900	10.022	-6.83
20910	1.570	0.640	11.623	-7.43
210101	1.260	0.640	11.557	-7.14
210102	0.000	0.000	11.557	-7.14
211101	1.470	0.910	11.398	-7.47
211102	0.000	0.000	11.398	-7.47
21210	1.360	0.730	11.369	-7.85
14271	0.000	0.000	24.445	-3.06
14272	0.000	0.000	24.445	-3.06
101	0.000	0.000	106.004	-1.15
102	0.000	0.000	105.915	-1.18
103	0.000	0.000	109.653	-0.10
104	0.000	0.000	103.391	-1.97

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N ПОЧАТКУ	N КІНЦЯ	РП,МВТ	QP,МВАР	PK,МВТ	QK,МВАР	DP,МВТ	DQ,МВАР	I, KA	DU, KB
100	1	26.847	17.088	26.700	16.819	0.146	0.268	0.167	0.928
1	101	24.373	16.057	23.925	15.238	0.446	0.816	0.154	3.089
101	2	23.925	15.704	23.917	15.690	0.008	0.014	0.156	0.053
2	102	18.012	10.603	18.008	10.596	0.004	0.007	0.114	0.038
102	3	18.008	11.032	17.775	10.606	0.232	0.425	0.115	2.139
3	4	14.811	9.271	14.717	9.099	0.094	0.171	0.097	1.034
4	5	15.153	9.706	14.986	9.401	0.166	0.304	0.101	1.777
5	6	8.502	5.580	8.477	5.535	0.025	0.045	0.058	0.466
6	7	-5.252	-3.550	-5.274	-3.590	0.022	0.040	-0.036	-0.660
7	8	-7.601	-4.449	-7.621	-4.485	0.019	0.035	-0.050	-0.404
8	9	-14.727	-8.441	-14.952	-8.853	0.224	0.410	-0.096	-2.457
9	10	-22.896	-13.329	-23.135	-13.674	0.237	0.344	-0.147	-1.511
10	11	-26.412	-15.525	-26.649	-15.868	0.236	0.341	-0.167	-1.315
11	100	-28.998	-16.497	-29.551	-17.508	0.551	1.007	-0.180	-3.175
11	111101	0.897	0.402	0.896	0.383	0.001	0.019	0.005	0.955
111101	11351	-0.323	-0.354	-0.323	-0.354	0.000	0.000	-0.003	-0.025
11351	200	-0.834	-0.917	-0.835	-0.917	0.000	0.000	-0.020	-0.003
200	201	5.561	2.212	5.402	2.020	0.159	0.191	0.097	1.325
201	2351	-0.915	-1.735	-0.920	-1.741	0.006	0.007	-0.033	-0.152
21101	2351	0.461	0.865	0.461	0.865	0.000	0.000	0.006	0.021

2	21101	2.935	2.449	2.928	2.264	0.007	0.184	0.021	3.512
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.063	0.016	1.363
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.167	-0.000
21102	2102	2.468	1.396	2.464	1.332	0.004	0.063	0.016	1.361
2	21102	2.935	2.449	2.928	2.264	0.007	0.184	0.021	3.512
21102	2352	0.460	0.868	0.460	0.868	0.000	0.000	0.006	0.021
2352	2351	0.460	0.868	0.460	0.868	0.000	0.000	0.016	0.000
201	202	4.622	2.743	4.534	2.637	0.088	0.106	0.091	0.841
202	205	2.950	1.755	2.917	1.716	0.033	0.039	0.059	0.481
205	206	0.910	0.415	0.905	0.408	0.005	0.007	0.018	0.263
206	207	-1.002	-0.873	-1.008	-0.880	0.006	0.007	-0.023	-0.239
207	4351	-2.279	-1.543	-2.331	-1.605	0.052	0.062	-0.048	-0.948
41101	4351	0.598	0.401	0.597	0.401	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.025	1.249	2.023	1.173	0.003	0.076	0.013	1.935
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.778
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.403	-1.848	0.000	0.000	-0.233	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.403	1.848	0.002	0.051	0.022	0.769
4	41102	5.145	3.263	5.140	3.067	0.005	0.194	0.034	1.940
41102	4352	1.734	1.168	1.733	1.168	0.001	0.000	0.012	0.024
4352	4351	1.733	1.168	1.733	1.168	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.453
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.013	0.453
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.292
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.516	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.292
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.428
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.427
11351	11352	0.511	0.564	0.511	0.564	0.000	0.000	0.012	0.000
111102	11352	-0.511	-0.564	-0.511	-0.564	0.000	0.000	-0.004	-0.025
11	111102	1.423	0.639	1.422	0.609	0.001	0.030	0.008	0.955
111102	11102	1.933	1.173	1.931	1.135	0.002	0.038	0.012	1.063
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.129	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.024	0.008	1.064
9	91101	5.410	3.292	5.391	2.765	0.020	0.525	0.035	4.991
91101	9351	6.793	3.121	6.770	3.121	0.023	0.000	0.038	0.301
9351	9352	-1.761	-1.562	-1.761	-1.562	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.762	1.585	1.761	1.562	0.001	0.023	0.012	0.864
9	91102	7.491	4.700	7.471	4.043	0.020	0.655	0.049	4.496
91102	9102	5.709	2.458	5.701	2.458	0.008	0.000	0.032	0.130
9102	9101	5.701	2.458	5.700	2.458	0.000	0.000	0.330	0.001
91101	9101	-1.402	-0.356	-1.403	-0.369	0.001	0.013	-0.007	-0.427
9351	401	4.556	2.446	4.534	2.413	0.022	0.032	0.079	0.269
401	210	2.953	1.716	2.933	1.680	0.019	0.036	0.052	0.404
210	211	1.662	1.003	1.649	0.988	0.012	0.015	0.030	0.366
211	212	0.166	0.035	0.166	0.035	0.000	0.000	0.003	0.024
212	835	-1.204	-0.727	-1.211	-0.735	0.007	0.008	-0.022	-0.276
8110	835	1.079	0.677	1.079	0.669	0.000	0.007	0.007	0.407
8	8110	7.084	4.527	7.066	3.904	0.018	0.620	0.048	4.511
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.396
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.033	-0.000
203	203102	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.395
835	203	-0.132	0.006	-0.132	0.006	0.000	0.000	-0.002	-0.029
203	204	-1.294	-0.608	-1.302	-0.619	0.008	0.011	-0.022	-0.329
204	9351	-3.943	-2.217	-3.974	-2.262	0.031	0.045	-0.070	-0.429
204	204101	1.311	0.769	1.309	0.745	0.002	0.024	0.023	0.400
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.075	-0.000
204	204102	1.312	0.768	1.309	0.744	0.002	0.024	0.023	0.400
211	211101	0.737	0.473	0.734	0.455	0.003	0.018	0.014	0.565
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.044	-0.000
211	211102	0.737	0.473	0.735	0.455	0.003	0.018	0.014	0.565
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.016	0.015	0.402
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.402
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.353	6.831	4.209	0.006	0.144	0.047	1.106
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.493	0.001
61101	6101	6.817	4.390	6.811	4.245	0.006	0.144	0.047	1.113
6	61101	6.832	4.604	6.826	4.371	0.006	0.232	0.047	1.759
6	61102	6.833	4.605	6.827	4.372	0.006	0.232	0.047	1.759
5	51101	2.426	1.519	2.422	1.405	0.004	0.114	0.016	2.421
51101	5351	2.222	1.061	2.218	1.061	0.003	0.000	0.014	0.114
5351	5352	0.511	0.067	0.511	0.067	0.000	0.000	0.009	0.000
51102	5352	-0.511	-0.066	-0.511	-0.067	0.000	0.001	-0.003	-0.073
5	51102	4.020	2.593	4.014	2.389	0.006	0.203	0.027	2.607
51102	5102	4.525	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5102	5101	4.517	2.455	4.517	2.455	0.000	0.000	0.314	0.000
51101	5101	0.200	0.344	0.200	0.343	0.000	0.001	0.002	0.310
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000

141102	14102	6.520	4.133	6.515	4.010	0.005	0.122	0.044	0.992
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.455	0.001
141101	14101	6.502	4.167	6.497	4.045	0.005	0.122	0.044	0.999
14	141101	6.515	4.348	6.511	4.150	0.005	0.197	0.044	1.577
14	141102	6.516	4.348	6.511	4.150	0.005	0.197	0.044	1.577
4	104	-7.648	-4.498	-7.677	-4.550	0.029	0.052	-0.050	-0.610
104	14	-10.530	-6.074	-10.551	-6.113	0.021	0.039	-0.068	-0.332
14	13	-23.652	-14.896	-23.892	-15.334	0.239	0.436	-0.155	-1.647
13	103	-26.862	-16.682	-27.571	-17.978	0.706	1.292	-0.173	-4.343
103	100	-36.751	-22.952	-36.826	-23.090	0.075	0.137	-0.228	-0.347
7	710	2.319	1.344	2.309	1.189	0.010	0.154	0.015	3.485
212	21210	1.364	0.771	1.359	0.730	0.005	0.042	0.025	0.666
209	20910	1.574	0.688	1.569	0.640	0.005	0.048	0.026	0.622
205	20510	2.002	1.311	1.989	1.189	0.014	0.121	0.042	1.161
5351	208	1.708	1.012	1.693	0.994	0.015	0.018	0.035	0.369
208	20810	1.688	0.981	1.679	0.899	0.009	0.082	0.034	0.913
10	1010	3.268	2.152	3.248	1.849	0.020	0.302	0.021	5.102
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.137
206	20610	1.902	1.293	1.889	1.179	0.013	0.114	0.041	1.149
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.027	0.001
13	13110	2.959	2.091	2.948	1.824	0.010	0.266	0.020	4.873
13110	1310	2.948	1.824	2.938	1.669	0.010	0.155	0.020	2.933
13110	1335	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
104	15	2.853	1.902	2.853	1.902	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.846	2.828	1.609	0.016	0.236	0.019	4.539
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.452	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.985
3	310	2.955	1.923	2.938	1.669	0.017	0.253	0.020	4.696
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.004

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.605 МВт / 1012.697 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.030 МВт / 972.623 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.691 МВт / 15.942 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.691 МВт / 15.942 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.483 МВт / 4.234 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.432 МВт / 1.865 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.915 МВт / 6.100 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.606 МВт / 22.042 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-85.495	-53.747	105.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	104.073	-0.28
2	Тростянець	0.000	0.000	100.967	-1.20
3	Соколівка	0.000	0.000	98.870	-1.89
4	Крижопіль	0.000	0.000	97.896	-2.21
5	Піщанка	0.000	0.000	96.399	-2.70
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	96.072	-2.80
7	Луги	0.000	0.000	97.091	-2.49
8	Чечельник	0.000	0.000	98.086	-2.13
9	Бершадь	-5.000	-3.000	99.863	-1.53
11	Глибочок	0.000	0.000	102.225	-0.92
10	Сумівка	0.000	0.000	101.105	-1.21
12	Ферм 3-д	0.000	0.000	104.607	-0.11
13	Суворівка	0.000	0.000	100.318	-1.42
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	98.705	-1.92
15	Вапнярка	0.000	0.000	98.408	-2.03
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	33.874	-2.09
201	Тростянець-35	0.000	0.000	32.475	-3.41
202	Ободівка	0.000	0.000	31.608	-3.96
205	Цибулівка	0.000	0.000	31.114	-4.28
206	Жабокрич	0.000	0.000	30.856	-4.51
207	Крикливець	0.000	0.000	31.116	-4.43
204	Вершадь-35	0.000	0.000	35.718	-6.23
203	Баланівка	0.000	0.000	35.432	-6.51
208	Чорномин	0.000	0.000	31.069	-5.04
401		0.000	0.000	35.870	-6.12
209	Молокозавод	0.000	0.000	35.870	-6.12
210	Михайлівка	0.000	0.000	35.489	-6.50
211	Ольгопіль	0.000	0.000	35.147	-6.70
212	Стратіївка	0.000	0.000	35.148	-6.72
110		2.310	1.190	9.663	-2.96
21101		0.000	0.000	97.473	-3.50
2351		0.000	0.000	32.625	-3.48
2101		4.930	2.670	9.198	-4.71
21102		0.000	0.000	97.473	-3.50
2352		0.000	0.000	32.625	-3.48
2102		0.000	0.000	9.198	-4.71
310		2.940	1.670	9.018	-5.73
41101		0.000	0.000	95.977	-3.94
4101		4.830	2.600	9.109	-4.65
4351		0.000	0.000	32.120	-3.92

41102	0.000	0.000	95.970	-3.93
4352	0.000	0.000	32.120	-3.92
4102	0.000	0.000	9.110	-4.65
51101	0.000	0.000	94.062	-4.83
5351	0.000	0.000	31.449	-4.79
5101	4.720	2.800	8.967	-4.92
51102	0.000	0.000	93.886	-4.97
5352	0.000	0.000	31.449	-4.79
5102	0.000	0.000	8.968	-4.93
61101	0.000	0.000	94.366	-4.28
6351	0.000	0.000	31.592	-4.28
6101	13.650	8.460	8.925	-5.21
61102	0.000	0.000	94.366	-4.28
6352	0.000	0.000	31.592	-4.28
6102	0.000	0.000	8.926	-5.21
710	2.310	1.190	8.971	-5.59
8110	0.000	0.000	106.392	-6.21
835	0.000	0.000	35.457	-6.55
810	5.980	3.230	10.162	-6.16
91101	0.000	0.000	108.249	-5.98
9351	0.000	0.000	36.131	-5.90
9101	4.300	2.090	10.384	-5.44
91102	0.000	0.000	108.714	-5.48
9352	0.000	0.000	36.131	-5.90
9102	0.000	0.000	10.385	-5.45
1010	3.250	1.850	9.193	-5.27
111101	0.000	0.000	101.152	-2.08
11351	0.000	0.000	33.872	-2.09
11101	3.150	1.850	9.574	-2.95
111102	0.000	0.000	101.153	-2.08
11352	0.000	0.000	33.872	-2.09
11102	0.000	0.000	9.574	-2.95
1210	9.130	4.930	9.274	-2.78
13110	0.000	0.000	95.459	-5.31
1310	2.940	1.670	8.870	-7.71
1335	0.000	0.000	31.958	-5.31
141101	0.000	0.000	97.134	-3.25
14101	13.020	8.060	9.198	-4.09
141102	0.000	0.000	97.134	-3.26
14102	0.000	0.000	9.199	-4.09
1510	2.830	1.610	8.989	-5.75
201101	1.680	0.960	10.075	-4.40
201102	0.000	0.000	10.075	-4.41
202101	1.570	0.810	9.845	-4.73
202102	0.000	0.000	9.846	-4.73
203101	1.150	0.620	11.022	-7.29
203102	0.000	0.000	11.022	-7.29
204101	2.620	1.490	11.110	-7.04
204102	0.000	0.000	11.111	-7.04
20510	1.990	1.190	9.428	-6.90
20610	1.890	1.180	9.350	-7.03
207101	1.260	0.640	9.643	-5.55
207102	0.000	0.000	9.643	-5.55
20810	1.680	0.900	9.497	-7.25
20910	1.570	0.640	11.102	-7.67
210101	1.260	0.640	11.040	-7.35
210102	0.000	0.000	11.040	-7.35
211101	1.470	0.910	10.882	-7.70
211102	0.000	0.000	10.882	-7.70
21210	1.360	0.730	10.858	-8.10
14271	0.000	0.000	23.227	-3.26
14272	0.000	0.000	23.227	-3.26
101	0.000	0.000	101.019	-1.18
102	0.000	0.000	100.931	-1.21
103	0.000	0.000	104.647	-0.11
104	0.000	0.000	98.408	-2.03
902	8.380	4.530	97.014	-2.53
903	-18.710	-9.590	98.270	-2.03
901	2.860	1.390	98.046	-2.16

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	25.400	16.455	25.254	16.188	0.145	0.266	0.166	0.928
1	101	22.927	15.362	22.487	14.558	0.438	0.801	0.153	3.074
101	2	22.487	14.981	22.480	14.967	0.007	0.014	0.154	0.052
2	102	16.698	9.938	16.695	9.931	0.004	0.007	0.111	0.037
102	3	16.695	10.327	16.473	9.921	0.221	0.404	0.112	2.092
3	4	13.508	8.503	13.421	8.345	0.086	0.158	0.093	0.993
4	5	12.431	7.960	12.307	7.734	0.123	0.225	0.087	1.531
5	6	5.822	3.841	5.809	3.817	0.013	0.023	0.042	0.335
6	7	-7.917	-5.356	-7.971	-5.455	0.054	0.099	-0.057	-1.042
7	8	-18.677	-10.610	-18.801	-10.837	0.123	0.226	-0.128	-1.019
8	9	-10.320	-6.132	-10.441	-6.353	0.120	0.220	-0.071	-1.809
9	10	-18.154	-10.747	-18.318	-10.984	0.163	0.237	-0.122	-1.255
10	11	-21.596	-12.890	-21.770	-13.142	0.173	0.251	-0.143	-1.129
11	100	-24.241	-13.952	-24.666	-14.729	0.423	0.774	-0.158	-2.788
11	111101	0.945	0.459	0.944	0.435	0.001	0.024	0.006	1.126
111101	11351	-0.275	-0.305	-0.275	-0.305	0.000	0.000	-0.002	-0.023
11351	200	-0.711	-0.789	-0.711	-0.789	0.000	0.000	-0.018	-0.002
200	201	5.685	2.338	5.500	2.115	0.184	0.221	0.105	1.434
201	2351	-0.792	-1.655	-0.798	-1.662	0.006	0.007	-0.033	-0.148
21101	2351	0.400	0.825	0.399	0.825	0.000	0.000	0.005	0.019
2	21101	2.875	2.429	2.867	2.231	0.007	0.197	0.021	3.654
21101	2101	2.467	1.406	2.463	1.336	0.004	0.070	0.017	1.448
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.176	-0.000
21102	2102	2.469	1.403	2.464	1.332	0.004	0.070	0.017	1.445
2	21102	2.875	2.429	2.867	2.231	0.007	0.197	0.021	3.654
21102	2352	0.399	0.828	0.398	0.828	0.000	0.000	0.005	0.019
2352	2351	0.398	0.828	0.398	0.828	0.000	0.000	0.016	0.000
201	202	4.599	2.756	4.502	2.639	0.097	0.116	0.095	0.885
202	205	2.919	1.759	2.883	1.716	0.036	0.043	0.062	0.505
205	206	0.874	0.398	0.868	0.391	0.006	0.007	0.018	0.267
206	207	-1.039	-0.905	-1.047	-0.914	0.007	0.009	-0.026	-0.262
207	4351	-2.317	-1.581	-2.377	-1.654	0.060	0.072	-0.052	-1.022
41101	4351	0.611	0.415	0.611	0.415	0.000	0.000	0.004	0.032
4	41101	2.039	1.275	2.036	1.189	0.003	0.086	0.014	2.073
41101	4101	1.425	0.774	1.424	0.750	0.002	0.024	0.010	0.825
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.245	-0.000
41102	4102	3.406	1.905	3.404	1.848	0.002	0.057	0.023	0.816
4	41102	5.179	3.331	5.173	3.111	0.006	0.219	0.036	2.079
41102	4352	1.767	1.206	1.767	1.206	0.001	0.000	0.013	0.026
4352	4351	1.767	1.206	1.767	1.206	0.000	0.000	0.038	0.000
207	207101	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.483
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.042	-0.000
207	207102	0.632	0.337	0.630	0.320	0.002	0.017	0.013	0.483
202	202101	0.612	0.320	0.611	0.309	0.001	0.011	0.013	0.311
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.063	-0.000
202	202102	0.960	0.517	0.958	0.500	0.002	0.017	0.020	0.311
201	201101	0.842	0.501	0.839	0.480	0.002	0.021	0.017	0.453
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.055	-0.000
201	201102	0.842	0.500	0.840	0.480	0.002	0.021	0.017	0.453
11351	11352	0.436	0.485	0.436	0.485	0.000	0.000	0.011	0.000
111102	11352	-0.436	-0.485	-0.436	-0.485	0.000	0.000	-0.004	-0.022
11	111102	1.499	0.730	1.498	0.692	0.001	0.038	0.009	1.126
111102	11102	1.933	1.177	1.931	1.135	0.003	0.041	0.013	1.118
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.135	0.000
111101	11101	1.219	0.740	1.217	0.714	0.002	0.026	0.008	1.119
9	91101	5.307	3.236	5.286	2.685	0.020	0.549	0.036	5.086
91101	9351	6.634	3.009	6.610	3.009	0.024	0.000	0.039	0.307
9351	9352	-1.689	-1.493	-1.689	-1.493	0.000	0.000	-0.036	-0.000
91102	9352	1.691	1.516	1.689	1.493	0.001	0.023	0.012	0.865
9	91102	7.366	4.633	7.345	3.943	0.021	0.688	0.050	4.596
91102	9102	5.655	2.426	5.646	2.426	0.009	0.000	0.033	0.135
9102	9101	5.646	2.426	5.646	2.426	0.000	0.000	0.341	0.001
91101	9101	-1.347	-0.324	-1.348	-0.337	0.001	0.014	-0.007	-0.417
9351	401	4.447	2.363	4.423	2.329	0.023	0.034	0.080	0.274
401	210	2.843	1.628	2.823	1.592	0.020	0.036	0.053	0.405
210	211	1.552	0.914	1.540	0.899	0.012	0.014	0.029	0.355
211	212	0.057	-0.056	0.057	-0.056	0.000	0.000	0.001	0.000

212	835	-1.313	-0.823	-1.322	-0.834	0.009	0.011	-0.025	-0.319
8110	835	1.310	0.889	1.310	0.877	0.001	0.012	0.009	0.549
8	8110	7.319	4.846	7.298	4.117	0.022	0.726	0.052	4.942
203	203101	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.415
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.034	-0.000
203	203102	0.576	0.321	0.575	0.310	0.002	0.011	0.011	0.415
835	203	-0.012	0.109	-0.013	0.109	0.000	0.000	-0.002	0.022
203	204	-1.173	-0.509	-1.180	-0.519	0.007	0.010	-0.021	-0.304
204	9351	-3.821	-2.115	-3.853	-2.162	0.032	0.046	-0.070	-0.433
204	204101	1.312	0.771	1.309	0.745	0.003	0.026	0.025	0.421
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.078	-0.000
204	204102	1.312	0.771	1.309	0.744	0.003	0.026	0.025	0.420
211	211101	0.737	0.475	0.734	0.455	0.003	0.020	0.014	0.594
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.046	-0.000
211	211102	0.737	0.474	0.735	0.455	0.003	0.020	0.014	0.594
210	210101	0.859	0.469	0.857	0.451	0.002	0.017	0.016	0.422
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.023	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.008	0.007	0.422
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.837	4.368	6.831	4.209	0.006	0.158	0.050	1.166
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.518	0.001
61101	6101	6.818	4.404	6.811	4.245	0.006	0.158	0.050	1.173
6	61101	6.833	4.643	6.827	4.386	0.006	0.256	0.050	1.854
6	61102	6.834	4.643	6.828	4.387	0.006	0.256	0.050	1.854
51102	5352	-0.510	-0.062	-0.511	-0.064	0.000	0.002	-0.003	-0.075
5352	5351	-0.511	-0.064	-0.511	-0.064	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.224	1.069	2.220	1.069	0.004	0.000	0.015	0.120
51101	5101	0.199	0.342	0.199	0.341	0.000	0.001	0.002	0.324
5101	5102	-4.518	-2.457	-4.518	-2.457	0.000	0.000	-0.331	-0.000
51102	5102	4.526	2.457	4.518	2.457	0.008	0.000	0.032	0.124
5	51102	4.022	2.621	4.016	2.395	0.007	0.225	0.029	2.759
5	51101	2.428	1.537	2.423	1.411	0.005	0.126	0.017	2.564
141102	14102	6.521	4.146	6.515	4.010	0.005	0.136	0.046	1.052
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.479	0.001
141101	14101	6.502	4.181	6.497	4.045	0.005	0.136	0.046	1.059
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	141102	6.517	4.384	6.512	4.164	0.005	0.219	0.046	1.672
14	141101	6.516	4.383	6.511	4.163	0.005	0.219	0.046	1.672
4	104	-6.266	-3.658	-6.287	-3.697	0.021	0.039	-0.043	-0.523
104	14	-9.141	-5.278	-9.159	-5.311	0.018	0.033	-0.062	-0.303
14	13	-22.255	-14.156	-22.491	-14.587	0.235	0.429	-0.154	-1.638
13	103	-25.463	-16.055	-26.171	-17.351	0.706	1.291	-0.173	-4.359
103	100	-35.351	-22.422	-35.428	-22.563	0.077	0.141	-0.231	-0.353
7	902	8.378	4.389	8.375	4.380	0.003	0.010	0.056	0.080
104	15	2.854	1.924	2.854	1.924	0.000	0.000	0.020	0.000
15	1510	2.846	1.873	2.828	1.609	0.018	0.263	0.020	4.836
209	20910	1.575	0.692	1.569	0.640	0.006	0.053	0.028	0.655
5351	208	1.710	1.022	1.694	1.002	0.016	0.020	0.037	0.389
206	20610	1.903	1.308	1.889	1.179	0.014	0.128	0.043	1.232
401	209	1.581	0.730	1.581	0.730	0.000	0.000	0.028	0.001
8	901	2.859	1.117	2.858	1.115	0.001	0.002	0.018	0.042
8110	810	5.987	3.228	5.976	3.228	0.011	0.000	0.037	0.143
8	903	-18.680	-9.698	-18.698	-9.749	0.018	0.051	-0.124	-0.191
7	710	2.320	1.358	2.309	1.189	0.011	0.168	0.016	3.653
208	20810	1.689	0.991	1.679	0.899	0.010	0.091	0.036	0.972
205	20510	2.004	1.326	1.989	1.189	0.015	0.137	0.045	1.244
10	1010	3.270	2.182	3.248	1.849	0.022	0.332	0.022	5.377
212	21210	1.364	0.775	1.359	0.730	0.005	0.046	0.026	0.700
103	12	9.180	5.679	9.177	5.675	0.003	0.003	0.059	0.040
12	1210	9.151	5.506	9.124	4.927	0.026	0.577	0.059	3.157
13	13110	2.961	2.143	2.950	1.843	0.011	0.299	0.021	5.238
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.950	1.843	2.938	1.669	0.011	0.174	0.021	3.151
3	310	2.957	1.952	2.938	1.669	0.019	0.282	0.021	4.999
1	110	2.318	1.335	2.309	1.189	0.010	0.145	0.015	3.179

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 116.162 МВт / 1017.575 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.030 МВт / 972.623 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.239 МВт / 18.307 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 4.239 МВт / 18.307 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.430 МВт / 3.765 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.492 МВт / 2.124 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.922 МВт / 5.889 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.160 МВт / 24.197 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-86.052	-56.561	100.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	98.996	-0.30
2	Тростянець	0.000	0.000	95.635	-1.30
3	Соколівка	0.000	0.000	93.368	-2.06
4	Крижопіль	0.000	0.000	92.318	-2.42
5	Піщанка	0.000	0.000	90.689	-2.96
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	90.330	-3.07
7	Луки	0.000	0.000	91.402	-2.72
8	Чечельник	0.000	0.000	92.460	-2.31
9	Вершадь	-5.000	-3.000	94.398	-1.65
11	Глибочок	0.000	0.000	96.969	-1.00
10	Сумівка	0.000	0.000	95.751	-1.30
12	Ферм З-д	0.000	0.000	99.578	-0.12
13	Суворівка	0.000	0.000	94.944	-1.55
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	93.207	-2.11
15	Вапнярка	0.000	0.000	92.882	-2.22
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	32.076	-2.32
201	Тростянець-35	0.000	0.000	30.584	-3.79
202	Ободівка	0.000	0.000	29.654	-4.40
205	Цибулівка	0.000	0.000	29.121	-4.76
206	Жабокрич	0.000	0.000	28.843	-5.02
207	Крикливець	0.000	0.000	29.123	-4.93
204	Вершадь-35	0.000	0.000	33.457	-6.96
203	Баланівка	0.000	0.000	33.149	-7.28
208	Чорномин	0.000	0.000	29.066	-5.61
401		0.000	0.000	33.620	-6.83
209	Молокозавод	0.000	0.000	33.619	-6.83
210	Михайлівка	0.000	0.000	33.211	-7.26
211	Ольгопіль	0.000	0.000	32.842	-7.49
212	Стратіївка	0.000	0.000	32.842	-7.51
110		2.310	1.190	9.160	-3.27
21101		0.000	0.000	91.867	-3.90
2351		0.000	0.000	30.748	-3.86
2101		4.930	2.670	8.654	-5.25
21102		0.000	0.000	91.867	-3.90
2352		0.000	0.000	30.748	-3.86
2102		0.000	0.000	8.654	-5.25
310		2.940	1.670	8.460	-6.39
41101		0.000	0.000	90.251	-4.37
4101		4.830	2.600	8.557	-5.18
4351		0.000	0.000	30.202	-4.35
41102		0.000	0.000	90.244	-4.37
4352		0.000	0.000	30.203	-4.35
4102		0.000	0.000	8.557	-5.18
51101		0.000	0.000	88.172	-5.38
5351		0.000	0.000	29.474	-5.33
5101		4.720	2.800	8.402	-5.48
51102		0.000	0.000	87.987	-5.53

5352	0.000	0.000	29.474	-5.33
5102	0.000	0.000	8.402	-5.49
61101	0.000	0.000	88.497	-4.74
6351	0.000	0.000	29.627	-4.74
6101	13.650	8.460	8.357	-5.80
61102	0.000	0.000	88.497	-4.74
6352	0.000	0.000	29.627	-4.74
6102	0.000	0.000	8.358	-5.81
710	2.310	1.190	8.404	-6.23
8110	0.000	0.000	99.606	-6.93
835	0.000	0.000	33.173	-7.33
810	5.980	3.230	9.511	-6.88
91101	0.000	0.000	101.607	-6.68
9351	0.000	0.000	33.900	-6.59
9101	4.300	2.090	9.752	-6.07
91102	0.000	0.000	102.113	-6.11
9352	0.000	0.000	33.900	-6.59
9102	0.000	0.000	9.753	-6.07
1010	3.250	1.850	8.648	-5.87
111101	0.000	0.000	95.779	-2.30
11351	0.000	0.000	32.073	-2.32
11101	3.150	1.850	9.054	-3.27
111102	0.000	0.000	95.780	-2.30
11352	0.000	0.000	32.073	-2.32
11102	0.000	0.000	9.055	-3.27
1210	9.130	4.930	8.799	-3.08
13110	0.000	0.000	89.678	-5.93
1310	2.940	1.670	8.298	-8.66
1335	0.000	0.000	30.023	-5.93
141101	0.000	0.000	91.530	-3.60
14101	13.020	8.060	8.656	-4.55
141102	0.000	0.000	91.530	-3.60
14102	0.000	0.000	8.657	-4.55
1510	2.830	1.610	8.430	-6.43
201101	1.680	0.960	9.472	-4.91
201102	0.000	0.000	9.472	-4.91
202101	1.570	0.810	9.225	-5.28
202102	0.000	0.000	9.225	-5.28
203101	1.150	0.620	10.296	-8.17
203102	0.000	0.000	10.296	-8.17
204101	2.620	1.490	10.392	-7.89
204102	0.000	0.000	10.392	-7.89
20510	1.990	1.190	8.774	-7.77
20610	1.890	1.180	8.690	-7.92
207101	1.260	0.640	9.006	-6.21
207102	0.000	0.000	9.007	-6.21
20810	1.680	0.900	8.847	-8.15
20910	1.570	0.640	10.382	-8.61
210101	1.260	0.640	10.315	-8.24
210102	0.000	0.000	10.315	-8.24
211101	1.470	0.910	10.145	-8.64
211102	0.000	0.000	10.145	-8.64
21210	1.360	0.730	10.120	-9.10
14271	0.000	0.000	21.887	-3.60
14272	0.000	0.000	21.887	-3.60
101	0.000	0.000	95.691	-1.29
102	0.000	0.000	95.596	-1.32
103	0.000	0.000	99.620	-0.12
104	0.000	0.000	92.882	-2.22
902	8.380	4.530	91.320	-2.76
903	-18.710	-9.590	92.655	-2.20
901	2.860	1.390	92.417	-2.34

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	25.568	17.306	25.401	17.000	0.167	0.305	0.178	1.005
1	101	23.073	16.109	22.568	15.185	0.503	0.921	0.164	3.328
101	2	22.568	15.564	22.559	15.548	0.009	0.016	0.165	0.057
2	102	16.759	10.417	16.755	10.409	0.004	0.008	0.119	0.040
102	3	16.755	10.764	16.500	10.299	0.253	0.464	0.120	2.263
3	4	13.534	8.784	13.435	8.603	0.099	0.181	0.100	1.072
4	5	12.461	8.329	12.318	8.067	0.143	0.261	0.094	1.667
5	6	5.830	4.075	5.815	4.047	0.015	0.028	0.045	0.368
6	7	-7.908	-5.256	-7.969	-5.368	0.061	0.111	-0.061	-1.099
7	8	-18.676	-10.631	-18.816	-10.887	0.139	0.255	-0.136	-1.086
8	9	-10.337	-6.456	-10.477	-6.712	0.140	0.255	-0.076	-1.975

9	10	-18.212	-11.395	-18.403	-11.671	0.190	0.274	-0.131	-1.367
10	11	-21.683	-13.649	-21.884	-13.940	0.200	0.290	-0.154	-1.228
11	100	-24.380	-14.856	-24.871	-15.756	0.490	0.896	-0.170	-3.046
11	111101	0.955	0.485	0.954	0.458	0.001	0.027	0.006	1.253
111101	11351	-0.265	-0.285	-0.265	-0.285	0.000	0.000	-0.002	-0.023
11351	200	-0.685	-0.738	-0.685	-0.739	0.000	0.000	-0.018	-0.002
200	201	5.711	2.385	5.502	2.134	0.208	0.250	0.111	1.532
201	2351	-0.809	-1.698	-0.816	-1.706	0.007	0.008	-0.035	-0.160
21101	2351	0.409	0.848	0.408	0.848	0.001	0.000	0.006	0.020
2	21101	2.885	2.489	2.877	2.263	0.008	0.225	0.023	3.955
21101	2101	2.468	1.415	2.463	1.336	0.005	0.079	0.018	1.558
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.187	-0.000
21102	2102	2.469	1.412	2.464	1.332	0.005	0.079	0.018	1.556
2	21102	2.886	2.489	2.877	2.263	0.008	0.225	0.023	3.955
21102	2352	0.408	0.851	0.407	0.851	0.001	0.000	0.006	0.020
2352	2351	0.407	0.851	0.407	0.851	0.000	0.000	0.018	0.000
201	202	4.618	2.814	4.507	2.680	0.111	0.133	0.102	0.951
202	205	2.925	1.801	2.883	1.751	0.041	0.050	0.067	0.545
205	206	0.873	0.411	0.866	0.403	0.006	0.008	0.019	0.289
206	207	-1.043	-0.915	-1.052	-0.926	0.009	0.010	-0.028	-0.283
207	4351	-2.322	-1.599	-2.392	-1.682	0.069	0.083	-0.056	-1.100
41101	4351	0.615	0.424	0.615	0.424	0.000	0.000	0.005	0.034
4	41101	2.044	1.299	2.040	1.201	0.004	0.098	0.015	2.247
41101	4101	1.425	0.777	1.423	0.750	0.002	0.027	0.010	0.890
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.261	-0.000
41102	4102	3.406	1.912	3.404	1.848	0.003	0.064	0.025	0.879
4	41102	5.191	3.392	5.184	3.142	0.007	0.250	0.039	2.253
41102	4352	1.778	1.229	1.777	1.229	0.001	0.000	0.014	0.028
4352	4351	1.777	1.229	1.777	1.229	0.000	0.000	0.041	0.000
207	207101	0.632	0.339	0.630	0.320	0.003	0.019	0.014	0.524
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.045	-0.000
207	207102	0.632	0.339	0.630	0.320	0.003	0.019	0.014	0.524
202	202101	0.613	0.322	0.611	0.309	0.001	0.012	0.013	0.336
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.068	-0.000
202	202102	0.960	0.520	0.958	0.500	0.002	0.020	0.021	0.336
201	201101	0.842	0.504	0.839	0.480	0.003	0.024	0.018	0.487
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.059	-0.000
201	201102	0.842	0.503	0.840	0.480	0.003	0.024	0.018	0.487
11351	11352	0.420	0.454	0.420	0.454	0.000	0.000	0.011	0.000
111102	11352	-0.420	-0.454	-0.420	-0.454	0.000	0.000	-0.004	-0.022
11	111102	1.516	0.771	1.514	0.727	0.002	0.044	0.010	1.252
111102	11102	1.934	1.181	1.931	1.135	0.003	0.046	0.014	1.191
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.143	0.000
111101	11101	1.219	0.743	1.217	0.714	0.002	0.029	0.009	1.192
9	91101	5.319	3.338	5.296	2.708	0.023	0.627	0.038	5.552
91101	9351	6.649	3.045	6.622	3.045	0.027	0.000	0.041	0.326
9351	9352	-1.693	-1.514	-1.693	-1.514	0.000	0.000	-0.039	-0.000
91102	9352	1.694	1.541	1.693	1.514	0.001	0.027	0.013	0.942
9	91102	7.380	4.770	7.356	3.982	0.023	0.785	0.054	5.009
91102	9102	5.662	2.441	5.652	2.441	0.010	0.000	0.035	0.143
9102	9101	5.652	2.441	5.651	2.441	0.000	0.000	0.364	0.001
91101	9101	-1.353	-0.337	-1.354	-0.352	0.001	0.016	-0.008	-0.468
9351	401	4.456	2.395	4.429	2.357	0.027	0.039	0.086	0.295
401	210	2.848	1.649	2.825	1.608	0.022	0.041	0.056	0.437
210	211	1.555	0.927	1.541	0.911	0.014	0.016	0.031	0.383
211	212	0.058	-0.049	0.058	-0.049	0.000	0.000	0.001	0.002
212	835	-1.312	-0.824	-1.322	-0.837	0.010	0.013	-0.027	-0.342
8110	835	1.308	0.896	1.307	0.882	0.001	0.014	0.009	0.598
8	8110	7.322	4.956	7.297	4.124	0.025	0.828	0.055	5.372
203	203101	0.576	0.323	0.575	0.310	0.002	0.013	0.011	0.452
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.037	-0.000
203	203102	0.577	0.322	0.575	0.310	0.002	0.013	0.011	0.451
835	203	-0.015	0.103	-0.015	0.103	0.000	0.000	-0.002	0.021
203	204	-1.175	-0.521	-1.183	-0.533	0.008	0.011	-0.022	-0.330
204	9351	-3.822	-2.130	-3.859	-2.183	0.037	0.053	-0.075	-0.465
204	204101	1.312	0.775	1.309	0.745	0.003	0.030	0.026	0.457
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.084	-0.000
204	204102	1.312	0.774	1.309	0.744	0.003	0.030	0.026	0.456
211	211101	0.738	0.478	0.734	0.455	0.003	0.023	0.015	0.647
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.049	-0.000
211	211102	0.738	0.477	0.735	0.455	0.003	0.023	0.015	0.647
210	210101	0.859	0.471	0.857	0.451	0.002	0.020	0.017	0.460
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.025	-0.000
210	210102	0.404	0.198	0.402	0.188	0.001	0.009	0.008	0.460
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.838	4.391	6.831	4.209	0.007	0.181	0.053	1.261
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.553	0.001
61101	6101	6.818	4.427	6.811	4.245	0.007	0.181	0.053	1.269

6	61101	6.835	4.702	6.828	4.409	0.007	0.292	0.053	2.006
6	61102	6.836	4.702	6.829	4.409	0.007	0.292	0.053	2.007
51102	5352	-0.510	-0.056	-0.510	-0.058	0.000	0.002	-0.003	-0.080
5352	5351	-0.510	-0.058	-0.510	-0.058	0.000	0.000	-0.010	-0.000
51101	5351	2.228	1.081	2.223	1.081	0.004	0.000	0.016	0.127
51101	5101	0.198	0.339	0.198	0.337	0.000	0.002	0.003	0.344
5101	5102	-4.519	-2.461	-4.519	-2.461	0.000	0.000	-0.353	-0.001
51102	5102	4.529	2.461	4.519	2.461	0.009	0.000	0.034	0.132
5	51102	4.026	2.662	4.018	2.404	0.008	0.257	0.031	2.991
5	51101	2.431	1.564	2.426	1.420	0.005	0.144	0.018	2.784
141102	14102	6.521	4.164	6.516	4.010	0.006	0.153	0.049	1.129
14102	14101	6.516	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.509	0.001
141101	14101	6.503	4.198	6.497	4.045	0.006	0.153	0.049	1.137
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.001	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	141102	6.519	4.430	6.513	4.181	0.006	0.247	0.049	1.795
14	141101	6.518	4.429	6.512	4.181	0.006	0.247	0.049	1.795
4	104	-6.295	-3.917	-6.320	-3.962	0.025	0.045	-0.046	-0.577
104	14	-9.175	-5.612	-9.196	-5.650	0.021	0.038	-0.067	-0.332
14	13	-22.288	-14.579	-22.558	-15.071	0.268	0.491	-0.165	-1.765
13	103	-25.531	-16.677	-26.344	-18.162	0.809	1.479	-0.185	-4.710
103	100	-35.524	-23.339	-35.612	-23.500	0.088	0.160	-0.246	-0.380
7	902	8.379	4.407	8.375	4.397	0.004	0.011	0.060	0.086
104	15	2.855	1.954	2.855	1.954	0.000	0.000	0.021	0.000
15	1510	2.848	1.910	2.828	1.609	0.020	0.299	0.021	5.231
209	20910	1.576	0.700	1.569	0.640	0.007	0.060	0.030	0.716
5351	208	1.713	1.037	1.695	1.015	0.019	0.022	0.039	0.419
206	20610	1.905	1.328	1.889	1.179	0.017	0.148	0.046	1.346
401	209	1.581	0.733	1.581	0.733	0.000	0.000	0.030	0.001
8	901	2.859	1.148	2.858	1.146	0.001	0.002	0.019	0.045
8110	810	5.989	3.228	5.976	3.228	0.013	0.000	0.039	0.151
8	903	-18.678	-9.673	-18.698	-9.731	0.020	0.057	-0.131	-0.203
7	710	2.321	1.382	2.309	1.189	0.013	0.192	0.017	3.958
208	20810	1.691	1.005	1.679	0.899	0.012	0.105	0.039	1.061
205	20510	2.006	1.348	1.989	1.189	0.018	0.158	0.048	1.358
10	1010	3.273	2.226	3.248	1.849	0.025	0.375	0.024	5.791
212	21210	1.365	0.782	1.359	0.730	0.006	0.053	0.028	0.765
103	12	9.181	5.728	9.177	5.724	0.003	0.004	0.063	0.043
12	1210	9.154	5.570	9.124	4.927	0.029	0.641	0.062	3.353
13	13110	2.964	2.211	2.951	1.868	0.013	0.341	0.022	5.711
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.951	1.868	2.938	1.669	0.013	0.198	0.022	3.431
3	310	2.960	1.991	2.938	1.669	0.021	0.321	0.022	5.405
1	110	2.319	1.351	2.309	1.189	0.011	0.162	0.016	3.380

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.169 МВт / 1008.878 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.030 МВт / 972.623 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.250 МВт / 14.038 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.250 МВт / 14.038 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.539 МВт / 4.723 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.383 МВт / 1.656 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.379 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.173 МВт / 20.417 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-85.059	-51.288	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.139	-0.26
2	Тростянець	0.000	0.000	106.252	-1.10
3	Соколівка	0.000	0.000	104.302	-1.74
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.393	-2.03
5	Піщанка	0.000	0.000	102.008	-2.47
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.708	-2.57
7	Луги	0.000	0.000	102.680	-2.29
8	Чечельник	0.000	0.000	103.620	-1.97
9	Вершадь	-5.000	-3.000	105.258	-1.42
11	Глибочок	0.000	0.000	107.443	-0.85
10	Сумівка	0.000	0.000	106.406	-1.12
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.632	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.640	-1.30
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.134	-1.77
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.861	-1.86
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.653	-1.91
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.333	-3.09
202	Ободівка	0.000	0.000	33.521	-3.59
205	Цибулівка	0.000	0.000	33.059	-3.88
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.819	-4.09
207	Крикливець	0.000	0.000	33.062	-4.02
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.924	-5.62
203	Баланівка	0.000	0.000	37.657	-5.87
208	Чорномин	0.000	0.000	33.024	-4.56
401		0.000	0.000	38.067	-5.52
209	Молокозавод	0.000	0.000	38.066	-5.52
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.710	-5.86
211	Ольгопіль	0.000	0.000	37.390	-6.04
212	Стратіївка	0.000	0.000	37.392	-6.06
110		2.310	1.190	10.163	-2.69
21101		0.000	0.000	102.990	-3.17
2351		0.000	0.000	34.473	-3.15
2101		4.930	2.670	9.733	-4.25
21102		0.000	0.000	102.990	-3.17
2352		0.000	0.000	34.473	-3.15
2102		0.000	0.000	9.733	-4.25
310		2.940	1.670	9.565	-5.16
41101		0.000	0.000	101.597	-3.57
4101		4.830	2.600	9.651	-4.21
4351		0.000	0.000	34.003	-3.56
41102		0.000	0.000	101.592	-3.57
4352		0.000	0.000	34.003	-3.56
4102		0.000	0.000	9.651	-4.21
51101		0.000	0.000	99.823	-4.37
5351		0.000	0.000	33.380	-4.34
5101		4.720	2.800	9.520	-4.45
51102		0.000	0.000	99.655	-4.49

5352	0.000	0.000	33.380	-4.34
5102	0.000	0.000	9.520	-4.46
61101	0.000	0.000	100.109	-3.88
6351	0.000	0.000	33.515	-3.88
6101	13.650	8.460	9.481	-4.71
61102	0.000	0.000	100.109	-3.88
6352	0.000	0.000	33.515	-3.88
6102	0.000	0.000	9.481	-4.71
710	2.310	1.190	9.525	-5.05
8110	0.000	0.000	113.011	-5.60
835	0.000	0.000	37.683	-5.91
810	5.980	3.230	10.796	-5.57
91101	0.000	0.000	114.743	-5.40
9351	0.000	0.000	38.312	-5.33
9101	4.300	2.090	11.003	-4.92
91102	0.000	0.000	115.173	-4.95
9352	0.000	0.000	38.312	-5.33
9102	0.000	0.000	11.003	-4.92
1010	3.250	1.850	9.729	-4.77
111101	0.000	0.000	106.466	-1.89
11351	0.000	0.000	35.651	-1.91
11101	3.150	1.850	10.088	-2.68
111102	0.000	0.000	106.467	-1.89
11352	0.000	0.000	35.651	-1.91
11102	0.000	0.000	10.088	-2.68
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	101.120	-4.79
1310	2.940	1.670	9.428	-6.93
1335	0.000	0.000	33.853	-4.79
141101	0.000	0.000	102.655	-2.96
14101	13.020	8.060	9.731	-3.71
141102	0.000	0.000	102.655	-2.96
14102	0.000	0.000	9.732	-3.71
1510	2.830	1.610	9.537	-5.18
201101	1.680	0.960	10.667	-3.98
201102	0.000	0.000	10.667	-3.98
202101	1.570	0.810	10.452	-4.27
202102	0.000	0.000	10.452	-4.27
203101	1.150	0.620	11.728	-6.56
203102	0.000	0.000	11.728	-6.56
204101	2.620	1.490	11.811	-6.34
204102	0.000	0.000	11.811	-6.34
20510	1.990	1.190	10.063	-6.19
20610	1.890	1.180	9.990	-6.30
207101	1.260	0.640	10.263	-5.00
207102	0.000	0.000	10.263	-5.00
20810	1.680	0.900	10.129	-6.51
20910	1.570	0.640	11.803	-6.90
210101	1.260	0.640	11.744	-6.61
210102	0.000	0.000	11.744	-6.61
211101	1.470	0.910	11.597	-6.92
211102	0.000	0.000	11.597	-6.92
21210	1.360	0.730	11.576	-7.28
14271	0.000	0.000	24.547	-2.96
14272	0.000	0.000	24.547	-2.96
101	0.000	0.000	106.301	-1.09
102	0.000	0.000	106.219	-1.12
103	0.000	0.000	109.670	-0.10
104	0.000	0.000	103.861	-1.86
902	8.380	4.530	102.608	-2.33
903	-18.710	-9.590	103.795	-1.88
901	2.860	1.390	103.583	-2.00

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	25.269	15.707	25.141	15.472	0.128	0.234	0.156	0.862
1	101	22.813	14.711	22.426	14.004	0.385	0.705	0.143	2.856
101	2	22.426	14.472	22.420	14.460	0.007	0.012	0.145	0.049
2	102	16.652	9.510	16.649	9.504	0.003	0.006	0.104	0.034
102	3	16.649	9.943	16.453	9.585	0.195	0.356	0.105	1.945
3	4	13.489	8.259	13.413	8.119	0.076	0.139	0.087	0.926
4	5	12.410	7.635	12.302	7.437	0.108	0.197	0.081	1.415
5	6	5.818	3.630	5.807	3.610	0.011	0.020	0.039	0.307
6	7	-7.923	-5.455	-7.973	-5.545	0.049	0.090	-0.055	-0.992
7	8	-18.678	-10.592	-18.788	-10.794	0.110	0.202	-0.121	-0.961
8	9	-10.306	-5.834	-10.412	-6.027	0.105	0.192	-0.066	-1.667

9	10	-18.109	-10.173	-18.252	-10.380	0.142	0.206	-0.114	-1.160
10	11	-21.529	-12.220	-21.681	-12.441	0.151	0.219	-0.134	-1.045
11	100	-24.134	-13.156	-24.505	-13.835	0.370	0.676	-0.147	-2.569
11	111101	0.936	0.437	0.936	0.416	0.001	0.021	0.006	1.023
111101	11351	-0.283	-0.321	-0.283	-0.321	0.000	0.000	-0.002	-0.022
11351	200	-0.732	-0.830	-0.732	-0.830	0.000	0.000	-0.018	-0.002
200	201	5.664	2.299	5.499	2.101	0.164	0.198	0.099	1.350
201	2351	-0.779	-1.620	-0.783	-1.625	0.005	0.006	-0.030	-0.137
21101	2351	0.393	0.807	0.392	0.807	0.000	0.000	0.005	0.018
2	21101	2.866	2.380	2.860	2.205	0.006	0.174	0.020	3.400
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.062	0.016	1.354
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.062	0.016	1.351
2	21102	2.866	2.380	2.860	2.205	0.006	0.174	0.020	3.400
21102	2352	0.392	0.810	0.391	0.810	0.000	0.000	0.005	0.018
2352	2351	0.391	0.810	0.391	0.810	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.584	2.709	4.498	2.606	0.085	0.103	0.089	0.828
202	205	2.914	1.724	2.882	1.686	0.032	0.038	0.058	0.471
205	206	0.875	0.386	0.870	0.380	0.005	0.006	0.017	0.248
206	207	-1.036	-0.899	-1.043	-0.907	0.007	0.008	-0.024	-0.245
207	4351	-2.314	-1.569	-2.366	-1.632	0.053	0.063	-0.049	-0.957
41101	4351	0.608	0.408	0.608	0.408	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.036	1.256	2.033	1.180	0.003	0.076	0.013	1.928
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.771
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.231	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.050	0.022	0.761
4	41102	5.171	3.281	5.165	3.086	0.005	0.194	0.034	1.933
41102	4352	1.760	1.188	1.759	1.188	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.759	1.188	1.759	1.188	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.290
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.290
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
11351	11352	0.448	0.510	0.448	0.510	0.000	0.000	0.011	0.000
111102	11352	-0.448	-0.510	-0.448	-0.510	0.000	0.000	-0.004	-0.021
11	111102	1.486	0.695	1.485	0.662	0.001	0.033	0.009	1.022
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.054
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.055
9	91101	5.298	3.153	5.279	2.665	0.018	0.486	0.034	4.700
91101	9351	6.623	2.978	6.601	2.978	0.021	0.000	0.036	0.291
9351	9352	-1.687	-1.475	-1.687	-1.475	0.000	0.000	-0.034	-0.000
91102	9352	1.688	1.496	1.687	1.475	0.001	0.021	0.011	0.800
9	91102	7.355	4.522	7.337	3.910	0.018	0.610	0.047	4.252
91102	9102	5.649	2.414	5.641	2.414	0.008	0.000	0.031	0.128
9102	9101	5.641	2.414	5.641	2.414	0.000	0.000	0.321	0.000
91101	9101	-1.343	-0.313	-1.344	-0.325	0.001	0.012	-0.007	-0.376
9351	401	4.440	2.336	4.420	2.306	0.020	0.030	0.075	0.256
401	210	2.839	1.610	2.821	1.578	0.017	0.031	0.049	0.377
210	211	1.549	0.901	1.539	0.888	0.010	0.012	0.027	0.331
211	212	0.056	-0.063	0.056	-0.063	0.000	0.000	0.001	-0.001
212	835	-1.314	-0.823	-1.323	-0.833	0.008	0.010	-0.024	-0.300
8110	835	1.313	0.885	1.312	0.875	0.001	0.011	0.008	0.509
8	8110	7.318	4.759	7.299	4.113	0.019	0.643	0.049	4.584
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.385
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.319	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.385
835	203	-0.010	0.116	-0.010	0.116	0.000	0.000	-0.002	0.023
203	204	-1.172	-0.496	-1.178	-0.505	0.006	0.009	-0.019	-0.282
204	9351	-3.820	-2.103	-3.848	-2.144	0.028	0.041	-0.066	-0.405
204	204101	1.311	0.768	1.309	0.745	0.002	0.023	0.023	0.390
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.073	-0.000
204	204102	1.312	0.767	1.309	0.744	0.002	0.023	0.023	0.390
211	211101	0.737	0.472	0.734	0.455	0.003	0.017	0.013	0.551
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.017	0.013	0.550
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.015	0.015	0.391
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.391
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.350	6.831	4.209	0.005	0.140	0.047	1.086
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.488	0.001
61101	6101	6.817	4.386	6.811	4.245	0.005	0.140	0.047	1.093

6	61101	6.831	4.596	6.826	4.368	0.005	0.227	0.047	1.726
6	61102	6.832	4.596	6.827	4.368	0.005	0.227	0.047	1.727
51102	5352	-0.511	-0.067	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.059	2.218	1.059	0.003	0.000	0.014	0.113
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.344	0.000	0.001	0.002	0.307
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.311	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5	51102	4.020	2.588	4.014	2.388	0.006	0.199	0.027	2.564
5	51101	2.426	1.516	2.422	1.404	0.004	0.111	0.016	2.380
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.121	0.043	0.986
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.453	0.001
141101	14101	6.502	4.166	6.497	4.045	0.005	0.121	0.043	0.993
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	141102	6.516	4.346	6.511	4.149	0.005	0.196	0.043	1.567
14	141101	6.515	4.345	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.566
4	104	-6.245	-3.425	-6.264	-3.458	0.018	0.033	-0.040	-0.478
104	14	-9.117	-4.977	-9.132	-5.005	0.015	0.028	-0.058	-0.278
14	13	-22.233	-13.783	-22.441	-14.164	0.207	0.379	-0.145	-1.528
13	103	-25.411	-15.504	-26.036	-16.647	0.622	1.138	-0.162	-4.057
103	100	-35.216	-21.620	-35.285	-21.745	0.068	0.125	-0.217	-0.330
7	902	8.378	4.371	8.375	4.362	0.003	0.009	0.053	0.075
104	15	2.853	1.900	2.853	1.900	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.844	2.828	1.609	0.016	0.234	0.019	4.503
209	20910	1.574	0.686	1.569	0.640	0.005	0.047	0.026	0.605
5351	208	1.707	1.010	1.693	0.993	0.014	0.017	0.034	0.364
206	20610	1.901	1.292	1.889	1.179	0.013	0.112	0.040	1.138
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.026	0.001
8	901	2.859	1.085	2.858	1.084	0.001	0.002	0.017	0.039
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.136
8	903	-18.682	-9.722	-18.698	-9.768	0.016	0.046	-0.117	-0.180
7	710	2.319	1.339	2.309	1.189	0.010	0.149	0.015	3.397
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.080	0.034	0.898
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.151
10	1010	3.268	2.147	3.248	1.849	0.020	0.297	0.021	5.026
212	21210	1.364	0.770	1.359	0.730	0.004	0.040	0.024	0.646
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.089	2.948	1.823	0.010	0.264	0.020	4.846
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.823	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.917
3	310	2.955	1.921	2.938	1.669	0.017	0.251	0.019	4.656
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.001

ДОДАТОК Є

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.169 МВт / 1008.878 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.030 МВт / 972.623 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.250 МВт / 14.038 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.250 МВт / 14.038 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.539 МВт / 4.723 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.383 МВт / 1.656 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.379 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.173 МВт / 20.417 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-85.059	-51.288	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.139	-0.26
2	Тростянець	0.000	0.000	106.252	-1.10
3	Соколівка	0.000	0.000	104.302	-1.74
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.393	-2.03
5	Піщанка	0.000	0.000	102.008	-2.47
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	101.708	-2.57
7	Луги	0.000	0.000	102.680	-2.29
8	Чечельник	0.000	0.000	103.620	-1.97
9	Вершадь	-5.000	-3.000	105.258	-1.42
11	Глибочок	0.000	0.000	107.443	-0.85
10	Сумівка	0.000	0.000	106.406	-1.12
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.632	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.640	-1.30
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.134	-1.77
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.861	-1.86
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.653	-1.91
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.333	-3.09
202	Ободівка	0.000	0.000	33.521	-3.59
205	Цибулівка	0.000	0.000	33.059	-3.88
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.819	-4.09
207	Криклицев	0.000	0.000	33.062	-4.02
204	Вершадь-35	0.000	0.000	37.924	-5.62
203	Баланівка	0.000	0.000	37.657	-5.87
208	Чорномин	0.000	0.000	33.024	-4.56
401		0.000	0.000	38.067	-5.52
209	Молокозавод	0.000	0.000	38.066	-5.52
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.710	-5.86
211	Ольгопіль	0.000	0.000	37.390	-6.04
212	Стратіївка	0.000	0.000	37.392	-6.06
110		2.310	1.190	10.163	-2.69
21101		0.000	0.000	102.990	-3.17
2351		0.000	0.000	34.473	-3.15
2101		4.930	2.670	9.733	-4.25
21102		0.000	0.000	102.990	-3.17
2352		0.000	0.000	34.473	-3.15
2102		0.000	0.000	9.733	-4.25
310		2.940	1.670	9.565	-5.16
41101		0.000	0.000	101.597	-3.57
4101		4.830	2.600	9.651	-4.21
4351		0.000	0.000	34.003	-3.56
41102		0.000	0.000	101.592	-3.57
4352		0.000	0.000	34.003	-3.56
4102		0.000	0.000	9.651	-4.21
51101		0.000	0.000	99.823	-4.37
5351		0.000	0.000	33.380	-4.34
5101		4.720	2.800	9.520	-4.45

51102	0.000	0.000	99.655	-4.49
5352	0.000	0.000	33.380	-4.34
5102	0.000	0.000	9.520	-4.46
61101	0.000	0.000	100.109	-3.88
6351	0.000	0.000	33.515	-3.88
6101	13.650	8.460	9.481	-4.71
61102	0.000	0.000	100.109	-3.88
6352	0.000	0.000	33.515	-3.88
6102	0.000	0.000	9.481	-4.71
710	2.310	1.190	9.525	-5.05
8110	0.000	0.000	113.011	-5.60
835	0.000	0.000	37.683	-5.91
810	5.980	3.230	10.796	-5.57
91101	0.000	0.000	114.743	-5.40
9351	0.000	0.000	38.312	-5.33
9101	4.300	2.090	11.003	-4.92
91102	0.000	0.000	115.173	-4.95
9352	0.000	0.000	38.312	-5.33
9102	0.000	0.000	11.003	-4.92
1010	3.250	1.850	9.729	-4.77
111101	0.000	0.000	106.466	-1.89
11351	0.000	0.000	35.651	-1.91
11101	3.150	1.850	10.088	-2.68
111102	0.000	0.000	106.467	-1.89
11352	0.000	0.000	35.651	-1.91
11102	0.000	0.000	10.088	-2.68
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	101.120	-4.79
1310	2.940	1.670	9.428	-6.93
1335	0.000	0.000	33.853	-4.79
141101	0.000	0.000	102.655	-2.96
14101	13.020	8.060	9.731	-3.71
141102	0.000	0.000	102.655	-2.96
14102	0.000	0.000	9.732	-3.71
1510	2.830	1.610	9.537	-5.18
201101	1.680	0.960	10.667	-3.98
201102	0.000	0.000	10.667	-3.98
202101	1.570	0.810	10.452	-4.27
202102	0.000	0.000	10.452	-4.27
203101	1.150	0.620	11.728	-6.56
203102	0.000	0.000	11.728	-6.56
204101	2.620	1.490	11.811	-6.34
204102	0.000	0.000	11.811	-6.34
20510	1.990	1.190	10.063	-6.19
20610	1.890	1.180	9.990	-6.30
207101	1.260	0.640	10.263	-5.00
207102	0.000	0.000	10.263	-5.00
20810	1.680	0.900	10.129	-6.51
20910	1.570	0.640	11.803	-6.90
210101	1.260	0.640	11.744	-6.61
210102	0.000	0.000	11.744	-6.61
211101	1.470	0.910	11.597	-6.92
211102	0.000	0.000	11.597	-6.92
21210	1.360	0.730	11.576	-7.28
14271	0.000	0.000	24.547	-2.96
14272	0.000	0.000	24.547	-2.96
101	0.000	0.000	106.301	-1.09
102	0.000	0.000	106.219	-1.12
103	0.000	0.000	109.670	-0.10
104	0.000	0.000	103.861	-1.86
902	8.380	4.530	102.608	-2.33
903	-18.710	-9.590	103.795	-1.88
901	2.860	1.390	103.583	-2.00

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	25.269	15.707	25.141	15.472	0.128	0.234	0.156	0.862
1	101	22.813	14.711	22.426	14.004	0.385	0.705	0.143	2.856
101	2	22.426	14.472	22.420	14.460	0.007	0.012	0.145	0.049
2	102	16.652	9.510	16.649	9.504	0.003	0.006	0.104	0.034
102	3	16.649	9.943	16.453	9.585	0.195	0.356	0.105	1.945
3	4	13.489	8.259	13.413	8.119	0.076	0.139	0.087	0.926
4	5	12.410	7.635	12.302	7.437	0.108	0.197	0.081	1.415
5	6	5.818	3.630	5.807	3.610	0.011	0.020	0.039	0.307
6	7	-7.923	-5.455	-7.973	-5.545	0.049	0.090	-0.055	-0.992
7	8	-18.678	-10.592	-18.788	-10.794	0.110	0.202	-0.121	-0.961

8	9	-10.306	-5.834	-10.412	-6.027	0.105	0.192	-0.066	-1.667
9	10	-18.109	-10.173	-18.252	-10.380	0.142	0.206	-0.114	-1.160
10	11	-21.529	-12.220	-21.681	-12.441	0.151	0.219	-0.134	-1.045
11	100	-24.134	-13.156	-24.505	-13.835	0.370	0.676	-0.147	-2.569
11	111101	0.936	0.437	0.936	0.416	0.001	0.021	0.006	1.023
111101	11351	-0.283	-0.321	-0.283	-0.321	0.000	0.000	-0.002	-0.022
11351	200	-0.732	-0.830	-0.732	-0.830	0.000	0.000	-0.018	-0.002
200	201	5.664	2.299	5.499	2.101	0.164	0.198	0.099	1.350
201	2351	-0.779	-1.620	-0.783	-1.625	0.005	0.006	-0.030	-0.137
21101	2351	0.393	0.807	0.392	0.807	0.000	0.000	0.005	0.018
2	21101	2.866	2.380	2.860	2.205	0.006	0.174	0.020	3.400
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.062	0.016	1.354
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.062	0.016	1.351
2	21102	2.866	2.380	2.860	2.205	0.006	0.174	0.020	3.400
21102	2352	0.392	0.810	0.391	0.810	0.000	0.000	0.005	0.018
2352	2351	0.391	0.810	0.391	0.810	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.584	2.709	4.498	2.606	0.085	0.103	0.089	0.828
202	205	2.914	1.724	2.882	1.686	0.032	0.038	0.058	0.471
205	206	0.875	0.386	0.870	0.380	0.005	0.006	0.017	0.248
206	207	-1.036	-0.899	-1.043	-0.907	0.007	0.008	-0.024	-0.245
207	4351	-2.314	-1.569	-2.366	-1.632	0.053	0.063	-0.049	-0.957
41101	4351	0.608	0.408	0.608	0.408	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.036	1.256	2.033	1.180	0.003	0.076	0.013	1.928
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.771
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.231	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.050	0.022	0.761
4	41102	5.171	3.281	5.165	3.086	0.005	0.194	0.034	1.933
41102	4352	1.760	1.188	1.759	1.188	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.759	1.188	1.759	1.188	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.290
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.290
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
11351	11352	0.448	0.510	0.448	0.510	0.000	0.000	0.011	0.000
111102	11352	-0.448	-0.510	-0.448	-0.510	0.000	0.000	-0.004	-0.021
11	111102	1.486	0.695	1.485	0.662	0.001	0.033	0.009	1.022
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.054
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.055
9	91101	5.298	3.153	5.279	2.665	0.018	0.486	0.034	4.700
91101	9351	6.623	2.978	6.601	2.978	0.021	0.000	0.036	0.291
9351	9352	-1.687	-1.475	-1.687	-1.475	0.000	0.000	-0.034	-0.000
91102	9352	1.688	1.496	1.687	1.475	0.001	0.021	0.011	0.800
9	91102	7.355	4.522	7.337	3.910	0.018	0.610	0.047	4.252
91102	9102	5.649	2.414	5.641	2.414	0.008	0.000	0.031	0.128
9102	9101	5.641	2.414	5.641	2.414	0.000	0.000	0.321	0.000
91101	9101	-1.343	-0.313	-1.344	-0.325	0.001	0.012	-0.007	-0.376
9351	401	4.440	2.336	4.420	2.306	0.020	0.030	0.075	0.256
401	210	2.839	1.610	2.821	1.578	0.017	0.031	0.049	0.377
210	211	1.549	0.901	1.539	0.888	0.010	0.012	0.027	0.331
211	212	0.056	-0.063	0.056	-0.063	0.000	0.000	0.001	-0.001
212	835	-1.314	-0.823	-1.323	-0.833	0.008	0.010	-0.024	-0.300
8110	835	1.313	0.885	1.312	0.875	0.001	0.011	0.008	0.509
8	8110	7.318	4.759	7.299	4.113	0.019	0.643	0.049	4.584
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.385
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.319	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.385
835	203	-0.010	0.116	-0.010	0.116	0.000	0.000	-0.002	0.023
203	204	-1.172	-0.496	-1.178	-0.505	0.006	0.009	-0.019	-0.282
204	9351	-3.820	-2.103	-3.848	-2.144	0.028	0.041	-0.066	-0.405
204	204101	1.311	0.768	1.309	0.745	0.002	0.023	0.023	0.390
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.073	-0.000
204	204102	1.312	0.767	1.309	0.744	0.002	0.023	0.023	0.390
211	211101	0.737	0.472	0.734	0.455	0.003	0.017	0.013	0.551
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.017	0.013	0.550
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.015	0.015	0.391
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.391
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.350	6.831	4.209	0.005	0.140	0.047	1.086
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.488	0.001

61101	6101	6.817	4.386	6.811	4.245	0.005	0.140	0.047	1.093
6	61101	6.831	4.596	6.826	4.368	0.005	0.227	0.047	1.726
6	61102	6.832	4.596	6.827	4.368	0.005	0.227	0.047	1.727
51102	5352	-0.511	-0.067	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.059	2.218	1.059	0.003	0.000	0.014	0.113
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.344	0.000	0.001	0.002	0.307
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.311	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5	51102	4.020	2.588	4.014	2.388	0.006	0.199	0.027	2.564
5	51101	2.426	1.516	2.422	1.404	0.004	0.111	0.016	2.380
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.121	0.043	0.986
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.453	0.001
141101	14101	6.502	4.166	6.497	4.045	0.005	0.121	0.043	0.993
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	141102	6.516	4.346	6.511	4.149	0.005	0.196	0.043	1.567
14	141101	6.515	4.345	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.566
4	104	-6.245	-3.425	-6.264	-3.458	0.018	0.033	-0.040	-0.478
104	14	-9.117	-4.977	-9.132	-5.005	0.015	0.028	-0.058	-0.278
14	13	-22.233	-13.783	-22.441	-14.164	0.207	0.379	-0.145	-1.528
13	103	-25.411	-15.504	-26.036	-16.647	0.622	1.138	-0.162	-4.057
103	100	-35.216	-21.620	-35.285	-21.745	0.068	0.125	-0.217	-0.330
7	902	8.378	4.371	8.375	4.362	0.003	0.009	0.053	0.075
104	15	2.853	1.900	2.853	1.900	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.844	2.828	1.609	0.016	0.234	0.019	4.503
209	20910	1.574	0.686	1.569	0.640	0.005	0.047	0.026	0.605
5351	208	1.707	1.010	1.693	0.993	0.014	0.017	0.034	0.364
206	20610	1.901	1.292	1.889	1.179	0.013	0.112	0.040	1.138
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.026	0.001
8	901	2.859	1.085	2.858	1.084	0.001	0.002	0.017	0.039
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.136
8	903	-18.682	-9.722	-18.698	-9.768	0.016	0.046	-0.117	-0.180
7	710	2.319	1.339	2.309	1.189	0.010	0.149	0.015	3.397
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.080	0.034	0.898
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.151
10	1010	3.268	2.147	3.248	1.849	0.020	0.297	0.021	5.026
212	21210	1.364	0.770	1.359	0.730	0.004	0.040	0.024	0.646
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.089	2.948	1.823	0.010	0.264	0.020	4.846
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.823	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.917
3	310	2.955	1.921	2.938	1.669	0.017	0.251	0.019	4.656
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.001

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 112.102 МВт / 982.010 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 108.170 МВт / 947.569 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.042 МВт / 13.140 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.042 МВт / 13.140 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.542 МВт / 4.744 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.381 МВт / 1.645 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.922 МВт / 6.389 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.965 МВт / 19.529 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладжинська ТЕС	-81.992	-50.078	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.158	-0.25
2	Тростянець	0.000	0.000	106.342	-1.07
3	Соколівка	0.000	0.000	104.450	-1.67
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.573	-1.94
5	Піщанка	0.000	0.000	102.293	-2.33
6	Попелюхи тяга	0.000	0.000	102.039	-2.40
7	Луги	0.000	0.000	103.109	-2.07
8	Чечельник	0.000	0.000	104.092	-1.73
9	Бершадь	-5.000	-3.000	105.552	-1.29
11	Глибочок	0.000	0.000	107.587	-0.78
10	Сумівка	0.000	0.000	106.616	-1.02
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.637	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.731	-1.26
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.260	-1.71
15	Вапнярка	0.000	0.000	104.002	-1.80
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.698	-1.84
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.374	-3.03
202	Ободівка	0.000	0.000	33.565	-3.52
205	Цибулівка	0.000	0.000	33.107	-3.81
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.872	-4.01
207	Криклицев	0.000	0.000	33.118	-3.94
204	Бершадь-35	0.000	0.000	38.062	-5.42
203	Баланівка	0.000	0.000	37.807	-5.67
208	Чорномин	0.000	0.000	33.123	-4.40
401		0.000	0.000	38.202	-5.33
209	Молокозавод	0.000	0.000	38.202	-5.33
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.852	-5.66
211	Ольгопіль	0.000	0.000	37.541	-5.83
212	Стратіївка	0.000	0.000	37.549	-5.85
110		2.310	1.190	10.165	-2.68
21101		0.000	0.000	103.099	-3.11
2351		0.000	0.000	34.510	-3.09
2101		4.930	2.670	9.743	-4.19
21102		0.000	0.000	103.099	-3.11
2352		0.000	0.000	34.510	-3.09
2102		0.000	0.000	9.744	-4.19
310		2.940	1.670	9.580	-5.09
41101		0.000	0.000	101.778	-3.49
4101		4.830	2.600	9.668	-4.12
4351		0.000	0.000	34.063	-3.47
41102		0.000	0.000	101.772	-3.48
4352		0.000	0.000	34.063	-3.47
4102		0.000	0.000	9.669	-4.12
51101		0.000	0.000	100.115	-4.22
5351		0.000	0.000	33.478	-4.19

5101	4.720	2.800	9.548	-4.30
51102	0.000	0.000	99.947	-4.34
5352	0.000	0.000	33.478	-4.19
5102	0.000	0.000	9.548	-4.30
61101	0.000	0.000	100.446	-3.71
6351	0.000	0.000	33.628	-3.71
6101	13.650	8.460	9.513	-4.53
61102	0.000	0.000	100.446	-3.71
6352	0.000	0.000	33.628	-3.71
6102	0.000	0.000	9.514	-4.53
710	2.310	1.190	9.568	-4.81
8110	0.000	0.000	113.519	-5.37
835	0.000	0.000	37.847	-5.70
810	5.980	3.230	10.844	-5.33
91101	0.000	0.000	115.134	-5.21
9351	0.000	0.000	38.444	-5.14
9101	4.300	2.090	11.040	-4.74
91102	0.000	0.000	115.556	-4.77
9352	0.000	0.000	38.444	-5.14
9102	0.000	0.000	11.040	-4.74
1010	3.250	1.850	9.750	-4.66
111101	0.000	0.000	106.601	-1.83
11351	0.000	0.000	35.696	-1.84
11101	3.150	1.850	10.101	-2.61
111102	0.000	0.000	106.602	-1.83
11352	0.000	0.000	35.696	-1.84
11102	0.000	0.000	10.101	-2.61
1210	9.130	4.930	9.748	-2.52
13110	0.000	0.000	101.217	-4.75
1310	2.940	1.670	9.437	-6.88
1335	0.000	0.000	33.886	-4.75
141101	0.000	0.000	102.783	-2.90
14101	13.020	8.060	9.743	-3.65
141102	0.000	0.000	102.783	-2.90
14102	0.000	0.000	9.744	-3.65
1510	2.830	1.610	9.551	-5.11
201101	1.680	0.960	10.679	-3.92
201102	0.000	0.000	10.679	-3.92
202101	1.570	0.810	10.466	-4.20
202102	0.000	0.000	10.466	-4.20
203101	1.150	0.620	11.776	-6.35
203102	0.000	0.000	11.776	-6.35
204101	2.620	1.490	11.854	-6.14
204102	0.000	0.000	11.854	-6.14
20510	1.990	1.190	10.078	-6.11
20610	1.890	1.180	10.008	-6.22
207101	1.260	0.640	10.280	-4.92
207102	0.000	0.000	10.280	-4.92
20810	1.680	0.900	10.161	-6.35
20910	1.570	0.640	11.846	-6.70
210101	1.260	0.640	11.789	-6.41
210102	0.000	0.000	11.789	-6.41
211101	1.470	0.910	11.645	-6.71
211102	0.000	0.000	11.645	-6.71
21210	1.360	0.730	11.626	-7.06
14271	0.000	0.000	24.577	-2.90
14272	0.000	0.000	24.577	-2.90
101	0.000	0.000	106.389	-1.05
102	0.000	0.000	106.309	-1.08
103	0.000	0.000	109.676	-0.10
104	0.000	0.000	104.002	-1.80
902	8.380	4.530	103.037	-2.11
903	-18.710	-9.590	104.266	-1.64

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	24.587	15.405	24.465	15.182	0.122	0.223	0.152	0.843
1	101	22.138	14.421	21.772	13.751	0.365	0.667	0.140	2.786
101	2	21.772	14.220	21.765	14.208	0.006	0.011	0.141	0.048
2	102	16.043	9.283	16.040	9.277	0.003	0.006	0.100	0.033
102	3	16.040	9.717	15.857	9.383	0.182	0.332	0.102	1.885
3	4	12.893	8.059	12.823	7.931	0.070	0.128	0.084	0.892
4	5	11.175	7.233	11.085	7.069	0.090	0.164	0.074	1.305
5	6	4.601	3.266	4.594	3.253	0.007	0.014	0.032	0.259
6	7	-9.137	-5.806	-9.199	-5.920	0.062	0.113	-0.061	-1.092
7	8	-19.904	-10.958	-20.027	-11.183	0.122	0.224	-0.127	-1.003

8	9	-8.772	-5.484	-8.852	-5.630	0.079	0.145	-0.057	-1.481
9	10	-16.460	-9.703	-16.580	-9.877	0.120	0.174	-0.104	-1.073
10	11	-19.858	-11.715	-19.989	-11.905	0.131	0.190	-0.125	-0.978
11	100	-22.466	-12.632	-22.791	-13.227	0.324	0.593	-0.138	-2.423
11	111101	0.946	0.442	0.945	0.421	0.001	0.021	0.006	1.030
111101	11351	-0.274	-0.316	-0.274	-0.316	0.000	0.000	-0.002	-0.021
11351	200	-0.708	-0.819	-0.708	-0.819	0.000	0.000	-0.017	-0.002
200	201	5.688	2.311	5.522	2.111	0.165	0.199	0.099	1.354
201	2351	-0.734	-1.601	-0.738	-1.606	0.005	0.006	-0.030	-0.134
21101	2351	0.370	0.797	0.370	0.797	0.000	0.000	0.005	0.017
2	21101	2.843	2.368	2.837	2.195	0.006	0.172	0.020	3.377
21101	2101	2.467	1.398	2.463	1.336	0.004	0.062	0.016	1.350
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.062	0.016	1.348
2	21102	2.844	2.368	2.837	2.195	0.006	0.172	0.020	3.377
21102	2352	0.369	0.800	0.369	0.800	0.000	0.000	0.005	0.017
2352	2351	0.369	0.800	0.369	0.800	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.562	2.701	4.477	2.599	0.084	0.102	0.089	0.824
202	205	2.893	1.717	2.862	1.679	0.031	0.037	0.058	0.468
205	206	0.855	0.380	0.850	0.375	0.005	0.006	0.016	0.243
206	207	-1.056	-0.904	-1.063	-0.912	0.007	0.008	-0.024	-0.248
207	4351	-2.334	-1.574	-2.387	-1.639	0.053	0.064	-0.049	-0.961
41101	4351	0.614	0.410	0.613	0.410	0.000	0.000	0.004	0.031
4	41101	2.041	1.258	2.039	1.181	0.003	0.076	0.013	1.923
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.768
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.231	-0.000
41102	4102	3.406	1.898	3.404	1.848	0.002	0.050	0.022	0.758
4	41102	5.185	3.286	5.180	3.091	0.005	0.194	0.034	1.929
41102	4352	1.775	1.192	1.774	1.192	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.774	1.192	1.774	1.192	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.448
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.447
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.289
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.289
201	201101	0.841	0.498	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.423
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.423
11351	11352	0.434	0.503	0.434	0.503	0.000	0.000	0.011	0.000
111102	11352	-0.433	-0.503	-0.434	-0.503	0.000	0.000	-0.004	-0.021
11	111102	1.501	0.703	1.500	0.669	0.001	0.034	0.009	1.030
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.051
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.052
9	91101	5.257	3.122	5.239	2.645	0.018	0.475	0.033	4.626
91101	9351	6.562	2.951	6.541	2.951	0.021	0.000	0.036	0.288
9351	9352	-1.659	-1.456	-1.659	-1.456	0.000	0.000	-0.033	-0.000
91102	9352	1.660	1.476	1.659	1.456	0.001	0.020	0.011	0.785
9	91102	7.307	4.482	7.289	3.882	0.018	0.598	0.047	4.189
91102	9102	5.629	2.406	5.621	2.406	0.008	0.000	0.031	0.127
9102	9101	5.621	2.406	5.621	2.406	0.000	0.000	0.319	0.000
91101	9101	-1.323	-0.306	-1.324	-0.317	0.001	0.011	-0.007	-0.364
9351	401	4.398	2.313	4.378	2.284	0.020	0.029	0.075	0.252
401	210	2.797	1.588	2.781	1.558	0.017	0.030	0.049	0.370
210	211	1.509	0.881	1.499	0.869	0.010	0.012	0.027	0.321
211	212	0.015	-0.082	0.015	-0.082	0.000	0.000	0.001	-0.007
212	835	-1.355	-0.842	-1.363	-0.852	0.008	0.010	-0.024	-0.306
8110	835	1.398	0.927	1.398	0.915	0.001	0.012	0.009	0.530
8	8110	7.404	4.809	7.384	4.155	0.019	0.652	0.049	4.586
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.382
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.319	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.382
835	203	0.034	0.138	0.034	0.137	0.000	0.000	0.002	0.038
203	204	-1.127	-0.474	-1.133	-0.482	0.006	0.008	-0.019	-0.269
204	9351	-3.775	-2.080	-3.802	-2.120	0.027	0.040	-0.065	-0.398
204	204101	1.311	0.768	1.309	0.745	0.002	0.023	0.023	0.387
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.073	-0.000
204	204102	1.312	0.767	1.309	0.744	0.002	0.023	0.023	0.387
211	211101	0.737	0.472	0.734	0.455	0.002	0.017	0.013	0.546
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.002	0.017	0.013	0.546
210	210101	0.859	0.466	0.857	0.451	0.002	0.015	0.015	0.388
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.195	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.388
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.349	6.831	4.209	0.005	0.139	0.046	1.078
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.486	0.001

61101	6101	6.817	4.385	6.811	4.245	0.005	0.139	0.047	1.085
6	61101	6.831	4.593	6.826	4.367	0.005	0.225	0.046	1.713
6	61102	6.832	4.594	6.827	4.368	0.005	0.225	0.047	1.714
5	51102	4.019	2.586	4.013	2.388	0.006	0.198	0.027	2.548
51102	5352	-0.511	-0.067	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.070
5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.059	2.218	1.059	0.003	0.000	0.014	0.113
5	51101	2.426	1.515	2.422	1.404	0.004	0.111	0.016	2.364
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.344	0.000	0.001	0.002	0.306
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.310	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.117
4	104	-5.621	-3.216	-5.636	-3.244	0.015	0.028	-0.036	-0.438
104	14	-8.489	-4.761	-8.502	-4.786	0.014	0.025	-0.054	-0.262
14	13	-21.604	-13.562	-21.801	-13.923	0.197	0.360	-0.141	-1.492
13	103	-24.771	-15.262	-25.367	-16.351	0.594	1.086	-0.159	-3.970
103	100	-34.547	-21.324	-34.613	-21.445	0.066	0.121	-0.213	-0.324
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.121	0.043	0.983
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.453	0.001
141101	14101	6.502	4.166	6.497	4.045	0.005	0.121	0.043	0.990
14	141101	6.515	4.345	6.510	4.149	0.005	0.195	0.043	1.562
14	141102	6.516	4.345	6.511	4.149	0.005	0.195	0.043	1.562
104	15	2.853	1.899	2.853	1.899	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.843	2.828	1.609	0.016	0.233	0.019	4.489
8	903	-18.682	-9.724	-18.698	-9.770	0.016	0.045	-0.117	-0.179
7	710	2.318	1.338	2.309	1.189	0.010	0.148	0.015	3.362
7	902	8.378	4.369	8.375	4.361	0.003	0.008	0.053	0.075
209	20910	1.574	0.686	1.569	0.640	0.005	0.046	0.026	0.600
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.958	2.088	2.948	1.823	0.010	0.264	0.020	4.836
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.823	2.938	1.669	0.010	0.153	0.020	2.911
206	20610	1.901	1.292	1.889	1.179	0.012	0.112	0.040	1.135
5351	208	1.707	1.010	1.693	0.992	0.014	0.017	0.034	0.363
208	20810	1.688	0.979	1.679	0.899	0.009	0.079	0.034	0.892
205	20510	2.002	1.309	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.147
10	1010	3.268	2.145	3.248	1.849	0.020	0.295	0.021	5.002
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.135
212	21210	1.364	0.770	1.359	0.730	0.004	0.040	0.024	0.641
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.026	0.001
3	310	2.955	1.920	2.938	1.669	0.017	0.250	0.019	4.641
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.000

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ 2 РІК

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5600.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.169 МВт / 1008.878 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.030 МВт / 972.623 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.250 МВт / 14.038 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.250 МВт / 14.038 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.539 МВт / 4.723 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.383 МВт / 1.656 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.923 МВт / 6.379 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.173 МВт / 20.417 млн.кВт*г (2.0%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Ладизинська ТЕС	-85.059	-51.288	110.000	0.00
1	Лукашівка	0.000	0.000	109.139	-0.26
2	Тростянець	0.000	0.000	106.252	-1.10
3	Соколівка	0.000	0.000	104.302	-1.74
4	Крижопіль	0.000	0.000	103.393	-2.03
5	Піщанка	0.000	0.000	102.008	-2.47
6	Попелухи тяга	0.000	0.000	101.708	-2.57
7	Луги	0.000	0.000	102.680	-2.29
8	Чечельник	0.000	0.000	103.620	-1.97
9	Бершадь	-5.000	-3.000	105.258	-1.42
11	Глибочок	0.000	0.000	107.443	-0.85
10	Сумівка	0.000	0.000	106.406	-1.12
12	Ферм З-д	0.000	0.000	109.632	-0.10
13	Суворівка	0.000	0.000	105.640	-1.30
14	Вапнярка тяга	0.000	0.000	104.134	-1.77
15	Вапнярка	0.000	0.000	103.861	-1.86
200	Глибочок ГЕС	-6.400	-3.100	35.653	-1.91
201	Тростянець-35	0.000	0.000	34.333	-3.09
202	Ободівка	0.000	0.000	33.521	-3.59
205	Цибулівка	0.000	0.000	33.059	-3.88
206	Жабокрич	0.000	0.000	32.819	-4.09
207	Криклицевець	0.000	0.000	33.062	-4.02
204	Бершадь-35	0.000	0.000	37.924	-5.62
203	Баланівка	0.000	0.000	37.657	-5.87
208	Чорномин	0.000	0.000	33.024	-4.56
401		0.000	0.000	38.067	-5.52
209	Молокозавод	0.000	0.000	38.066	-5.52
210	Михайлівка	0.000	0.000	37.710	-5.86
211	Ольгопіль	0.000	0.000	37.390	-6.04
212	Стратіївка	0.000	0.000	37.392	-6.06
110		2.310	1.190	10.163	-2.69
21101		0.000	0.000	102.990	-3.17
2351		0.000	0.000	34.473	-3.15
2101		4.930	2.670	9.733	-4.25
21102		0.000	0.000	102.990	-3.17
2352		0.000	0.000	34.473	-3.15
2102		0.000	0.000	9.733	-4.25
310		2.940	1.670	9.565	-5.16
41101		0.000	0.000	101.597	-3.57
4101		4.830	2.600	9.651	-4.21
4351		0.000	0.000	34.003	-3.56
41102		0.000	0.000	101.592	-3.57
4352		0.000	0.000	34.003	-3.56
4102		0.000	0.000	9.651	-4.21
51101		0.000	0.000	99.823	-4.37
5351		0.000	0.000	33.380	-4.34
5101		4.720	2.800	9.520	-4.45
51102		0.000	0.000	99.655	-4.49
5352		0.000	0.000	33.380	-4.34
5102		0.000	0.000	9.520	-4.46
61101		0.000	0.000	100.109	-3.88

6351	0.000	0.000	33.515	-3.88
6101	13.650	8.460	9.481	-4.71
61102	0.000	0.000	100.109	-3.88
6352	0.000	0.000	33.515	-3.88
6102	0.000	0.000	9.481	-4.71
710	2.310	1.190	9.525	-5.05
8110	0.000	0.000	113.011	-5.60
835	0.000	0.000	37.683	-5.91
810	5.980	3.230	10.796	-5.57
91101	0.000	0.000	114.743	-5.40
9351	0.000	0.000	38.312	-5.33
9101	4.300	2.090	11.003	-4.92
91102	0.000	0.000	115.173	-4.95
9352	0.000	0.000	38.312	-5.33
9102	0.000	0.000	11.003	-4.92
1010	3.250	1.850	9.729	-4.77
111101	0.000	0.000	106.466	-1.89
11351	0.000	0.000	35.651	-1.91
11101	3.150	1.850	10.088	-2.68
111102	0.000	0.000	106.467	-1.89
11352	0.000	0.000	35.651	-1.91
11102	0.000	0.000	10.088	-2.68
1210	9.130	4.930	9.747	-2.53
13110	0.000	0.000	101.120	-4.79
1310	2.940	1.670	9.428	-6.93
1335	0.000	0.000	33.853	-4.79
141101	0.000	0.000	102.655	-2.96
14101	13.020	8.060	9.731	-3.71
141102	0.000	0.000	102.655	-2.96
14102	0.000	0.000	9.732	-3.71
1510	2.830	1.610	9.537	-5.18
201101	1.680	0.960	10.667	-3.98
201102	0.000	0.000	10.667	-3.98
202101	1.570	0.810	10.452	-4.27
202102	0.000	0.000	10.452	-4.27
203101	1.150	0.620	11.728	-6.56
203102	0.000	0.000	11.728	-6.56
204101	2.620	1.490	11.811	-6.34
204102	0.000	0.000	11.811	-6.34
20510	1.990	1.190	10.063	-6.19
20610	1.890	1.180	9.990	-6.30
207101	1.260	0.640	10.263	-5.00
207102	0.000	0.000	10.263	-5.00
20810	1.680	0.900	10.129	-6.51
20910	1.570	0.640	11.803	-6.90
210101	1.260	0.640	11.744	-6.61
210102	0.000	0.000	11.744	-6.61
211101	1.470	0.910	11.597	-6.92
211102	0.000	0.000	11.597	-6.92
21210	1.360	0.730	11.576	-7.28
14271	0.000	0.000	24.547	-2.96
14272	0.000	0.000	24.547	-2.96
101	0.000	0.000	106.301	-1.09
102	0.000	0.000	106.219	-1.12
103	0.000	0.000	109.670	-0.10
104	0.000	0.000	103.861	-1.86
902	8.380	4.530	102.608	-2.33
903	-18.710	-9.590	103.795	-1.88
901	2.860	1.390	103.583	-2.00

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	25.269	15.707	25.141	15.472	0.128	0.234	0.156	0.862
1	101	22.813	14.711	22.426	14.004	0.385	0.705	0.143	2.856
101	2	22.426	14.472	22.420	14.460	0.007	0.012	0.145	0.049
2	102	16.652	9.510	16.649	9.504	0.003	0.006	0.104	0.034
102	3	16.649	9.943	16.453	9.585	0.195	0.356	0.105	1.945
3	4	13.489	8.259	13.413	8.119	0.076	0.139	0.087	0.926
4	5	12.410	7.635	12.302	7.437	0.108	0.197	0.081	1.415
5	6	5.818	3.630	5.807	3.610	0.011	0.020	0.039	0.307
6	7	-7.923	-5.455	-7.973	-5.545	0.049	0.090	-0.055	-0.992
7	8	-18.678	-10.592	-18.788	-10.794	0.110	0.202	-0.121	-0.961
8	9	-10.306	-5.834	-10.412	-6.027	0.105	0.192	-0.066	-1.667
9	10	-18.109	-10.173	-18.252	-10.380	0.142	0.206	-0.114	-1.160
10	11	-21.529	-12.220	-21.681	-12.441	0.151	0.219	-0.134	-1.045
11	100	-24.134	-13.156	-24.505	-13.835	0.370	0.676	-0.147	-2.569

11	111101	0.936	0.437	0.936	0.416	0.001	0.021	0.006	1.023
111101	11351	-0.283	-0.321	-0.283	-0.321	0.000	0.000	-0.002	-0.022
11351	200	-0.732	-0.830	-0.732	-0.830	0.000	0.000	-0.018	-0.002
200	201	5.664	2.299	5.499	2.101	0.164	0.198	0.099	1.350
201	2351	-0.779	-1.620	-0.783	-1.625	0.005	0.006	-0.030	-0.137
21101	2351	0.393	0.807	0.392	0.807	0.000	0.000	0.005	0.018
2	21101	2.866	2.380	2.860	2.205	0.006	0.174	0.020	3.400
21101	2101	2.467	1.399	2.463	1.336	0.004	0.062	0.016	1.354
2101	2102	-2.464	-1.332	-2.464	-1.332	0.000	0.000	-0.166	-0.000
21102	2102	2.468	1.395	2.464	1.332	0.004	0.062	0.016	1.351
2	21102	2.866	2.380	2.860	2.205	0.006	0.174	0.020	3.400
21102	2352	0.392	0.810	0.391	0.810	0.000	0.000	0.005	0.018
2352	2351	0.391	0.810	0.391	0.810	0.000	0.000	0.015	0.000
201	202	4.584	2.709	4.498	2.606	0.085	0.103	0.089	0.828
202	205	2.914	1.724	2.882	1.686	0.032	0.038	0.058	0.471
205	206	0.875	0.386	0.870	0.380	0.005	0.006	0.017	0.248
206	207	-1.036	-0.899	-1.043	-0.907	0.007	0.008	-0.024	-0.245
207	4351	-2.314	-1.569	-2.366	-1.632	0.053	0.063	-0.049	-0.957
41101	4351	0.608	0.408	0.608	0.408	0.000	0.000	0.004	0.030
4	41101	2.036	1.256	2.033	1.180	0.003	0.076	0.013	1.928
41101	4101	1.425	0.771	1.424	0.750	0.001	0.021	0.009	0.771
4101	4102	-3.403	-1.848	-3.404	-1.848	0.000	0.000	-0.231	-0.000
41102	4102	3.406	1.899	3.404	1.848	0.002	0.050	0.022	0.761
4	41102	5.171	3.281	5.165	3.086	0.005	0.194	0.034	1.933
41102	4352	1.760	1.188	1.759	1.188	0.001	0.000	0.012	0.025
4352	4351	1.759	1.188	1.759	1.188	0.000	0.000	0.036	0.000
207	207101	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
207101	207102	-0.630	-0.320	-0.630	-0.320	0.000	0.000	-0.040	-0.000
207	207102	0.632	0.335	0.630	0.320	0.002	0.015	0.012	0.449
202	202101	0.612	0.319	0.611	0.309	0.001	0.010	0.012	0.290
202101	202102	-0.958	-0.500	-0.958	-0.500	0.000	0.000	-0.060	-0.000
202	202102	0.959	0.515	0.958	0.500	0.002	0.015	0.019	0.290
201	201101	0.841	0.499	0.839	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
201101	201102	-0.840	-0.480	-0.840	-0.480	0.000	0.000	-0.052	-0.000
201	201102	0.842	0.498	0.840	0.480	0.002	0.019	0.016	0.424
11351	11352	0.448	0.510	0.448	0.510	0.000	0.000	0.011	0.000
111102	11352	-0.448	-0.510	-0.448	-0.510	0.000	0.000	-0.004	-0.021
11	111102	1.486	0.695	1.485	0.662	0.001	0.033	0.009	1.022
111102	11102	1.933	1.172	1.931	1.135	0.002	0.037	0.012	1.054
11102	11101	1.931	1.135	1.931	1.135	0.000	0.000	0.128	0.000
111101	11101	1.219	0.737	1.217	0.714	0.002	0.023	0.008	1.055
9	91101	5.298	3.153	5.279	2.665	0.018	0.486	0.034	4.700
91101	9351	6.623	2.978	6.601	2.978	0.021	0.000	0.036	0.291
9351	9352	-1.687	-1.475	-1.687	-1.475	0.000	0.000	-0.034	-0.000
91102	9352	1.688	1.496	1.687	1.475	0.001	0.021	0.011	0.800
9	91102	7.355	4.522	7.337	3.910	0.018	0.610	0.047	4.252
91102	9102	5.649	2.414	5.641	2.414	0.008	0.000	0.031	0.128
9102	9101	5.641	2.414	5.641	2.414	0.000	0.000	0.321	0.000
91101	9101	-1.343	-0.313	-1.344	-0.325	0.001	0.012	-0.007	-0.376
9351	401	4.440	2.336	4.420	2.306	0.020	0.030	0.075	0.256
401	210	2.839	1.610	2.821	1.578	0.017	0.031	0.049	0.377
210	211	1.549	0.901	1.539	0.888	0.010	0.012	0.027	0.331
211	212	0.056	-0.063	0.056	-0.063	0.000	0.000	0.001	-0.001
212	835	-1.314	-0.823	-1.323	-0.833	0.008	0.010	-0.024	-0.300
8110	835	1.313	0.885	1.312	0.875	0.001	0.011	0.008	0.509
8	8110	7.318	4.759	7.299	4.113	0.019	0.643	0.049	4.584
203	203101	0.576	0.320	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.385
203101	203102	-0.575	-0.310	-0.575	-0.310	0.000	0.000	-0.032	-0.000
203	203102	0.576	0.319	0.575	0.310	0.001	0.010	0.010	0.385
835	203	-0.010	0.116	-0.010	0.116	0.000	0.000	-0.002	0.023
203	204	-1.172	-0.496	-1.178	-0.505	0.006	0.009	-0.019	-0.282
204	9351	-3.820	-2.103	-3.848	-2.144	0.028	0.041	-0.066	-0.405
204	204101	1.311	0.768	1.309	0.745	0.002	0.023	0.023	0.390
204101	204102	-1.309	-0.744	-1.309	-0.744	0.000	0.000	-0.073	-0.000
204	204102	1.312	0.767	1.309	0.744	0.002	0.023	0.023	0.390
211	211101	0.737	0.472	0.734	0.455	0.003	0.017	0.013	0.551
211101	211102	-0.735	-0.455	-0.735	-0.455	0.000	0.000	-0.043	-0.000
211	211102	0.737	0.472	0.735	0.455	0.003	0.017	0.013	0.550
210	210101	0.859	0.467	0.857	0.451	0.002	0.015	0.015	0.391
210101	210102	-0.402	-0.188	-0.402	-0.188	0.000	0.000	-0.022	-0.000
210	210102	0.403	0.196	0.402	0.188	0.001	0.007	0.007	0.391
61101	6351	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
6351	6352	0.009	-0.018	0.009	-0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
61102	6352	-0.009	0.018	-0.009	0.018	0.000	0.000	-0.000	-0.000
61102	6102	6.836	4.350	6.831	4.209	0.005	0.140	0.047	1.086
6102	6101	6.831	4.209	6.830	4.209	0.000	0.000	0.488	0.001
61101	6101	6.817	4.386	6.811	4.245	0.005	0.140	0.047	1.093
6	61101	6.831	4.596	6.826	4.368	0.005	0.227	0.047	1.726
6	61102	6.832	4.596	6.827	4.368	0.005	0.227	0.047	1.727
51102	5352	-0.511	-0.067	-0.511	-0.068	0.000	0.001	-0.003	-0.071

5352	5351	-0.511	-0.068	-0.511	-0.068	0.000	0.000	-0.009	-0.000
51101	5351	2.221	1.059	2.218	1.059	0.003	0.000	0.014	0.113
51101	5101	0.200	0.345	0.200	0.344	0.000	0.001	0.002	0.307
5101	5102	-4.517	-2.455	-4.517	-2.455	0.000	0.000	-0.311	-0.000
51102	5102	4.524	2.455	4.517	2.455	0.007	0.000	0.030	0.118
5	51102	4.020	2.588	4.014	2.388	0.006	0.199	0.027	2.564
5	51101	2.426	1.516	2.422	1.404	0.004	0.111	0.016	2.380
141102	14102	6.520	4.132	6.515	4.010	0.005	0.121	0.043	0.986
14102	14101	6.515	4.010	6.515	4.010	0.000	0.000	0.453	0.001
141101	14101	6.502	4.166	6.497	4.045	0.005	0.121	0.043	0.993
141101	14271	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
14271	14272	0.009	-0.017	0.009	-0.017	0.000	0.000	0.000	0.000
141102	14272	-0.009	0.017	-0.009	0.017	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	141102	6.516	4.346	6.511	4.149	0.005	0.196	0.043	1.567
14	141101	6.515	4.345	6.510	4.149	0.005	0.196	0.043	1.566
4	104	-6.245	-3.425	-6.264	-3.458	0.018	0.033	-0.040	-0.478
104	14	-9.117	-4.977	-9.132	-5.005	0.015	0.028	-0.058	-0.278
14	13	-22.233	-13.783	-22.441	-14.164	0.207	0.379	-0.145	-0.528
13	103	-25.411	-15.504	-26.036	-16.647	0.622	1.138	-0.162	-4.057
103	100	-35.216	-21.620	-35.285	-21.745	0.068	0.125	-0.217	-0.330
7	902	8.378	4.371	8.375	4.362	0.003	0.009	0.053	0.075
104	15	2.853	1.900	2.853	1.900	0.000	0.000	0.019	0.000
15	1510	2.844	1.844	2.828	1.609	0.016	0.234	0.019	4.503
209	20910	1.574	0.686	1.569	0.640	0.005	0.047	0.026	0.605
5351	208	1.707	1.010	1.693	0.993	0.014	0.017	0.034	0.364
206	20610	1.901	1.292	1.889	1.179	0.013	0.112	0.040	1.138
401	209	1.581	0.729	1.581	0.729	0.000	0.000	0.026	0.001
8	901	2.859	1.085	2.858	1.084	0.001	0.002	0.017	0.039
8110	810	5.986	3.228	5.976	3.228	0.010	0.000	0.035	0.136
8	903	-18.682	-9.722	-18.698	-9.768	0.016	0.046	-0.117	-0.180
7	710	2.319	1.339	2.309	1.189	0.010	0.149	0.015	3.397
208	20810	1.688	0.980	1.679	0.899	0.009	0.080	0.034	0.898
205	20510	2.002	1.310	1.989	1.189	0.013	0.120	0.042	1.151
10	1010	3.268	2.147	3.248	1.849	0.020	0.297	0.021	5.026
212	21210	1.364	0.770	1.359	0.730	0.004	0.040	0.024	0.646
103	12	9.180	5.640	9.177	5.637	0.003	0.003	0.057	0.038
12	1210	9.148	5.451	9.124	4.927	0.024	0.522	0.056	2.984
13	13110	2.959	2.089	2.948	1.823	0.010	0.264	0.020	4.846
13110	1335	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13110	1310	2.948	1.823	2.938	1.669	0.010	0.154	0.020	2.917
3	310	2.955	1.921	2.938	1.669	0.017	0.251	0.019	4.656
1	110	2.317	1.321	2.309	1.189	0.009	0.131	0.014	3.001