

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток електричної мережі 110 кВ та аналіз особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21мз спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітня програма «Електричні системи та мережі»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

(прізвище та ініціали)

Миндак О.В.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

(прізвище та ініціали)

Нетребський В.В.

(прізвище та ініціали)

« 02 » 06 2023 р.

Опонент

(прізвище та ініціали)

доц. каф. ЕССЕМ Войтко Ю.Т.

« 03 » 06 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« 02 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Завідувач кафедри ЕСС
 д.т.н., професор Комар В. О.
21.05 2023 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Миндак Олені Володимирівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розвиток електричної мережі 110 кВ та аналіз особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі

керівник роботи к.т.н., доцент, каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 05 червня 2023 року

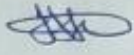

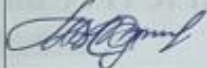

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 400 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Розрахунок розвитку електричних мереж 110 кВ. 2. Вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ. 3. Вибір елементів ЕМ. 4. Розрахунок і аналіз усталених режимів. 5. Аналіз втрат електричної енергії. 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Визначення

оптимального варіанту розвитку ЕМ. Висновки. Список використаних джерел.
Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язку креслень) 1. Вихідні дані для розв'язання задачі оптимізації схеми розподілу ЕМ. 2. Максимальний граф схеми. 3. Оптимальна схема ЕМ із забезпечення споживачів першою категорією надійності. 4. Схема підключення електромережі.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 14 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П. м.
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	14.03.23	16.03.23	6
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	8
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	6
4	Аналіз особливостей експлуатації ПЛЕП	06.04.23	30.04.23	6
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	8
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	8
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	8
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	8

Студент _____

Минд _____

Керівник роботи _____

Нетребський _____

(підпис)

(підпис)

АНОТАЦІЯ

Миндак Олена Володимирівна «Розвиток електричної мережі 110 кВ та аналіз особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 106 с./ На укр. мові. рис.18, табл.24, бібліогр.16.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує засоби регулювання напруги.

ANNOTATION

Myndak Olena « Development of the 110 kV electrical network and analysis of the features of operation of overhead power lines ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023-106 p. fig. 18, table 24, bibl. 16

In the work, modeling of the development of a fragment of electrical networks is carried out.

A study of the peculiarities of the operation of overhead power transmission lines was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel who maintain the means of voltage regulation was carried out.

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1	12
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ	12
1.1 Розрахунок режиму заданої мережі	13
1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
РОЗДІЛ 2	17
ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	17
2.1 Лінеаризація цільової функції.....	17
2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу	20
РОЗДІЛ 3	24
ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ	24
3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі.....	24
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі	28
3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП	29
РОЗДІЛ 4	32
ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА НОВИХ ПІДСТАНЦЯХ	32
РОЗДІЛ 5	34
ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ.....	34
5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій	35
5.2 Вибір електричної схеми відгалужувальної підстанції.....	35
5.3 Оцінювання надійності електричних схем нових підстанцій	37
РОЗДІЛ 6	41
БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ.....	41
6.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерел живлення	41
РОЗДІЛ 7	43
РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	43
7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків	43
7.4. Регулювання напруги у електромережі	44
РОЗДІЛ 8.....	48
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	48
РОЗДІЛ 9	72
ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ.....	72
РОЗДІЛ 10	92
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	92
ВИСНОВКИ.....	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	106
Додаток А.....	Ошибка! Закладка не определена.
ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICNESKO	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ

ОПРЕДЕЛЕНА.

Додаток А1. Технічне завдання МКР.....	111
ДОДАТОК А2.....	117
ДОДАТОК Б.....	121

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;

АТ – автотрансформатор;

БТ – блочний трансформатор;

ВДЕ – відновлюване джерело енергії;

ВРУ – відкрита розподільна установка;

ВП – власні потреби;

ГАЕС – гідроакумуляююча 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;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Загальна кількість відмов конструкцій опор, проводів та з'єднувальної арматури для повітряних ліній напругою 35-750 кВ отриманих протягом 30-ти років даних говорить про суттєве зростання кількості відмов елементів повітряних ліній, що свідчить про їх зношеність. В Україні експлуатується близько 948 000 км повітряних ліній, з них 142 160 км напругою 35 – 750 кВ. Ці дані залишались практично постійними протягом останніх 10 років. Термін експлуатації більшості повітряних ліній напругою 110-220 кВ становить у середньому 40-60 років, а для деяких об'єктів - до 80 років, отже аналіз даних конструкцій нині є на часі.

Лінія електропередач - один з компонентів електричної мережі, система енергетичного устаткування, призначена для передачі електроенергії за допомогою електричного струму. Також електрична лінія у складі такої системи, що виходить за межі електростанції або підстанції [1].

Повітряна лінія електропередачі (ПЛЕП) - пристрій, призначений для передачі або розподілу електричної енергії по проводах, що знаходяться на відкритому повітрі і прикріплені за допомогою траверс (кронштейнів), ізоляторів і арматури до опор або інших споруд (мостам, шляхопроводам) [1].

Конструкція ПЛЕП, її проектування і будівництво регулюються Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) і Будівельними нормами і правилами (БНП).

Повітряна лінія електропередачі являє собою досить складне інженерне спорудження, як з погляду механіки, так і з погляду електротехніки. Всі конструктивні частини повітряних ліній працюють у досить жорстких умовах експлуатації, які змінюються в широкому діапазоні. Лінії електропередачі повинні протидіяти цілому ряду зовнішніх факторів, найбільш значимими з яких є:

- механічні сили ваги всіх частин повітряних ліній;
- вага ожеледі на проводах, тросах і ізоляторах;
- тиск вітру на них, а також тяжіння від проводів і тросів;
- добові, сезонні та річні зміни температури повітря;
- атмосферна корозія.

З погляду механіки найбільш істотним є взаємодія між ізоляторами та проводами. На провода та троси діють рівномірно розподілені по довжині вертикальні навантаження від власної маси, а при певних кліматичних умовах – додаткові вертикальні від ожеледі та горизонтальні від вітру. Додаткові зовнішні навантаження на провода та троси не завжди розподілені рівномірно по довжині проводу. Окремі пориви вітру й раптові скидання ожеледі іноді надають зовнішнім навантаженням динамічний характер [3].

Метою будівництва ліній напругою 220 кВ і вище є об'єднання енергосистем, що дозволяє зменшити встановлену потужність електростанцій за рахунок об'єднання резервів. Будівництво ліній нижчої напруги проводиться для підключення до загальнодержавної мережі нових споживачів, зокрема сільськогосподарських. Живлення сільських населених пунктів від державної мережі значно надійніше і економічніше, ніж від місцевих електростанцій невеликої потужності.

Виконання поставлених завдань неможливе без механізації будівельно-монтажних робіт і без застосування типових конструкцій опор і фундаментів. Тому в даний час в Україні при споруді більшої частини ліній застосовуються типові конструкції опор і фундаментів, а індивідуальні конструкції - лише в окремих випадках

В Україні та за кордоном розроблені спеціальні правила і стандарти для проектування і спорудження ліній електропередачі. Основні вимоги, що пред'являються в Україні до ліній електропередачі, визначаються ПУЕ, що діють згідно яким лінії розділяються на дві категорії по напрузі: до 1000 В і вище 1000 В. Проектування і спорудження опор і фундаментів ліній як будівельних конструкцій проводиться на підставі БНІП.

Отже, дослідження засобів та методів із регулювання напруги є доволі актуальною науково-прикладною задачею.

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації ПЛЕП.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз особливостей експлуатації ПЛЕП;
- розв’язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує диспетчерський пункт.

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» [12].

Наукова новизна полягає у підтвердженні перспективи модернізації повітряних ліній електропередачі.

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

РОЗДІЛ 1

ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯ

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

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

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

Визначення слушних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється завдяки мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

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

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

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

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

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

звідки $a' = -2667,6$, $b' = 1,3697$, таким чином регресійна функція набуває вигляд::

$$P'_{\max} = 1,3697T - 2667,6$$

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

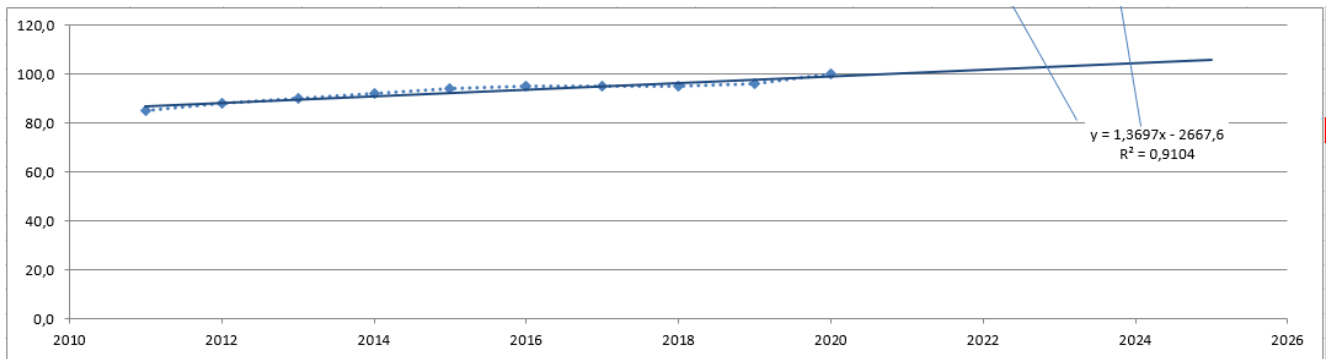


Рисунок 1.1 – Графічний вигляд таблично-заданої $P_{\max}(T)$ функції та регресійної $P'_{\max}(T)$ функції найбільшого навантаження від часу T

Проаналізував отриманий графік (рис. 1.1), зробимо висновок, що загальне навантаження із врахуванням прогнозу на 2025-й рік збільшиться до 106 %, що на 6 % 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 А2) 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 близьких до них. (дивись таблицю 1.1)

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

- в дільницях електропередачі – 2.15 МВт;
- в силових трансформаторах - 0.97 МВт з них холостого ходу 0.54 МВт та навантажувальні 0.43 МВт.

Таблиця 1.1– Струми на ділянках електромережі

Дільниця	11-12	12-13	13-14	14-15
Марка проводу	АС-120	АС-150	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	125	150	150	150
Розрах. струм, А	14	48	117	132

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

Таблиця 1.2– Напруги у перспективних вузлах приєднання

Вузли	12	13	14
Напруга вузла, кВ	108,94	109,5	110,81

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 № 12 - Дашів з рівнем напруги 108,94 кВ; вузол № 13 – Гайсин з рівнем напруги 109,5 кВ, № 14 – Лад. Хутора з рівнем напруги 110,81 кВ.

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

РОЗДІЛ 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 потрібну 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 дільницями 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 V_i записують у вигляді:

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

де $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$; K_{0i} - питомі капіталовкладення на побудову 1 км лінії, за попередньо заданим перерізом провoda на i -тій ділянці лінії; E – коефіцієнт дисконту ($E=0,2$); α – коефіцієнт нормативних відрахувань; b_i - питомі витрати, що 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:

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

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 провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою:

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

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (приймаємо 0,9); τ – час максимальних втрат (3633 годин/рік для $T_{нб} = 5400$ годин/рік); C_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електричної енергії прийнято 1,65 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 капіталовкладення, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
12	501	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,633	3588,3
13	502	2,3	16,1	110	1573,680	0,131	8107,6	1,455	8253,1
13	504	2,5	17,5	110	1573,680	0,131	8812,6	1,582	8970,8
14	504	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,265	7176,6
501	503	2	14	110	1573,680	0,131	7050,1	1,265	7176,6
503	502	1	7	110	1573,680	0,131	3525,0	0,633	3588,3
502	504	1,8	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,139	6459,0

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

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на будівництво ліній під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат подавалась у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати показані у таблиці 2.3.

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				
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0						
501	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,59	8,59	
502	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	2,33	2,33	
503	0	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11,88	11,88	
504	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	6,04	6,04	
Коефіцієнти цільової функції	1711,1	4679,3	1584,3	2218,0	1077,3	1077,3	1077,3	1267,1	3339,2	1711,1	0,0	0,0	0,0	0,0					0,000	
Потужності ЛЕП	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000						0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000						0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																				0,000

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

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	
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,59	0,00
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	2,33	0,00
503	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,88	0,00
504	0	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	6,04	0,00
Коефіцієнти цільової функції	2426,3	1253,7	940,3	752,2	1253,7	1253,7	626,9	1043,5	1821,6	1128,4	0,0	0,0	0,0	0,0			35065,046
Потужності ЛЕП	0	0	6,044423	22,79914	0	8,589443	2,332935	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	0,000	0,000	5287,565	4230,052	0,000	7050,087	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			20092,748
Змінні складові витрат	0,000	0,000	34,674	394,655	0,000	93,360	3,444	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			526,132
Дисконтровані витрати, тис. грн																	20618,880

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

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв’язку зі зміною перетоків по дільницям, тому скоригуємо вартісні коефіцієнти і проведемо повторний обрахунок (рис. 2.3).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,59	0,00
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	2,33	0,00
503	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,88	0,00
504	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	6,04	0,00
Коефіцієнти цільової функції	626,9	1253,7	880,5	202,8	1253,7	831,7	1512,5	626,9	1128,4	1128,4	0,0	0,0	0,0	0,0			17117,497
Потужності ЛЕП	8,589443	0	6,044423	14,2097	0	0	2,332935	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	3525,044	0,000	5287,565	4230,052	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			16567,705
Змінні складові витрат	46,680	0,000	34,674	153,303	0,000	0,000	3,444	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			238,100
Дисконтровані витрати, тис. грн																	16805,804

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів внаслідок зміни перетоків потужності по дільницях ліній (при другій ітерації)

Після кінцевого уточнення маємо:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	12-501	14-504	314-504	312-503	501-503	503-501	503-502	502-503	502-504	504-502	0-0	0-0	0-0	0-0			
501	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,59	0,00
502	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	2,33	0,00
503	0	0	0	1	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	11,88	0,00
504	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	6,04	0,00
Коефіцієнти цільової функції	626,9	1253,7	880,5	202,8	1253,7	831,7	1512,5	626,9	1128,4	1128,4	0,0	0,0	0,0	0,0			17117,497
Потужності ЛЕП	8,589443	0	6,044423	14,2097	0	0	2,332935	0	0	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	3525,044	0,000	5287,565	4230,052	0,000	0,000	3525,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			16567,705
Змінні складові витрат	46,680	0,000	34,674	153,303	0,000	0,000	3,444	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			238,100
Дисконтровані витрати, тис. грн																	16805,804

Рисунок 2.5 – Остаточний варіант (четверта ітерація)

У таблиці на рисунку 2.5 приведена схема мережі, для якої забезпечується найменші витрати. Її графічне представлення наведено на рисунку 2.6.

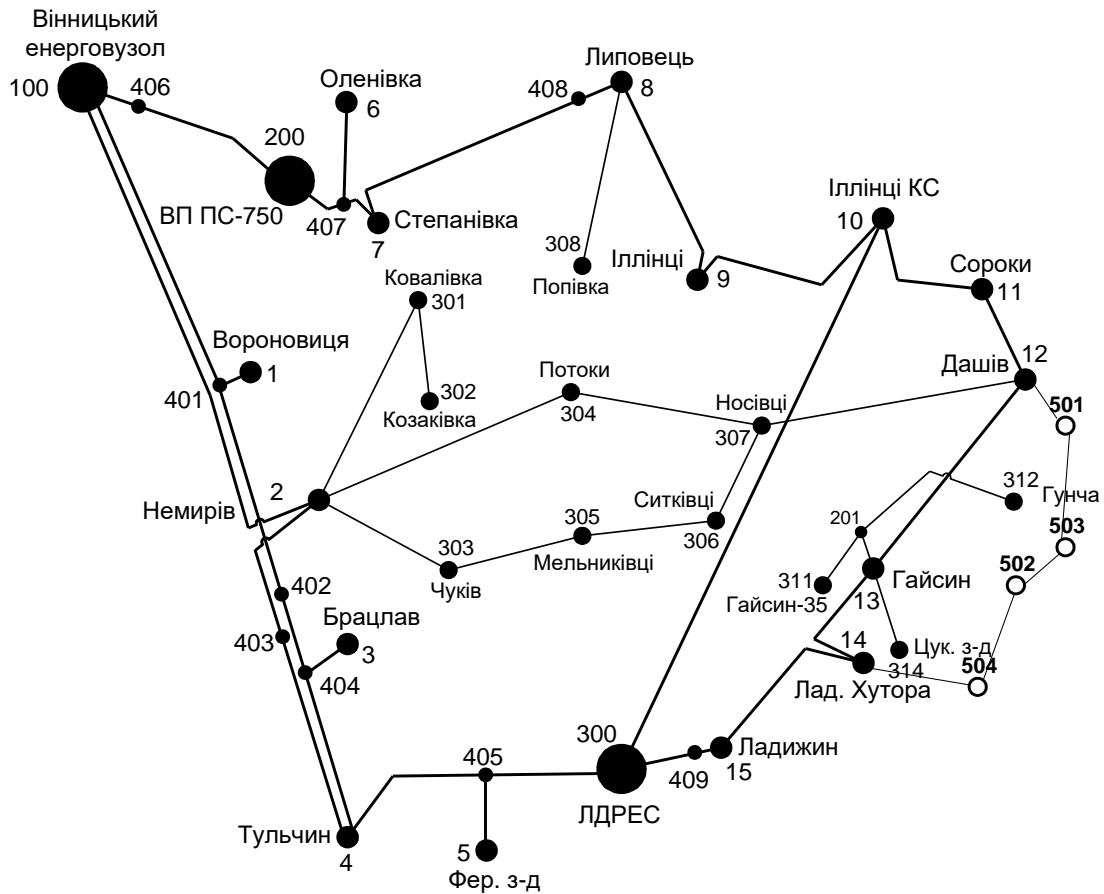


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми мережі після обрахунку за симплекс-методом

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всі споживачів відповідно до їх категорії.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

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

3.1 Визначення оптимальної послідовності будівництва електричної мережі

Для існуючої схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток для електроживлення нових споживачів, які мають вводиться протягом 2-х років (це вузли 501, 502, 503, 504). У нашому випадку приймаємо три опорних центри живлення: 2, 201 та 14 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 V_t що до кожного із років буде розв'язуватись як:

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

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

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

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

$$(V_i + V_{i+1}) \rightarrow \min \quad (3.3)$$

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

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

На другому етапі рухаються 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 V_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Застосовано наступні обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) 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: $L_{max} \leq 30$ км, а також обмеження балансу потужності.

Проводимо перший крок. За три роки необхідно забезпечити енергоживлення нових споживачів 501, 502, 503, 504. Через те, що за 1 рік немає можливості вводити більше ніж 30 км повітряних ліній, безсумнівно, що під час 1-го року розвитку буде виконано спорудження ліній включно для одного чи двох споживачів, а під час другого року будівництва – до інших, а на третьому році завершити спорудження енергоживлення усіх нових споживачів.

Варіант №1

Перший рік – передбачається спорудження одно ланцюгової лінії до пункту 14-504. Тоді загальне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{14-501} = 14 \text{ (км)},$$

наразі не перевищує обмежень по введенню нових ліній.

За формулою (3.4) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл.3.1.

Другий рік. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому кроці. Також для кожного варіанту другого року обов'язково враховується обмеження що до довжин ліній.

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 504-502, 502-503. Результати обрахунків приведено в таблиці 3.2.

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

Для варіанту 1 на третьому році розвитку споруджуємо одноланцюгові лінії 12-501, 501-503. Результати розрахунків приведено в таблиці 3.3.

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
1	1	12-501	7	22,8	21	12664,999	37594,07	31328,39	31328,39
		501-503	14	14,2		24929,066			
	2	12-501	7	22,8	21	12664,999	37386,88	31155,74	31155,74
		14-504	14	6,1		24721,885			
	3	14-504	14	6,1	14	24721,885	24721,88	20601,57	20601,57

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

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L _{сум}	Ві	Ві, _{сум}	Вt	Вартість
2	11	503-502	7	2,3	19,6	12340,833	34576,68	24011,59	55339,97
		502-504	12,6	5		22235,85			
	12	503-502	7	2,3	21	12340,833	37062,72	25738	57066,39
		14-504	14	6,1		24721,885			
	13	14-504	14	6,1	14	24721,885	24721,88	17167,98	48496,36
	21	501-503	14	14,2	21	24929,066	37269,9	25881,87	57037,61
		503-502	7	2,3		12340,833			
	22	502-504	12,6	5	19,6	22235,85	34576,68	24011,59	55167,32
		503-502	7	2,3		12340,833			
	23	501-503	14	14,2	14	24929,066	24929,07	17311,85	48467,59
	31	12-501	7	22,8	21	12664,999	37594,07	26106,99	46708,56
		501-503	14	14,2		24929,066			
	32	502-504	12,6	5	19,6	22235,85	34576,68	24011,59	44613,16
		503-502	7	2,3		12340,833			
	33	502-504	12,6	5	19,6	22235,85	34900,85	24236,7	44838,27
		12-501	7	22,8		12664,999			

Таблиця 3.3 - Імовірні варіанти розвитку для третього року будівництва

t	Варіант	ЛЕП	L	P	L _{сум}	В _i	В _{i,сум}	В _t	Вартість
3	111	14-504	14	6,1	14	24721,885	24721,88	14306,65	69646,62
	121	502-504	12,6	5	12,6	22235,85	22235,85	12867,97	69934,35
	131	503-502	7	2,3	19,6	12340,833			
		502-504	12,6	5		22235,85			
	211	502-504	12,6	5	12,6	22235,85	22235,85	12867,97	69905,58
	221	501-503	14	14,2	14	24929,066	24929,07	14426,54	69593,86
	231	503-502	7	2,3	19,6	12340,833			
		502-504	12,6	5		22235,85			
	311	503-502	7	2,3	19,6	12340,833			
		502-504	12,6	5		22235,85			
	321	12-501	7	22,8	21	12664,999			
		501-503	14	14,2		24929,066			
	331	501-503	14	14,2	21	24929,066			
		503-502	7	2,3		12340,833			

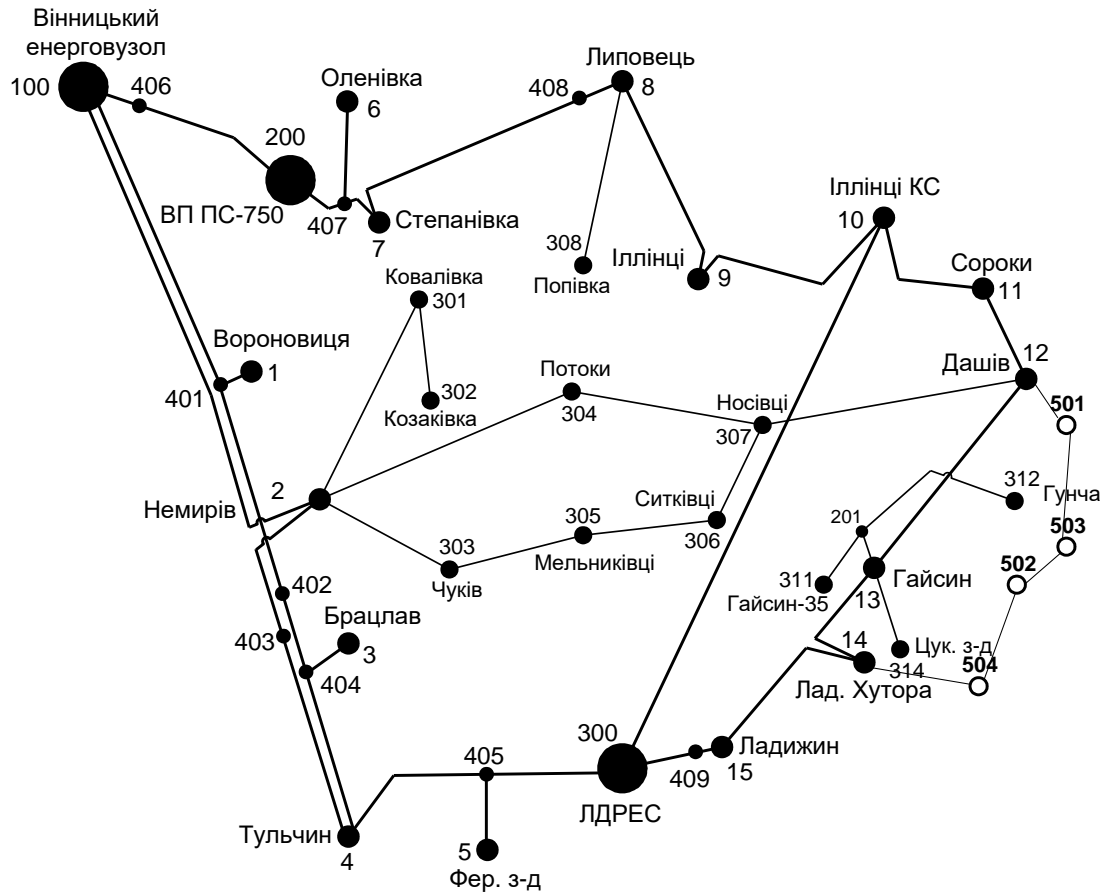
3.2 Прийняття остаточного варіанту оптимальної послідовності розвитку електричної мережі

По V_{Σ} з таблиці 3.3 обрали варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення обрахунків вартості спорудження мережі визначили умовно оптимальний варіант 321. Після уточнення поточкорозподілу та вартості спорудження ЛЕП по роках, значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 321 приєднання нових підстанцій 501, 502, 503, 504 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. 3.4.

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 дільницях відповідно до оптимального варіанту за наступною формулою (3.5) :

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

$$I_{розр12-501} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8.859}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 48.825 \text{ (A)};$$

$$I_{розр14-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{23.885}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 131.631 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}501-503} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{1,352}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 7,45 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}503-502} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{15,586}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 85,895 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}502-504} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{18,277}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 100,726 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5200$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, тому що $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

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

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

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

- 1-й – розрив лінії 12-501;
- 2-й – розрив лінії 14-504;
- 3-й – розрив лінії 12-501 та відсутня генерація на СЕС (504);
- 4-й – розрив лінії 14-504 та відсутня генерація на СЕС (504);
- 5-й – розрив лінії 502-503;
- 6-й – розрив лінії 502-504.

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи ЛЕП та величини струмів у ПА

ЛЕП	І _{па1} , А	І _{па2} , А	І _{па3} , А	І _{па4} , А	І _{па5} , А	І _{па6} , А	І _{па} ,А max	І _{па} Доп.	І _{роз} , А	Марка проводу
12-501	0	180.2	0	149.7	135.6	150.3	182.8	390	48.8	АС-120/19
14-504	182.8	0	152.5	0	47.1	33.5			131.6	АС-150/19
501- 503	56.1	124.4	56.1	93.9	79.9	94.6			7.45	АС-120/19
503- 502	136.1	47.1	135.9	14.4	0	14.8			85.9	АС-120/19
502- 504	151.7	33.5	151.6	0.2	2.6	0			100.7	АС-120/19

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

Після порівняння отриманих результатів обрахунків струмів у аварійних ситуаціях з максимально допустимим струмом для АС-120/19, вирішено використовувати провід АС-120/19, оскільки він повністю задовольняє вимогам нормативних вимог.

РОЗДІЛ 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 6 годин за добу протягом не більше 5 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 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 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 501 вузла згідно (4.1) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8.1}{2 \cdot 0.7} = 6.575 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двофазних силових трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

У вузлах 502, 503 та 504 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 _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
501	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
502	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
503	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
504	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4

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:

$$K_{з1.па} = \frac{9.205}{(2-1) \cdot 10} = 0.92 \leq 1.4 \quad K_{з3.па} = \frac{12.874}{(2-1) \cdot 10} = 1.287 \leq 1.4$$

$$K_{з2.па} = \frac{2.472}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.392 \leq 1.4 \quad K_{з4.па} = \frac{5.7}{(2-1) \cdot 6.3} = 0.905 \leq 1.4$$

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.

РОЗДІЛ 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 післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності 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 найекономічнішого 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 до 750 кВ електричних підстанцій».

5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на нових підстанціях 501, 502, 503 та 504 будемо 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).

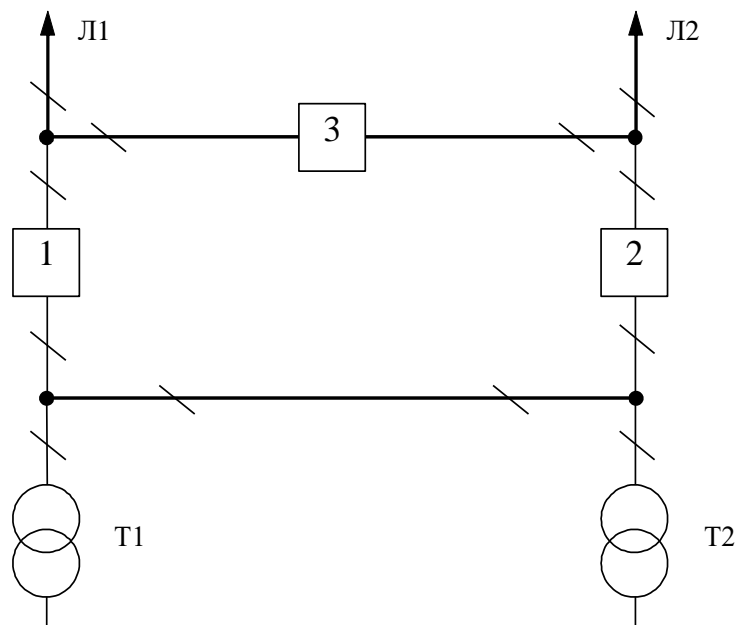


Рисунок 5.1 – Схема розподільчого пристрою для нових вузлів 501, 502, 503 та 504

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 «Дашів». Тому, опісля реконструкції ця підстанція з

прохідної перейде на відгалужувальну. Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції «Дашів» (вузол 12) тип існуючої схеми нас влаштовує. Найважливішу схему розподільного пристрою 110 кВ рекомендуємо залишити. Таким чином, для вказаної підстанції прийнято схему розподільного пристрою 110 кВ 110-6 – Одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідною системою шин (рисунок 5.2).

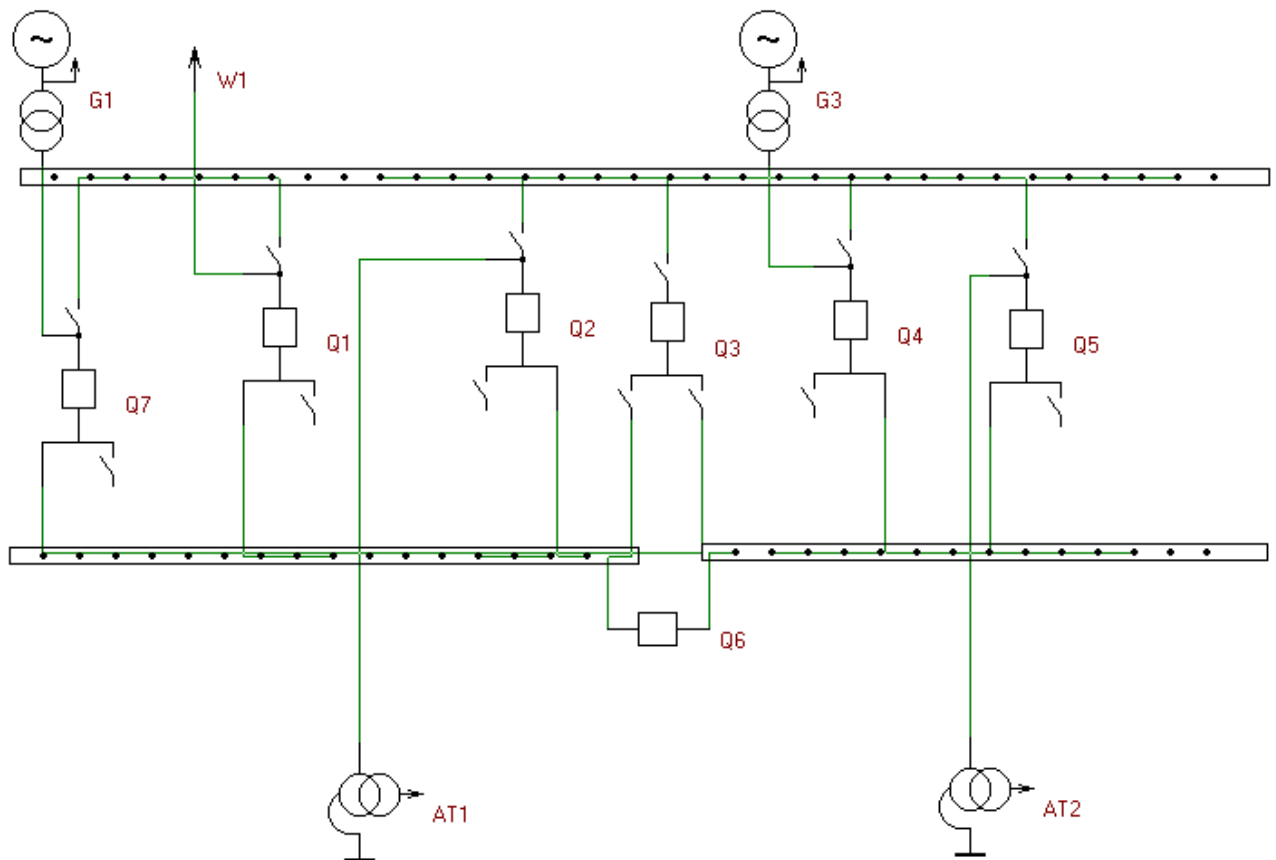


Рисунок 5.2 – Схема одна робоча шина із секціонованим вимикачем та обхідна система шин

Одним із вузлів електроживлення нових споживачів приймаємо вузол 12, який є місцем з'єднання проводів марки АС-120 та АС-150 лінії «Сороки - Гайсин» (дивись нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальної опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання. Таке рішення не призведе до

погіршення надійності та селективності релейного захисту ЛЕП «Сороки - Гайсин» тому що розміщення комплектів захисту ЛЕП на ПС «Нова-1» 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. Показуємо розрахунок схеми відгалужувальної підстанції «Дашів» (вузол 12).

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

Розрахунок ведеться по формі табл. 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:

$$K_0^I = 1 - 4 \cdot 0,0003 = 0,9904$$

Для кожного сполучення i, j оцінюємо наслідки від відмов i -го елемента 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 (для вузла 15)

Вимикач що відмовив	Параметр потоку відмов w_i	Відключившийся елементи, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів							
		Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі							
		$K_o=0,9904$	$K_p=0,0013$						
			Q1-л	Q2-г	Q3-г	Q4-г	Q5-г	Q6-г	Q7-г
Q1-л	0,0407	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		W1-Ts		W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1-Ts	W1, AT1, D(G1,G3,AT2)-Ts	W1-Ts
Q2-г	0,04	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To
		AT1-Ts	AT1-Ts		AT1-Ts	AT1-Ts	AT1-Ts	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-Ts	AT1-Ts
Q3-г	0,04		AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To	AT1, W1, D(G1,G3,AT2)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
			W1-Ts	AT1-Ts		G3-Ts	AT2-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	G1-Ts
Q4-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts	G3-Ts		G3-Ts	G3, D(W1,AT1), D(G1,AT2)-Ts	G3-Ts
Q5-г	0,04	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To		AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To	AT2, G3, G1, D(W1,AT1)-To
		AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2-Ts	AT2, D(W1,AT1), D(G1,G3)-Ts	AT2-Ts
Q6-г	0,04	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To	AT2, G3, G1, AT1, W1-To		AT2, G3, G1, AT1, W1-To
		D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)-Ts	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми електростанції

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	K _o		K _p	
			$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$
AT1, W1, D(G1,G3,AT2)	12	1	1	1	6	8
AT2, G3, G1, D(W1,AT1)	20	1	0	3	0	21
AT2, G3, G1, AT1, W1	20	1	0	1	0	6
D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)	12	1	0	0	0	1
W1	12	17,8	1	0	5	1
AT1	0	17,8	0	1	0	6
G3	0	17,8	0	1	0	6
AT2	0	17,8	0	1	0	6
D(W1,AT1), D(G1,G3,AT2)	12	17,8	0	1	0	7
G1	0	17,8	0	1	0	6

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 ($Z_0 = 400$ гривень/кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (5.5)$$

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

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

Результат обрахунку покажемо у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпущення електричної енергії

W _{рік} , МВт·год	ΔW _{нд} , МВт·год	Мзб, грн.
21 544	8 617,954	3 447 181,6

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.

РОЗДІЛ 6

БАЛАНСУ 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 $f=f_{ном}$ для нових вузлів 501, 502, 503, 504 буде таким:

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 28,84 + 0,05 \cdot 28,84 = 27,398 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 27,398 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 27,398 \cdot 0,34 = 9,315 \text{ (МВАр)}.$$

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:

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

Обрахунок генерації реактивної потужності для відрізка ділянки ЛЕП – 12-501

$$Q_{\text{ЛЕП12-501}} = 105,51^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7) = 0,222 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,222 + 0,444 + 0,223 + 0,407 + 0,444 = 1,74 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність для компенсуючого пристрою буде:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 0,95 \cdot 12,57 = 11,941 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 12,57 = 1,257 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП } i} = 11,941 + 1,257 - 9,315 - 1,74 = 2,143 \text{ (МВАр)}.$$

Порівняємо сумарну потужність споживачів 11,941 МВАр із потужністю, що надходить від джерел електропостачання 9,315 МВАр. Та робимо висновок про доцільність застосування компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-2250-450 УЗ на 2250 кВАр у вузлі з мінімальною напругою, а саме у вузлі 501.

РОЗДІЛ 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 режиму електричної мережі 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 $\pm 10\%U_{ном}$.

Вхідні дані та результати обрахунків мінімального та після аварійного режимів електромережі після розвитку є у додатках В та Г.

7.4. Регулювання напруги у електромережі

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

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

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга нового вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
501	105,15	99,85	112,2
502	105,84	100,2	112,5
503	105,53	99,86	112,21
504	106,48	100,89	113,1

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

Номер вузла за схемою	Напруга нового вузла, кВ		
	Макс. режим	Мін. режим	Післяавар. режим
501	9,74	9,18	10,41
502	9,98	9,44	10,63
503	9,57	9	10,25
504	10,13	9,59	10,77

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

Дійсний рівень напруги у вузлі:

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

де $\Delta U'_{\text{T}}$ – втрати напруги в силових трансформаторах, що приведені до сторони ВН.

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

де $U_{\text{ВН}}$ – обрахована величина робочої напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна та реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації будемо знаходити з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної електростанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо що $U_{\text{ННб}}$ 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 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((8,59) \cdot (14,7 / 2)) + ((4,64) \cdot (220 / 2))}{105,15} = 5,454 \quad \text{кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{105,15 + 5,454}{10,5} = 10,534$$

Ближчий за таблицею 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T501d} = 10,534$, що відповідає 8-й відпайці.

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

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{105,15 + 5,454}{10,534} = 10,579 \text{ кВ}$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації

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

Аналогічні розрахунки 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 трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
501	5,45	10,534	10,579	8	10,611	0,09
502	1,41	10,214	10,258	10	10,298	0,09
503	4,89	10,517	9,965	12	9,985	0,09
504	1,45	10,279	10,323	9	10,455	0,09

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

РОЗДІЛ 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.

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:

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

де: C_T – середньозважений тариф на електроенергію в приведеній у завданні енергосистемі, $C_T = 1,65$ 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; V – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тисяч гривень.

Щорічні експлуатаційні витрати визначають так:

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

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} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – 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 підстанцій, тис.грн.;

$K_{ЛЕП}$ – 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 лінії електропередач: Лад. Хутора (вузол 14) - 504;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 504;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Лад. Хутора (вузол 14).

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 504-502 та 502-503;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 502, 503;

На третьому році:

- будівництво ліній електропередач: 12-501 та 501-503;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пунктах 501.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту Дашів (вузол 12).

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

Таблиця 8.1 – Вартість спорудження підстанції (вузол 504)

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, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового 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 побудови електропідстанції (вузол 504)

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	5 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
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		579,24	4184,056	127,496	131,16	15	5036,616	97,2

Продовження табл. 8.1 - Вартість зведення електропідстанції (вузол 504)

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

Продовження табл. 8.1 - Вартість спорудження електропідстанції (вузол 504)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

Таблиця 8.2 – Вартість реконструкції підстанції Лад. Хутора (вузол 14):

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 трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора 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						

Таблиця 8.3 – Вартість побудови електропідстанції (вузол 503):

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

Продовження табл. 8.3 - – Вартість побудови електропідстанції (у вузлі 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора 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 трансформа- торами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 8.3 - – Вартість побудови електропідстанції (у вузлі 503)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі 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. 8.3 - – Вартість побудови підстанції (у вузлі 503)

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

Таблиця 8.4 – Вартість спорудження підстанції (у вузлі 502):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

Продовження табл. 8.4 – Вартість спорудження підстанції (у вузлі 502):

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

Продовження табл. 8.4 – Вартість побудови підстанції (у вузлі 502):

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

Продовження табл. 8.4 - Вартість побудови підстанції (у вузлі 502):

5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			45 275,62						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 96 329,867 тис. грн

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому показані у табл. 8.5 - 8.6.

Таблиця 8.5 – Вартість реконструкції підстанції Дашів (вузол 12):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0
2.2	Приєднання трансформа- тора 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						

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 501):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190

Продовження табл. 8.6 - Вартість побудови електропідстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
Всього ЗРУ 10 кВ			733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	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

Продовження табл. 8.6 - Вартість будівництва підстанції (вузол 603):

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Загалом, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на третьому році будуть складати 55 331,245 тисяч гривень.

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.

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 14 = 16202.67 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 19,6 = 22683.74 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП3}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot 21 = 24304.01 \text{ (тис.грн.)}$$

Обрахунок одночасних капітальних витрат K :

$$K_1 = 49552.62 + 16202.67 = 65755.29 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 96329.87 + 22683.74 = 119013.61 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_3 = 55331.24 + 24304.01 = 79635.25 \text{ (тис.грн.)}$$

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:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ЛЕП:

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

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:

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

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:

$$V_{\text{Л1}} = (16202.67 \cdot 0,3)/100 = 48.61 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л2}} = (22683.74 \cdot 0,3)/100 = 68.05 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{Л3}} = (24304.01 \cdot 0,3)/100 = 72.91 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П1}} = (49552.62 \cdot 3)/100 = 1486.58 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П2}} = (96329.87 \cdot 3)/100 = 2889.89 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\text{П3}} = (55331.24 \cdot 3)/100 = 1659.94 \text{ (тис.грн.)};$$

Використовуючи результати розрахунку режиму макс. навантажень ЕМ після виконання її покрокового розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках приведена в таблиці 8.7:

Таблиця 8.8 – 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:14-504 П/ст:14,504	290	400	300
2	ЛЕП:502-504,503-502 П/ст:502,503	130	110	1200
3	ЛЕП:12-501,501-503 П/ст:12,501	100	100	800

Річні видатки відповідно до виразу (8.7).

$$B_1 = 48.61 + 1486.58 + 300 \cdot 1,65 = 2030.19 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 68.05 + 2889.89 + 1200 \cdot 1,65 = 4937.95 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_3 = 72.91 + 1659.94 + 800 \cdot 1,65 = 3052.85 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(503)} = 6.04 \cdot 5400 = 31408 \text{ МВт·год};$$

$$W_{2(501+502)} = 14.21 \cdot 5400 = 44668 \text{ МВт·год};$$

$$W_{3(504)} = 8.59 \cdot 5400 = 73892 \text{ МВт·год};$$

Спираючись на (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 4188.59 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 9692.67 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_3 = 5791.41 \text{ тис.грн.};$$

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

$$E'_a = 0,074$$

Термін окупності проекту визначаємо як:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,074 = 13,5 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	28,84
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	119 340
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	201 213,73
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	13,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5,47
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,43
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1092
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	26618,9

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 13,5 років підтверджують ефективність.

РОЗДІЛ 9

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

9.1 Експлуатація повітряних ліній електропередачі

Експлуатація повітряних ліній електропередачі (ПЛ) повинна передбачати проведення технічного обслуговування, ремонтів та аварійно-відновних робіт, спрямованих на забезпечення надійної роботи ПЛ.

Під час видачі технічного завдання на проектування ПЛ (спорудження, капітальний ремонт або модернізацію) замовник повинен надати проектній організації необхідні дані про фактичні умови в зоні проходження ПЛ та вимагати їх врахування в проектній документації.

Під час спорудження або модернізації ПЛ замовник повинен організувати технічний нагляд за будівельними та монтажними роботами, перевіряючи їх відповідність затвердженій технічній документації. Особливу увагу слід надавати контролю за якістю виконання прихованих робіт, дотриманням вимог узгодженої і затвердженої проектної документації у встановленому порядку згідно з “Положенням про порядок надання дозволу на виконання будівельних робіт”, ДБН А.2.2-3 “Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва” і ДБН А.3.1 -5 “Управління, організація і технологія. Організація будівельного виробництва”, не допускати вводу в експлуатацію ПЛ з порушенням встановлених правил.

Приймання ПЛ в експлуатацію необхідно проводити згідно з ДБН А.3.1-3 “Управління, організація і технологія. Прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні положення” (далі ДБН А.3.1-3) і чинними галузевими правилами приймання в експлуатацію завершених будівництвом об'єктів електромереж (повітряних ліній електропередавання).

Технічне обслуговування проводять з метою підтримання роботоздатності ПЛ та запобігання передчасного зношення її елементів, що досягають виконанням

профілактичних перевірок та вимірювань, усуненням пошкоджень та несправностей.

Під час капітального ремонту ПЛ необхідно виконати комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ, що досягають ремонтом зношених деталей і елементів або заміною їх надійнішими і економічнішими, які поліпшують експлуатаційні характеристики лінії.

Обсяг та періодичність робіт, які належить виконувати під час технічного обслуговування та капітального ремонту, визначають:

- ГКД 34.20.502 “Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації”;
- ГКД 34.20.503 “Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ”;
- ГКД 34.21.661 “Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту”.

Крім цього, слід враховувати конкретні умови експлуатації обслуговуваних ПЛ.

Аварійно-відновні роботи необхідно виконувати негайно після виникнення аварійної ситуації.

Технічне обслуговування та ремонтні роботи на ПЛ з метою підвищення надійності електропостачання доцільно проводити без її вимкнення (під напругою) або з вимкненням тільки однієї фази (пофазний ремонт). Для цього необхідно розробити технологічні карти та інструкції, підготувати персонал та забезпечити його захисними та спеціальними виробничими засобами. У цьому випадку визначальною є безпека проведення робіт. Технічне обслуговування та ремонтні роботи з вимкненням лінії необхідно проводити комплексним методом, коли одна або декілька бригад виконують одночасно повний обсяг робіт на лінії з максимально можливим скороченням тривалості її вимкнення.

Технічне обслуговування, ремонтні та аварійно-відновні роботи на ПЛ необхідно виконувати з використанням спеціальних машин, механізмів, транспортних засобів, такелажу, оснащення, інструменту та пристосувань.

Засоби механізації повинні бути укомплектовані відповідно до затверджених нормативів і розміщені на ремонтно-виробничих базах (РВБ) та ремонтно-експлуатаційних пунктах (РЕП). Для проведення аварійно-відновних робіт, крім цього, повинні бути створені аварійні запаси матеріалів та оснащення.

Бригади, які виконують роботи на ПЛ, повинні бути оснащені засобами зв'язку з РВБ, РЕП та диспетчерськими пунктами.

Для зберігання інформації про ПЛ, забезпечення оперативного її отримання, діагностики стану ПЛ, а також, за необхідності, оперативної корекції періодичності та обсягу профілактичних і капітальних ремонтів окремих ліній, доцільно оснастити експлуатаційні структури персональними комп'ютерами з пакетом відповідних програм.

Для забезпечення нормальних умов експлуатації ПЛ необхідно дотримуватися правил охорони електричних мереж та умов виконання робіт у межах охоронних зон ПЛ.

Керівництво організації, яка експлуатує електричні мережі, повинно забезпечити:

- вручення місцевій виконавчій владі, керівникам сільськогосподарських структур і лісових господарств, керівникам транспортних господарств та власникам земель, через територію яких проходять ПЛ, а також керівникам підприємств, організацій та установ, які розташовані поруч з охоронними зонами, повідомлення про вимоги щодо охорони електричних мереж та умов виконання робіт в межах охоронних зон електричних мереж;
- інформування населення через засоби масової інформації, навчальні заклади, громадські організації про небезпеку, яку представляють лінії електропередавання, а також про збитки, до яких призводить їх вимкнення;
- замовлення видавництвам, телерадіокомпаніям на видання плакатів, випуск кіно-, теле- і відеофільмів на тему дотримання відповідних вимог;

- контроль за збереженням плакатів, сигнальних знаків, світло-огорож, встановлених на ПЛ і на перетинах ліній з дорогами, судноплавними каналами та водоймищами.

Роботи в охоронних зонах, які проводять з порушенням правил охорони електричних мереж, повинні бути призупинені. Особи, які порушили ці правила, повинні бути притягнені до відповідальності у встановленому порядку.

Уздовж ПЛ, які проходять через лісові масиви та зелені насадження, необхідно підтримувати просіки відповідної ширини і періодично обрізати в них дерева та кущі. Вирубання багаторічних насаджень необхідно проводити після оформлення лісорубного квитка згідно з чинним законодавством.

Роботи з ліквідації аварійних ситуацій дозволено проводити без оформлення належного дозволу, але з наступним повідомленням про їх виконання.

Повітряні лінії напругою 10, 20 кВ, виконані з одножильних самонесучих ізолюваних проводів, відрізняються меншою відстанню між проводами і відповідно меншою шириною просіки.

Для ПЛ на напругу до 1000 В з самонесучими ізолюваними проводами просіки не потрібні. У цьому разі також не нормують відстань від проводів до дерев та інших насаджень. Проводять вирубування лише окремих дерев, які створюють загрозу для ізолюваних проводів лінії.

Трасу ПЛ необхідно утримувати у безпечному щодо пожеж стані згідно з правилами охорони електричних мереж і ПУЕ.

На ділянках ПЛ, які зазнають інтенсивного забруднення, необхідно проводити очищення (обмивання) ізоляції або заміну забруднених ізоляторів.

У зонах інтенсивних забруднень ізоляції птахами і в місцях їх масових гніздувань необхідно застосовувати спеціальні пристрої, що унеможливають сідання птахів над гірляндами або їх відлякують.

Під час експлуатації ПЛ в прогонах перетину діючих ліній з іншими ПЛ, у тому числі з самонесучими ізолюваними проводами та лініями зв'язку, допустиму кількість з'єднань проводів і тросів на ПЛ, які перетинаються, визначають згідно з ПУЕ.

З метою захисту ПЛ від зовнішніх факторів, організація, яка експлуатує електричні мережі, повинна утримувати в справному стані:

- сигнальні знаки, встановлені у місцях перетину ПЛ з судноплавними і сплавними річками, водоймищами, каналами та озерами, за погодженням з басейновими управліннями водного шляху (управлінням каналів);
- сигнальне освітлення та денне маркування опор ПЛ на приаеродромних територіях і повітряних трасах згідно з законодавством, яке регулює використання повітряного простору України;
- постійні знаки, встановлені на опорах відповідно до проекту ПЛ та вимог НД;
- захист опор від пошкодження у місцях, де можливі потоки води, льодоходи тощо;
- захист опор, встановлених біля автомобільних доріг.

За утриманням у справному стані дорожніх знаків обмеження габаритів, які встановлюють на перетині ПЛ з автомобільними дорогами, слідкує організація, яка експлуатує електричні мережі.

Встановлення знаків, призначених для захисту ПЛ від зовнішніх факторів, проводять організації, у віданні яких знаходяться об'єкти, по яких проходять ПЛ.

Під час експлуатації ПЛ необхідно слідкувати за справністю дорожніх знаків обмеження габаритів, встановлених на перетині ПЛ з автомобільними дорогами; дорожніх знаків, встановлених на перетинах ПЛ напругою 330 кВ і вищою з автомобільними дорогами, які забороняють зупинку транспорту в охоронних зонах таких ПЛ.

Встановлення та обслуговування таких знаків проводять організації, у віданні яких перебувають автомобільні дороги.

У випадку паралельного проходження ліній протяжністю більшою ніж 2 км для ПЛ напругою 220 кВ і вище, необхідно оцінити рівень взаємовпливу і розробити відповідні заходи для попередження негативних впливів на роботу пристроїв захисту і автоматики, комутаційних апаратів та рівні комутаційних перенапруг, що можуть призвести до небажаних наслідків.

Під час експлуатації ПЛ необхідно проводити періодичні та позачергові огляди ліній. Графік періодичних оглядів затверджує технічний керівник енергооб'єкта чи організації, що експлуатує електричні мережі.

Періодичність оглядів ПЛ повинна бути не меншою, ніж один раз на рік по всій довжині ПЛ. Крім цього, інженерно-технічний персонал повинен проводити вибіркові огляди, включаючи усі ділянки ліній, які підлягають капітальному ремонту.

За необхідності за рішенням технічного керівника проводять огляди ПЛ у нічний час.

Верхові огляди з вибірковою перевіркою стану проводів і тросів у затискачах та дистанційних розпірках ПЛ напругою 35 кВ і вищою або їх ділянок, термін служби яких становить 20 років і більше, або які проходять у зонах інтенсивного забруднення, а також по відкритій місцевості, необхідно проводити не рідше ніж один раз на 5 років; на решті ПЛ 35 кВ і вище (ділянках ліній) - не рідше ніж один раз на 10 років.

На ПЛ напругою 0,4-20 кВ верхові огляди необхідно проводити у разі необхідності.

Необхідно також проводити обстеження конструкції ПЛ. Періодичність проведення обстежень визначає технічний керівник електричних мереж за результатами оглядів, профілактичних перевірок з урахуванням впливу середовища району проходження траси ПЛ.

Позачергові огляди ПЛ або їх ділянок необхідно проводити:

- під час утворення на проводах та тросах ожеледі;
- під час коливань (“танцювання”) проводів та тросів;
- під час льодоходу, розливу річок, лісових і степових пожеж, а також інших стихійних явищ;

- після вимкнення ПЛ захистами і неуспішного автоматичного повторного включення (АПВ), у випадку успішного АПВ - за необхідності.

На ПЛ необхідно виконувати такі профілактичні перевірки та виміри:

- перевірку стану трас ПЛ, стріл провисання проводів та тросів, віддалі від

проводів до різних об'єктів;

- перевірку стану опор;
- перевірку вітрових зв'язків опор;
- вибіркочу перевірку стану фундаментів опор;
- перевірку стану покриття опор від корозії;
- контроль щодо появи корозійних пошкоджень елементів металевих опор;
- контроль щодо появи тріщин, раковин та відшарувань у стволах

залізобетонних опор;

• перевірку тросових відтяжок (пошкодження корозією, тяжіння, закріплення в ґрунті);

- перевірку лінійної ізоляції (крім ПЛ напругою до 1000 В);
- перевірку лінійної арматури, проводів і тросів;
- перевірку болтових з'єднань проводів і тросів;
- перевірку заземлювальних пристроїв та вимірювання їх опору;
- перевірку обмежувачів перенапруги, розрядників та захисних проміжків.

У випадку переходу ПЛ через водний простір необхідно перевіряти стан надводної та підводної частини фундаменту.

На ПЛ 110-330 кВ з волоконно-оптичним кабелем, вмонтованим у грозозахисний трос (ОКГТ), під час огляду необхідно також перевірити:

- відстань від ОКГТ до проводів;
- стан заземлювальних спусків арматури ОКГТ;
- відсутність пошкоджень кабелю в місцях кріплення затискачів.

На лініях із самонесучими ізольованими проводами додатково проводять такі перевірки та вимірювання:

- перевірку стану ізоляції проводів;
- перевірку стану підтримуючих затискачів;
- перевірку наявності і стану захисних кожухів на з'єднувальних і відгалужувальних затискачах ПЛ напругою до 1000 В;
- вимірювання опору ізоляції ПЛ напругою до 1000 В.

Вимір опору петлі "фаза-нуль" на ПЛ напругою до 1000 В необхідно

проводити під час приймання їх в експлуатацію, надалі - під час під'єднання нових споживачів і виконання робіт на ПЛ, які зумовлюють зміни цього опору.

Під час приймання ПЛ в експлуатацію всі з'єднання проводів та тросів повинні бути перевірені візуально та на відповідність геометричних розмірів.

Результати перевірок та вимірів на ПЛ оформляють протоколами.

Виявлені дефекти, які потребують термінового усунення, заносять у журнал дефектів, а за наявності автоматизованої системи - у відповідні бази даних. На підставі аналізу виявлених дефектів приймають рішення про терміни їх усунення.

Для виявлення дефектних фарфорових ізоляторів та контактних з'єднань ПЛ під робочою напругою рекомендовано застосовувати портативні тепловізори.

Контроль лінійної ізоляції необхідно проводити не раніше ніж через 5-6 год після подачі напруги на ПЛ.

Контроль контактних з'єднань необхідно проводити під час навантаження не меншого ніж 30-40 % номінального.

Під час введення в роботу нових ліній напругою 6 - 35 кВ необхідно провести перевірку симетричності ємностей окремих фаз. У разі необхідності розробити і впровадити заходи із симетрування фаз.

Перевірку симетричності ємностей фаз проводять також після проведення робіт на ПЛ, які могли призвести до порушення симетричності (модернізація лінії, заміна або перестановка конденсаторів зв'язку).

На ділянках трас ПЛ напругою 330 кВ і вище, де можливе перебування людей, необхідно провести вимірювання напруженості електричного поля з метою виявлення зон впливу з напруженістю вищою ніж 5 кВ/м.

Вимірювання напруженості електричного поля проводять на висоті 1,8 м від поверхні землі.

У місцях з напруженістю електричного поля вищою ніж 5 кВ/м необхідно вжити заходи для захисту від впливу електричного поля.

На ПЛ напругою вище 1000 В, які зазнають інтенсивного льодоутворення, повинно бути передбачене розтоплювання ожеледі електричним струмом.

У разі виникнення умов для утворення ожеледі необхідно контролювати

процес льодоутворення на ПЛ і забезпечити своєчасне введення пристроїв розтоплювання ожеледі.

Інформацію про утворення ожеледі отримують від місцевих підрозділів Держкомгідромету України, доповнюючи її даними метеопостів енергооб'єктів та спостережень у контрольних точках ПЛ. Розтоплювання ожеледі на грозозахисних тросах з волоконно-оптичним кабелем не передбачене.

Капітальний ремонт ПЛ необхідно виконувати за рішенням технічного керівника організації, яка експлуатує електричні мережі, на підставі технічного стану.

Капітальний ремонт ПЛ на дерев'яних опорах необхідно проводити не рідше ніж один раз на 5 років, ПЛ на металевих і залізобетонних опорах - не рідше ніж один раз на 10 років.

Капітальний ремонт ділянок ПЛ проводять з урахуванням ремонту всієї ПЛ за міжремонтний період.

Роботи, виконані на лінії під час капітального ремонту, оформляють записом у журналі обліку робіт і внесенням відповідних змін та доповнень в паспорт ПЛ.

Конструктивні зміни опор та інших елементів ПЛ, а також спосіб закріплення опор у ґрунті необхідно виконувати тільки за наявності технічного обґрунтування та рішення проектувальника, технічної документації та з дозволу технічного керівника енергооб'єкта чи організації, що експлуатує електричні мережі.

Планові роботи на ПЛ і роботи щодо попередження та ліквідації порушень (аварій) необхідно проводити з дотриманням правил охорони електричних мереж.

Роботи на ПЛ, які проходять сільськогосподарськими угіддями, необхідно проводити з урахуванням вимог Земельного кодексу України.

Роботи із запобігання порушень у роботі ПЛ та ліквідації наслідків таких порушень можна проводити у будь-яку пору року без погодження з землекористувачами, але з повідомленням їх про проведення робіт в десятиденний термін після їх початку.

Після виконання вказаних робіт організація, що експлуатує електричні мережі, повинна привести земельні угіддя до стану, придатного для їх подальшого

використання за призначенням, а також відшкодувати землекористувачам (або власникам землі) збитки, заподіяні під час проведення робіт.

Організації, що експлуатують ПЛ зі спільною підвіскою проводів, повинні проводити планові ремонти у погоджені терміни. В аварійних випадках ремонтні роботи необхідно проводити з попереднім повідомленням іншої сторони (власника лінії або проводів).

Для визначення місць пошкодження ПЛ напругою 110 кВ і вищою, а також місць міжфазних замикань на ПЛ 6-35 кВ, на електростанціях і підстанціях повинні бути встановлені пристрої, які фіксують місце пошкодження. На ПЛ напругою 6-35 кВ з відгалуженнями повинні бути встановлені покажчики пошкодженої ділянки.

Організації, що експлуатують електричні мережі, повинні бути оснащені переносними приладами для визначення місць замикання¹ на землю ПЛ 6-35кВ.

9.2 Монтаж ПЛЕП

Технологічний процес монтажу лінії електропередачі (ПЛЕП) включає в себе:

- підготовчі роботи, в ході яких знайомляться з районом проходження траси, розбивають трасу, рубають просіки, риють котловани під опори, готують різного роду виробничі, господарські і комунальні приміщення;
- основні будівельно-монтажні роботи, в ході яких розвозять по місцях, збирають і встановлюють опори, доставляють і монтують ізолятори, проводи, троси.

9.2.1 Розбиття траси

Розбиттям траси ПЛЕП називають комплекс робіт за визначенням на місцевості проектних напрямів лінії і місць установки опор.

Траса має бути прокладена на місцевості так, щоб після спорудження лінії забезпечувалися: нормальні умови руху транспорту і пішоходів, зручності

експлуатаційного обслуговування і ремонту усіх елементів лінії.

Відстані від опор ПЛЕП і проводів до різних підземних комунікацій і надземних споруд приведені нижче.

Розбиття траси повітряної лінії починають з того, що за допомогою теодоліта визначають напрям першої прямолінійної ділянки лінії, а потім по цьому напрямку встановлюють дві відмітки: одну на початку ділянки, а іншу - на відстані 200 - 300 м від неї (залежно від умов видимості).

По отриманому напрямку в місцях розміщення опор, вказаних в проекті, встановлюють тимчасово відмітки, які візують з кінців ділянки лінії для перевірки вірності розташування їх в створі споруджуваної ПЛЕП, а потім ці відмітки видаляють, замінюючи пікетними знаками.

9.2.2 Зборка опор

У процес зборки і монтажу опор входять: викладення залізобетонних стійок і окремих елементів сталевих опор, зборка опори, установка опори в проектне положення, її вивіряння і закріплення.

Як правило, викладення опори і її елементів проводиться уздовж осі ПЛЕП. В окремих випадках виходячи з рельєфу місцевості і з умов її підйому у вертикальне положення викладення і зборка опори виробляється упоперек осі траси ПЛЕП.

На узгір'ях викладення і зборку опор необхідно виробляти уздовж осі ПЛЕП, траверсами у бік підйому узгір'я. На ділянках перетину лінії електропередачі з автомобільними і залізними дорогами, річками і ярами, а також лініями зв'язку опори викладають уздовж осі лінії, траверсами і тросостойкою у бік об'єктів, що перетинаються, при відстані від центру установки опори до перетину не менше 1,5 висоти опори. Ця відстань вважається: від центру опори до бровки кювету при перетині з автодорогами; із залізницями - до проекції ліній зв'язку і автоблокування, а при їх відсутності - до краю основного земляного полотна; з ярами - до їх бровки; з річками - до урізання води; з лініями зв'язку і лініями ПЛЕП - до проекції їх крайнього проводу.

Якщо під час огляду опори перед зборкою виявляться окремі елементи опор з ушкодженнями, то до зборки її до виправлення і заміни цих елементів або деталей приступати забороняється

9.2.3 Підйом і установка опор

Установка залізобетонних опор виконується, як правило, стріловидними кранами і кранами-установниками опор типу КПЛЕП. При необхідності підтягування стійок використовується трактор. Діаметр циліндричного пробуреного котловану не повинен перевищувати діаметру стійки більш ніж на 25 %. При більшій різниці встановлюється верхній ригель. Ригелі на проміжних опорах розташовуються уздовж осі ПЛЕП.

Час між виконанням котловану і установкою в нього опори не повинно перевищувати однієї доби.

При встановленні двостійкових і порталних залізобетонних опор виконується встановлення послідовно однієї і другої стійок, потім монтаж траверс, верхніх кінців хрестових зв'язків між стійками і закріплення нижніх кінців хрестових зв'язків.

Після підйому і встановленні краном вільностоячих опор у викопаному котловані, опори мають тимчасово розкріплюватись відтяжками, а потім мають бути встановлені нижні і верхні ригелі. Остаточне закріплення опор здійснюється зворотною засипкою ґрунтом тільки після їх вивіряння засипкою в пазухи ґрунту з пошаровим трамбуванням.

9.2.4 Монтаж проводів і тросів

Для виконання основної операції при монтажі проводів - навішування на опори проводів - виконується ряд підготовчих операцій, у тому числі:

- доставка барабанів з проводами на місце їх розкочування;
- доставка ізоляторів і арматури на пікети, де виконується їх зборка;
- закладка якорів для проміжної анкерівки проводів (якщо це потрібно)

в довгих анкерних прольотах.

9.2.5 Розкочування, з'єднання і ремонт проводів повітряних ліній

Розкочування барабанів з проводом виконують або з транспортерів, розкочувальних візків, або з нерухомих пристроїв, на які за допомогою валу встановлюють барабани. Перевага віддається першому способу. Розкочування починають від анкерної опори на дуже малій швидкості, не допускаючи волочіння проводів по землі. 10-15 витків що залишилися на барабані розмотують вручну у зворотний бік. При розкочуванні наступних барабанів залишають кінці, завдовжки по 2 - 3 м з кожного боку для зрощення. При розкочуванні барабанів необхідно домагатися синхронності роботи розкочувального пристрою і швидкості руху трактора.

Розкочування проводів і канатів волочінням можна застосовувати тільки в тих випадках, коли унеможлиблюється їх ушкодження, наприклад, по трав'яному покриву, гладкому льоду, неглибокому снігу і т. п. Щоб обмежити волочіння проводів і канатів по землі, їх при проходженні опор закладають в розкочувальні ролики і піднімають на опори, після чого продовжують розкочування до наступної опори. Під час розкочування ведеться спостереження за правильністю змотування проводу з барабана і ушкодженнями проводу і троса.

Ушкодження позначають і усувають до підйому їх на опори. Залежно від конструкції опор для прискорення роботи одночасно розкочують відразу декілька проводів.

Розщеплені проводи в одній фазі розкочують одночасно з розкочувальних візків, на яких встановлені два або три барабани. Порядок виконання робіт при розкочуванні одночасно декількох проводів той же, що і при розкочуванні одного дроту.

Розкочування проводів в гірських умовах здійснюють в напрямі від низу до верху. На окремих коротких ділянках, де трактор не може пройти, розкочування виконують із застосуванням допоміжного троса для простягання проводів і канатів вручну або трактором з лебідкою. Діаметр троса лебідки вибирають: при розкочуванні одного барабана - 11 мм; двох барабанів - до 15,5 мм; трьох барабанів

- до 17 мм.

При розкочуванні проводів перешкоди, що зустрічаються на трасі, недоступні для проходу тракторів і машин, долаються вручну або за допомогою трактора і лебідки з допоміжним тросом, встановленими за межами перешкоди. При цьому барабани з проводом (тросом) розташовують у останньої опори, що обмежує перешкоду, і виконують розкочування вручну по усій довжині перешкоди. Потім провід (трос) укладають в монтажні ролики і піднімають на опори. Один кінець проводу, що сходить з барабана, прикріплюють до тягового каната трактора або лебідки і витягають.

З'єднання сталевих алюмінієвих проводів і грозозахисних тросів виконують одночасно з їх розкочуванням.

Допускається з'єднання сталевих алюмінієвих проводів перерізом до 185 мм² в прольотах методом скручування з наступним зварюванням випущених кінців, а перерізом 240 мм² і вище в шлейфах анкерних опор - зварюванням кінців проводів з наступним опресуванням алюмінієвих корпусів затискачів гідравлічними пресами.

Перед з'єднанням проводів важливе значення має підготовка проводів і арматури до з'єднання. Підготовка до з'єднання полягає в основному в очищенні проводу і арматури від бруду, видаленні оксиду алюмінію і мастила кінців, що сполучаються. Підготовка повинна вироблятися дуже швидко, оскільки алюміній швидко окислюється.

З'єднання проводів методом скручування. Підготовлені кінці проводів, що сполучаються, з двох сторін внахлест вводять в овальний сполучний затискач типу СОАС. На виступаючі кінці накладають бандажі і встановлюють затиск в пристосування МИ-189А для проводів перерізом до 35 мм² або в пристосування МИ-230А для проводів перерізом від 50 до 185 мм². Число оборотів має бути не менше чотирьох. При з'єднанні проводів марки АС 185 між ними вставляють вкладиш.

З'єднання проводів опресуванням виконують поетапно. Перед опресуванням виправляють кінці проводів і накладають перший бандаж з

проводу. Кінці проводів обрізують. Потім накладають другий бандаж на відстані 115 мм від кінця на дротах від АС 185/24 до АС 330/43 і 125 мм - на дротах від АС 330/66 і вище. Для проводів АС 400/18 і АС 400/22 ця відстань також дорівнює 115 мм. На відстані 5 мм від другого бандажа видаляють алюмінієві жили, не допускаючи при цьому ушкодження сталевго осердя. Вільний кінець сталевго осердя промивають бензином. На один кінець сталевго осердя проводу надівають сталеве осердя затискача. Другий кінець осердя проводу вводять в осердя затискача з іншого боку, так щоб проводи другого кінця проходили між проводами першого осердя і виходили з іншого боку на 10-15 мм з кожного боку. Опресування сталевго осердя затискача виконують по усій довжині від середини до кінців, перекриваючи попереднє місце опресування не менше ніж на 5 мм. На очищену поверхню алюмінієвої частини проводу і осердя затискача насувають корпус затискача і опресовують його від середини до кінців, перекриваючи попереднє стискання не менше чим на 5 мм. Проводи з'єднують за допомогою затискача САС.

З'єднання проводів в шлейфах виконують петлевими перехідними затисками типу ПАС або зварюванням термітним патроном. При цьому кінці проводів опресовують лапками затисків, а затиски сполучають болтами. При переході з однієї марки проводів на іншу в шлейфах анкерних опор встановлюють петлеві перехідні пресовані затискачі типу Пп. Опресування лапок затискача виконують пристосуванням типу МИ.

З'єднання грозозахисних тросів здійснюють за допомогою сполучних затискачів типу СВС.

Використання енергії вибуху. Цей метод застосовується для опресування сполучних, шлейфових, натяжних, відгалужувальних і ремонтних затискачів при з'єднанні сталевалюмінієвих проводів АС 240 - АС 500, АС 70/72, а також при з'єднанні сталевих канатів грозозахисних тросів 3 50 і 3 70. При цьому опресування сталевго осердя і алюмінієвої оболонки проводу здійснюють за один раз. З'єднання вибухом може виконуватися на висоті. Опресування вибухом може виконуватись тільки за наявності дозволу на право виробництва вибухових робіт. Підготовку проводу і монтаж затискачів при цьому виконують за технологією,

аналогічною для опресування гідравлічним способом.

З'єднання проводів вибухом виробляють відповідно до Технологічних правил по виробництву робіт при опресуванні проводів з використанням енергії вибуху.

З'єднання проводів зварюванням термітними патронами застосовують при з'єднанні проводів в шлейфах анкерних опор. Термітні патрони випускаються двох типів: ПАС і ПА. Патрони ПАС складаються із сталеві трубки, на якій запресована термітна шашка, і алюмінієвий вкладиш. Збоку на шашці наносять червону мітку. Патрони типу ПА складаються з трубки з надітою на неї термітною шашкою з вертикальним отвором і ковпачків або втулок, що надіваються на зварювані дроти. З'єднання сталю-алюмінієвих проводів зварюванням виконують відповідно до Типової інструкції по зварюванню неізолюваних проводів за допомогою термітних патронів.

9.2.6 Натягування і кріплення дроту

Після закінчення робіт по розкочуванню і з'єднанню проводів виконують їх підйом на опори для візування і остаточного закріплення. Натягнення може здійснюватися окремо кожного проводу або одночасно двох або трьох проводів через зрівняльні блоки. При вертикальному розташуванні проводів монтаж їх починається з верхніх проводів, а за наявності грозозахисних тросів монтаж починається з них. У ряді випадків доцільно піднімати проводи з гірляндами ізоляторів і монтажними роликками. У таких випадках виконують попередню зборку гірлянд ізоляторів.

Кількість ізоляторів в гірлянді і їх тип залежать від напруги лінії, матеріалу опор, механічних навантажень і визначаються проектною організацією. Ізолятори, що мають тріщини, сколи, подряпини глазури, погане оцинкування, до зборки не допускаються. Збирають гірлянди вершинами у бік підйому. У зібраній гірлянді до верхнього її ізолятора прикріплюють сережку, а до нижнього - вушко.

У збирану гірлянду встановлюють усі елементи арматури, за винятком натяжного або такого, що підтримує затиску, який кріпиться разом з проводом.

Усі замки ізоляторів встановлюють так, щоб замикаючі кінці замків були

розташовані донизу у натяжних гірлянд і у бік стійки опори у підтримувальних гірлянд. Підйом монтажного підвісу і гірлянди ізоляторів з дротом і монтажним роликом виконується через спеціальні такелажні блоки, укріплені на траверсі опори біля місця підвісу гірлянди.

9.3 Вплив корозії на механічні параметри ПЛЕП

Повітряні лінії електропередач з часом піддаються атмосферній корозії, що є однією з найпоширеніших видів корозії металів. У свою чергу атмосферна корозія металів, у тому числі й алюмінію, – корозія електрохімічна. Електрохімічні процеси йдуть у тонкій плівці вологи, що перебуває при атмосферній корозії на поверхні металу.

Усі корозійні явища, насамперед можна розділити на два великих класи: хімічна корозія та електрохімічна корозія.

Електрохімічна корозія має місце при дії на метали рідких електролітів по більшій частині водяних розчинів солей, кислот і лугів. У випадку корозії в атмосфері електроліт на металі утворить тонку плівку вологи, і корозія йде при впливі на метал саме цього рідкого шару [1]. При зниженні температури або при збільшенні кількості пару води в повітрі буде досягнута точка роси, і на металі почнеться осадження водяного туману у вигляді дрібних крапельок. Залежно від природи металу, стану поверхні й ступеня пересичення атмосфери вологою крапельки можуть бути більш-менш великими. При подальшому осадженні водяної пари, крапельки зливаються та утворюють тонку суцільну плівку вологи. Якщо поверхня металу шорсткувата або ж якщо на поверхні металу є тверді часточки пилу, вугілля й т.д., а також шпаристі ділянки захисної плівки, продуктів корозії, то ще задовго до досягнення точки роси в поглибленнях, порах і тріщинах буде відбуватися конденсація вологи з утворенням шару води.

Швидкість атмосферної корозії зростає при підвищенні вологості повітря. Значення відносної вологості, при якій спостерігається різке збільшення швидкості корозії, прийнято називати критичною вологістю.

При довгостроковій експлуатації ліній електропередач механічна міцність їх зменшується, у той час втрати енергії в них навіть при незмінному навантаженні зростають. Одна з причин – зміна конфігурації окремих ділянок ЛЕП і, у зв'язку з цим, зміна значень еквівалентних опорів. З основних можливих причин зміни опорів ЛЕП можна відзначити:

- зменшення поперечного перетину та збільшення довжини проводів, обумовленого їхньою залишковою деформацією внаслідок дії вітрових, ожеледневих та інших навантажень;
- корозія проводів ЛЕП при впливі на них різних кліматичних факторів, у тому числі кислотних дощів, вологості, підвищеної температури, сонячної ра-

діації також приводить до зниження їх активного поперечного перетину;

- збільшення питомого опору матеріалу проводів ЛЕП, викликаного зміною їхньої структури (старінням) і залишковою деформацією (наклепом);

У неагресивній атмосфері алюмінієві сплави досить стійкі; у промисловій і морській атмосфері сплави алюмінію піддаються корозії переважно виразковій. Механічні напруги й деформація завжди збільшують швидкість корозії й часто погіршують розподіл корозії, переводячи її з рівномірної або місцевої в інтеркристалічну. Механічні напруги відіграють велику роль також і в появі так званої "каустичної крихкості" сталі. Лінії електропередач одночасно піддаються дії корозійно-активного середовища та змінних напруг (температурні зміни, вітрові та ожеледневі навантаження). Самі по собі змінні напруги, як відомо, викликають явища втоми металів, і якщо змінні напруги досягають величини межі втоми матеріалу, то через деяке число циклів розвиваються тріщини втоми, що приводить до збільшення місцевої корозії й руйнуванню провідника.

Змінні напруги зовсім не викликають посилення загальної корозії. Прикорене руйнування матеріалу походить від передчасної появи тріщин корозійної втоми. Ці тріщини трохи відрізняються від звичайних утомних тріщин. У випадку корозійної втоми часто виходить сітка мікроскопічних тріщин, що переходять у велику

тріщину, тоді як у випадку звичайної втоми, як правило, спостерігається виникнення однієї тріщини втоми.

Корозійний процес веде до зменшення діаметра провідника d для алюмінію в середньому 8 мкм/рік [5]. Зневажаємо нерівномірністю корозійних процесів по всій довжині лінії електропередач. Тоді можна сказати, що корозія алюмінію провідів лінії електропередач приводить до зменшення діаметра алюмінієвої жили проводу на величину Δd за один рік. У свою чергу зміна діаметра проводу впливає на механічну міцність ліній електропередач.

Відповідно при зміні перетину проводу механічна міцність зменшується, а якщо при цьому враховувати місцеву корозію, то це пояснює ту кількість аварій, що спостерігається в Україні на сьогоднішній день.

Використовуємо відомий вираз для механічної напруги в проводі [5]

$$\sigma = R_{\Pi} / F$$

Де $F = \frac{\pi \cdot d'^2}{4}$ – сумарна площа перетину проводу, $d' = d - \Delta d$ – діаметр проводу після впливу корозії, d – первісний діаметр проводу, Δd – зміна діаметра проводу від корозії, R_{Π} – розривне зусилля проводу.

На рисунку наведена зміна розривного зусилля за період експлуатації лінії (10 років). За 1 прийняте розривне зусилля для нової лінії.

Основні механічні напруги, що виникають у проводі повітряної лінії електропередач, обумовлені його розтяганням. Чим вище максимальна міцність дротів, з яких виготовлений провід, тим більше натяг він може витримати. Але згодом (рис. 1) межа міцності проводу зменшується у зв'язку з корозією.

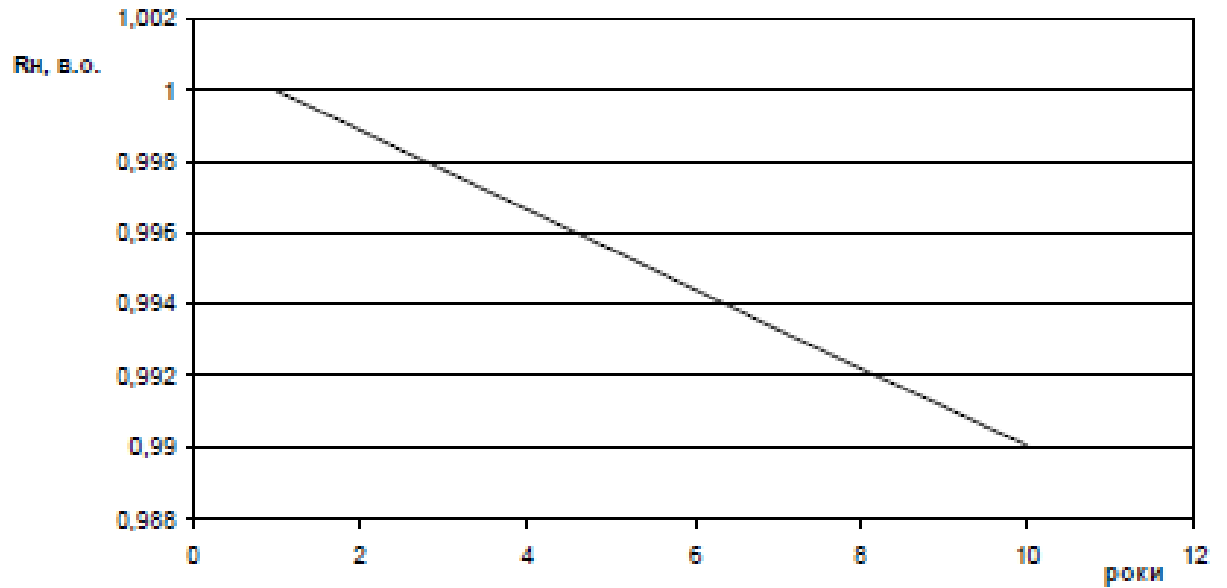


Рисунок 9.1 - Графік залежності розривного зусилля при зміні діаметра проводу

Висновок:

При тривалій експлуатації повітряних ліній електропередач зменшується діаметр проводів ліній, що приводить до зменшенню механічної міцності проводів.

Аналіз сучасних пристроїв плавки ожеледі на ПЛЕП приведений у ДОДАТКУ Ж.

РОЗДІЛ 10

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням на диспетчерському пункті.

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток фрагменту електричної мережі та дослідження особливостей повітряних ліній електропередачі» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- підвищений рівень статичної електрики [19].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з на диспетчерському пункті в діючих електроустановках.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці".
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж".
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ.
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок".
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів".
- Правила улаштування електроустановок.

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядом, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядом чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;

- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках

Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

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

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт 1б та період року) в таблиці 10.1

Таблиця 10.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима	Відносна вологість	Швидкість руху, X
-------------	-----------------	--	--------------------	-------------------

		Верхня межа	Нижня межа	Допустима	Допустима
Холодний	І6	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при 27 °С	0,1-0,3

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

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

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

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [23]:

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

де e_H – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

m_N – коефіцієнт світлового клімату ($m_N = 0,9$ при орієнтації вікон на північ);

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

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

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

Нормується величина освітленості E в люксах [23]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

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

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

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

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

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

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц	Рівень звуку, дБА

Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	3	25	50	100	1000	1000	2000	4000	8000	6
	9	0	3	8	5	2	5	0	9	40

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

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

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

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації m постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000	2000
Загальна вібрація	0,3	0,45	0,22	0,2	0,2	0,2				

на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	08	9	3	2	2	2				
Л окальна вібрація			.8	.4	.4	.4	.4	.4	.4	.4
			15	09	09	09	09	09	09	09

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

Розрахунок захисного заземлення із перевіркою по допустимій напрузі дотику

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення як вторинних кіл трансформаторів струму та напруги так і всіх металевих частин електроустановок та панелей. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору $R_z \leq 0,5$ Ом або допустимої напруги дотику. Проведемо розрахунок захисного заземлення за напругою дотику. Початкові дані для розрахунку наведені в таблиці 10.5.

Таблиця 10.5 – Початкові дані для розрахунку захисного заземлення

Умовне позначення	Параметр, одиниці виміру,	Значення
-------------------	---------------------------	----------

l_B	Довжина вертикального заземлювача, м	3
L_T	Довжина горизонтального заземлювача, м	662
S	Площа заземлюючого пристрою, м ²	1206,5
ρ_1	Питомий опір ґрунту при температурі промерзання -5°C , Ом/м	800
ρ_2	Питомий опір ґрунту при вологості 20%, Ом/м	120
M	Параметр, що залежить від відношення ρ_1/ρ_2	0,78
R_q	Опір тіла людини, Ом	1000

Продовження таблиці 4.1

R_c	Опір, Ом	1200
τ_{P3}	Час дії P3, с	0,12
$\tau_{\text{вим}}$	Час відключення вимикача, с	0,06
t	Глибина закладання полоси, м	0,5
h_1	Відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача, м	2
$I_{\text{кз}}$	Струм короткого замикання, А	2000

Дійсний план заземлюючого пристрою (рис. 10.1а) перетворюємо в розрахункову модель (рис. 10.1б) зі сторонами:

$$\sqrt{S} = 34,735 \text{ (м)}.$$

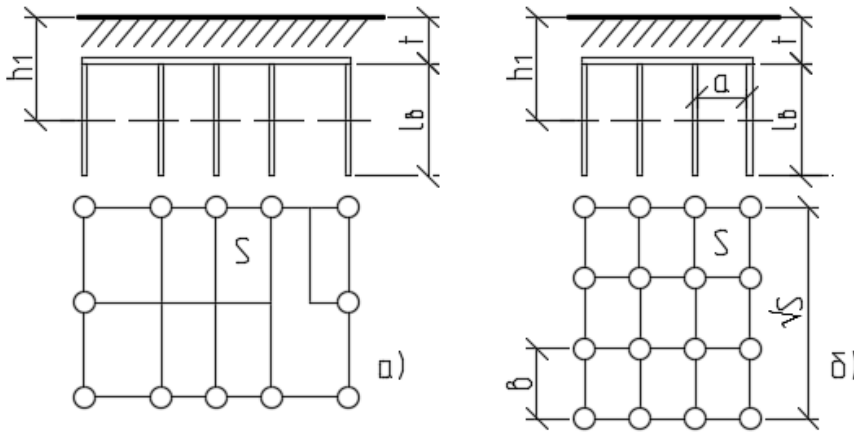


Рисунок 10.1 – Розрахунок складних заземлювачів

а) заземлюючий пристрій підстанції; б) розрахункова модель

Визначимо число комірок по стороні квадрата:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (10.2)$$

$$m = \frac{662}{2 \cdot \sqrt{1206,5}} - 1 = 8,53 \quad (\text{шт}).$$

Приймаємо $m = 9$.

Довжина полос в розрахунковій моделі (довжина горизонтального заземлювача):

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (10.3)$$

$$L_{r1} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1206,5} \cdot (9 + 1) = 694,69 \quad (\text{м}).$$

Довжина сторін комірки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m}; \quad (10.4)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5}}{9} = 3,86 \quad (\text{м}).$$

Комірки мають квадратну форму, тому $b = a$.

Число вертикальних заземлювачів по периметру контуру заземлення:

$$b = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\left(\frac{a}{l_B}\right) \cdot l_B}; \quad (10.5)$$

$$b = \frac{\sqrt{1206,5} \cdot 4}{\left(\frac{3,86}{3}\right) \cdot 3} = 36 \quad (\text{шт}).$$

Загальна довжина вертикальних заземлювачів:

$$L_B = l_B \cdot n_B; \quad (10.6)$$

$$L_B = l_B \cdot n_B = 3 \cdot 36 = 108 \quad (\text{м}).$$

Відносна глибина прокладання:

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (10.7)$$

$$A_2 = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{3 + 0,5}{\sqrt{1206,5}} = 0,36$$

По таблиці 7.6 [15] для відношення $\frac{h_1 - t}{l_B} = 0,5$ $\rho_e / \rho_2 = 1,4$, тому еквівалентний опір буде рівний:

$$\rho_e = 1,4 \cdot \rho_2; \quad (10.8)$$

$$\rho_e = 1,4 \cdot 120 = 168 \quad (\text{Ом/м}).$$

Загальний опір заземлювача:

$$R_3 = A_2 \cdot \frac{\rho_e}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_e}{L_{r1} + L_B}; \quad (10.9)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{168}{\sqrt{1206,5}} + \frac{168}{694,69 + 108} = 1,95 \quad (\text{Ом}).$$

Для $\tau_B = \tau_{\text{вим}} + \tau_{\text{рз}} = 0,18$ згідно ПУЕ [18] напруга дотику U_d становить 420 (В).

Коефіцієнт дотику становитиме:

$$k_{\Pi} = \frac{M \cdot \frac{R_q}{R_q + R_c}}{\left(\frac{I_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}} ; \quad (10.10)$$

$$k_{\Pi} = \frac{0,78 \cdot \frac{1000}{1000 + 1200}}{3 \cdot 662} = 0,105$$

$$\frac{(3,86 \cdot \sqrt{1206,5})^{0,45}}{}$$

Визначимо потенціал на заземлювачі:

$$U_3 = \frac{U_d}{k_{\Pi}} ; \quad (10.11)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,105} = 4000 \quad (\text{В}).$$

Потенціал на заземлювачі знаходиться в допустимих межах (менше 10 кВ).

Обчислимо допустимий опір заземлюючого пристрою:

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{кз}} ; \quad (10.12)$$

$$R_{3,\text{доп}} = \frac{4000}{2000} = 2 \quad (\text{Ом}).$$

Так як виконується умова $R_3 < R_{3,\text{доп}}$, то заземлюючий пристрій задовільняє умові по опору заземлюючого пристрою [15].

Обрахуємо напругу дотику із використанням заземлюючого пристрою:

$$U_{\text{пр}} = k_{\Pi} \cdot I_{кз} \cdot R_3 ; \quad (10.13)$$

$$U_{\text{пр}} = k_{\Pi} \cdot I_{кз} \cdot R_3 = 0,105 \cdot 2000 \cdot 1,95 = 409,41 \quad (\text{В}).$$

Отже, виконуються умови $R_3 < R_{3,\text{доп}}$ та $U_{\text{пр}} < U_d$, тому розрахунок заземлюючого пристрою виконано вірно.

ВИСНОВКИ

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 501, 502 та 503) та СЕС (вузол 504). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях. Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 4 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Надійність обладнання нових ПС та вузлів, що розвиваються перевіряємо за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (501,502,503,504) 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 12, то там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Це дасть можливість не розбудовувати проміжний розподільний пристрій та заощадити кошти на облаштування та подальшу експлуатацію додаткових елементів обладнання.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 5,47 МВт при сумарній активній потужності генерації 119,34 МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки складає 201 213,73 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0.075)$ близький до $E_a'(0.2)$, та швидкий термін окупності 13.5 років.

Основною задачею функціонування електричних систем є забезпечення надійного електропостачання об'єктів народного господарства.

Значні резерви в вирішенні цієї задачі закладені в досконалості експлуатації та підвищення надійності електричних мереж енергосистем і в першу чергу повітряних ліній електропередачі напругою 35-750 кВ.

Експлуатація повітряних ліній електропередачі складається із підтримки їх надійності на заданому рівні та можливості підвищення надійності шляхом використання методів і засобів, якими володіє експлуатаційний персонал. Аналіз стану та умов експлуатації повітряних ліній створює вихідну базу для вироблення рекомендацій з підвищення надійності ліній в цілому та їх елементів - опор, проводів, тросів.

Підвищенню культури експлуатації ліній в останній час сприяє впровадження більш досконаліх конструкцій і технологій будівництва та монтажу повітряних ліній. Періодичність та об'єм ремонтів повітряних ліній електропередачі суттєво впливає на надійність їх функціонування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. . ГКД 34.20.175-2002. Вимоги до проектування повітряних ЛЕП напругою до 1 кВ з самоутримними ізольованими проводами.// Київ, ГРІФРЕ, 2002.
3. Перенапруги і блискавкозахист в електричних системах: навчальний посібник/ В. С. Собчук, Н. В. Собчук, О. Б. Бурикін.–Вінниця: ВНТУ, 2010.–145 с.
4. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва.
5. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
6. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
7. ГКД 34.46.501-2003 Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації – Затв. наказом Мінпаливенерго України № 137 від 19 березня 2003 р.
8. ДБН В.1.2.-2:2006. Навантаження і впливи. Норми проектування.// Київ, Мінбуд України, 2006 та зміна// Київ, Мінбуд України, 2007.
9. ДСТУ 3546-97 (ГОСТ 30531-97) Ізолятори лінійні штирові фарфорові та скляні на напругу до 1000 В.
10. СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і ПЛЕП засобами інфрачервоної техніки. Методичні вказівки, затверджені наказом Мінпаливенерго України від 15.02.07 №89..
11. ДБН В.1.1.7-2002 Пожежна безпека об'єктів будівництва - [Електронний ресурс] - Режим доступу: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf
12. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
13. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

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

15. 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.

16. Миндак, О.; Крижановський, О.; Гаврилюк, Ф.; Лесько, В.; Нетребський, В.. **ІНФРАЧЕРВОНИЙ ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ ПІДСТАНЦІЙ. НТКП ВНТУ. Факультет електроенергетики та електромеханіки, Ukraine, jun. 2023. Available at: <<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-feeem/all-feeem-2023/paper/view/18424>>. Date accessed: 01 Jun. 2023.**

ДОДАТКИ

Додаток А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110 кВ та аналіз особливостей експлуатації повітряних ліній електропередачі

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність 86,9 % Схожість 13,1 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи


(підпис)

Миндак О.В.
(прізвище, ініціали)
Нетребський В.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи

Додаток А1. 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., прізвище та прізвище)

(підпис)

" 20 " 03 2023 р.


ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи


**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ ТА АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

08-21.МКР.013.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

 Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз

 Миндак О.В.

Вінниця 2023 р.

Додаток А1. Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

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

(підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ ТА АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

08-21.МКР.013.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

_____ Нетребський В.В.

Магістрант групи ЕСМ-21 мз

_____ Миндак О.В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

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

б) наказ № 68 від 20 березня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації ПЛЕП;

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

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	14.03.23	16.03.23	
2	Загальні відомості про електричні мережі 110 кВ	17.03.23	18.03.23	
3	Розрахунок розвитку ЕМ 110 кВ	19.03.23	05.04.23	
4	Аналіз особливості експлуатації ПЛЕП	06.04.23	30.04.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.05.23	10.05.23	
6	Техніко-економічна частина	11.05.23	16.05.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	17.05.23	25.05.23	
8	Оформлення презентації	26.05.23	30.05.23	

6. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

7. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

8. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. 2.

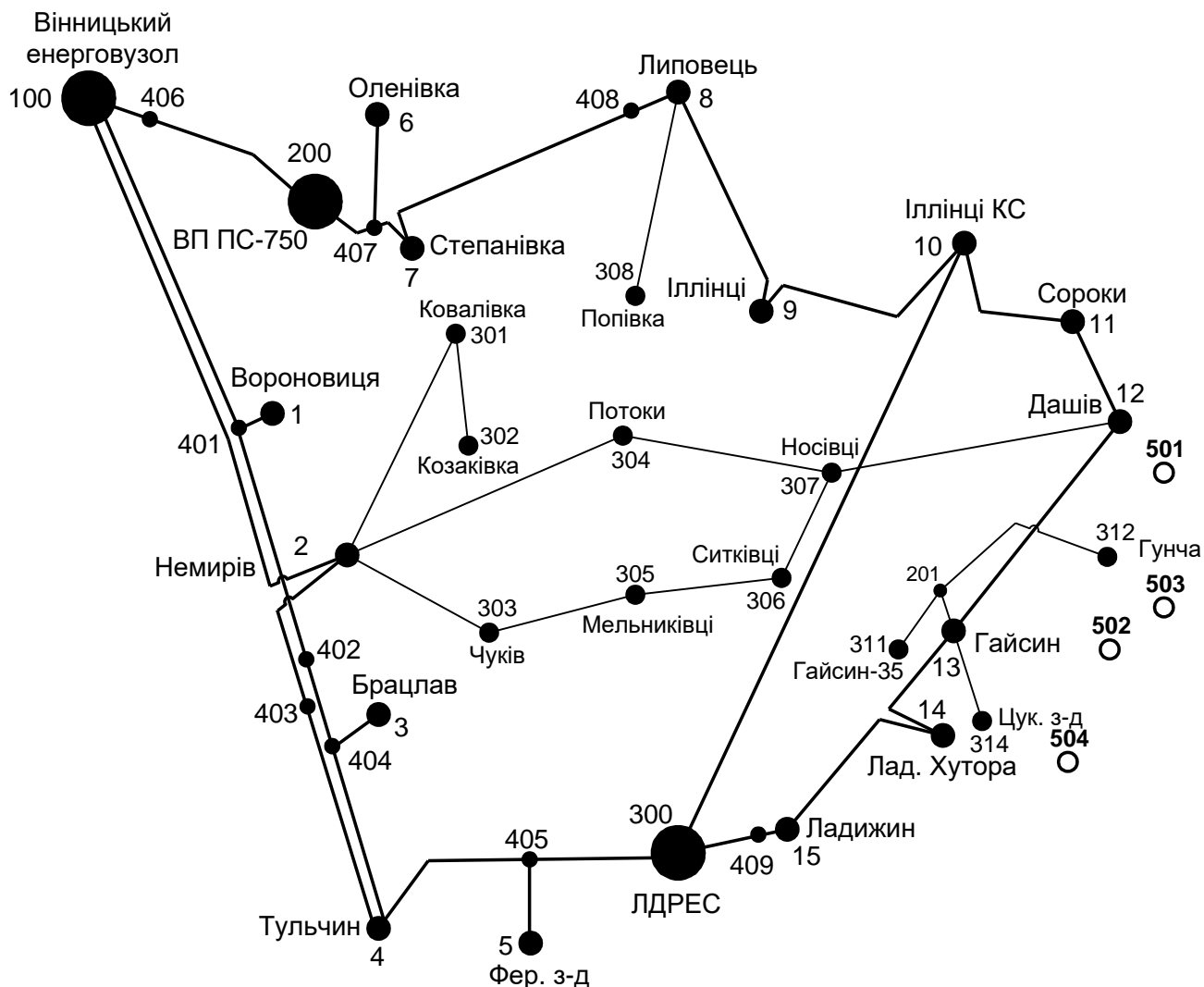


Рисунок 1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 400 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (501)	Нова 2 (502)	Нова 3 (503)	СЕС 4 (504)
Навантаження, МВт	8,1	2,2	11,2	5,7
cos φ	0,88	0,89	0,87	1,00
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Макс. навантаж., %	85	88	90	92	94	95	95	95	96	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	401	Вінницький енерговузол – 401	14,08	АС-185
401	1	401 – Вороновиця	7,55	АС-95
401	402	401 – 402	23,82	АС-185
402	404	402 – 404	14,2	АС-150
404	3	404 – Брацлав	5,1	АС-95
404	4	404 – Тульчин	14,4	АС-150
100	2	Вінницький енерговузол – Немирів	41,86	АС-185
2	403	Немирів – 403	4	АС-185
403	4	403 – Тульчин	28,6	АС-150
405	4	405 – Тульчин	24,8	АС-150
405	5	405 – Ферментний завод	0,8	АС-95
300	405	Ладизинська ТЕС – 405	2,3	АС-150
100	406	100 – 406	1,35	АС-185
406	200	406 – ВП ПС-750	15,75	АС-150
200	407	ВП ПС-750 – 407	4,0	АС-150
407	6	407 – Оленівка	6,4	АС-150
407	7	407 – Степанівка	3,3	АС-150
7	408	Степанівка – 408	23,5	АС-150
408	8	408 – Липовець	2,5	АС-120
8	9	Липовець – Іллінці	17,6	АС-120
9	10	Іллінці – Іллінці КС	21,6	АС-120
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	80,2	АС-240
11	10	Сороки – Іллінці КС	17,9	АС-120
12	11	Дашів – Сороки	8,1	АС-120
13	12	Гайсин – Дашів	27,0	АС-150
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	20,7	АС-150
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	10,5	АС-150
409	15	409 – Ладизин	1,47	АС-150
300	409	Ладизинська ТЕС – 409	25,3	АС-95
2	301	Немирів – Ковалівка	12,4	АС-95
301	302	Ковалівка – Козаківка	10,7	АС-95
2	303	Немирів – Чуків	10,21	АС-95
2	304	Немирів – Потоки	22,9	АС-50
303	305	Чуків – Мельниківці	14,8	АС-95
305	306	Мельниківці – Ситківці	17,0	АС-95
304	307	Потоки – Носівці	31,52	АС-120
306	307	Ситківці – Носівці	9,3	АС-95
12	307	Дашів – Носівці	29,41	АС-120
8	308	Липовець – Попівка	14,93	АС-95
12	309	Дашів – Слободище	19,5	АС-70
309	310	Слободище – Гранів	13,43	АС-95

13	201	Гайсин – 201	5,05	АС-120
201	311	201 – Гайсин 35	4,0	АС-95
201	312	201 – Гунча	6,6	АС-95
13	313	Гайсин – Тишківка	12,9	АС-50
13	314	Гайсин – Цук. з-д	16,94	АС-95

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС		Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	2,2 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	9,0 + j4,86	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	2,3 + j1,24	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	4,3 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	2,6 + j1,47	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	21,0 + j12,46	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	3,0 + j1,62	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	6,5 + j3,33	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-25000/110/35/10	2
301	Ковалівка	0,86	1,0 + j0,59	ТМН-2500/35/10	1
302	Козаківка	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	1
303	Чуків	0,87	0,6 + j0,34	ТМН-1600/35/10	2
304	Потоки	0,89	1,1 + j0,56	ТМН-2500/35/10	2
305	Мельниківці	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Ситківці	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-2500/35/10	2
307	Носівці	0,86	1,4 + j0,83	ТМН-4000/35/10	2
308	Попівка	0,9	0,6 + j0,29	ТМН-1600/35/10	1
309	Слободище	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
310	Гранів	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-1600/35/10	1
311	Гайсин 35	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-4000/35/10 ТМН-6300/35/10	2
312	Гунча	0,89	0,5 + j0,26	ТМН-1600/35/10	2
313	Тишківка	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	1
314	Цук. з-д	0,88	0,9 + j0,49	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2

ДОДАТОК А2

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 93.135 МВт / 815.863 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 90.500 МВт / 792.780 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.834 МВт / 7.921 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.834 МВт / 7.921 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.597 МВт / 5.226 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.251 МВт / 1.084 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.848 МВт / 6.311 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.682 МВт / 14.232 млн.кВт*г (1.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} ,МВт	Q _{нав} ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.295	-7.546	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.802	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.716	-0.13
402		0.000	0.000	114.590	-0.22
404		0.000	0.000	114.412	-0.28
3	Брацлав	0.000	0.000	114.355	-0.29
4	Тульчин	0.000	0.000	114.331	-0.29
2	Немирів	0.000	0.000	113.891	-0.43
403		0.000	0.000	113.947	-0.41
405		0.000	0.000	114.873	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.837	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-66.844	-37.052	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	109.048	-2.15
11	Сороки	0.000	0.000	108.927	-2.10
12	Дашів	0.000	0.000	108.943	-2.05
13	Гайсин	0.000	0.000	109.504	-1.70
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	110.811	-1.15
15	Ладизин	0.000	0.000	111.565	-0.84
409		0.000	0.000	111.711	-0.79
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.386	-3.82
302	Козаківка	0.000	0.000	36.233	-3.91
303	Чуків	0.000	0.000	36.293	-3.86
304	Потоки	0.000	0.000	35.894	-3.94
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.756	-4.14
306	Ситківці	0.000	0.000	35.457	-4.27
307	Носівці	0.000	0.000	35.488	-4.23
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободише	0.000	0.000	35.175	-4.16
310	Гранів	0.000	0.000	35.008	-4.27
201		0.000	0.000	35.362	-4.66
311	Гайсин 35	0.000	0.000	35.275	-4.70
312	Гунча	0.000	0.000	35.308	-4.69

313	Тишківка	0.000	0.000	35.133	-4.68
314	Цук. з-д	0.000	0.000	35.243	-4.70
1001		2.300	1.300	10.690	-2.31
2003		0.000	0.000	110.888	-2.78
2002		0.000	0.000	36.759	-3.62
2001		4.700	2.540	10.601	-2.76
20033		0.000	0.000	110.891	-2.78
20021		0.000	0.000	36.759	-3.62
20011		0.000	0.000	10.601	-2.76
3001		2.200	1.310	10.655	-2.38
4003		0.000	0.000	113.236	-1.31
4002		0.000	0.000	37.893	-1.30
4001		4.800	2.320	10.798	-1.52
40031		0.000	0.000	112.994	-1.55
40021		0.000	0.000	37.893	-1.30
40011		0.000	0.000	10.798	-1.52
5001		9.000	4.860	10.240	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.830	-3.25
100011		0.000	0.000	9.831	-3.26
11001		2.200	1.130	10.157	-4.42
12003		0.000	0.000	106.910	-3.93
12002		0.000	0.000	35.771	-3.91
12001		3.000	1.620	10.158	-4.53
120031		0.000	0.000	106.910	-3.93
120021		0.000	0.000	35.771	-3.91
120011		0.000	0.000	10.158	-4.53
13003		0.000	0.000	106.080	-4.58
13002		0.000	0.000	35.494	-4.56
13001		6.500	3.330	10.031	-5.71
14001		2.600	1.260	10.307	-3.82
15003		0.000	0.000	110.532	-1.70
15002		0.000	0.000	37.004	-1.70
15001		6.700	3.800	10.510	-2.23
150031		0.000	0.000	110.532	-1.70
150021		0.000	0.000	37.004	-1.70
150011		0.000	0.000	10.511	-2.23
301001		1.000	0.590	11.226	-5.11
302001		0.900	0.510	11.205	-5.08
303001		0.600	0.340	11.310	-4.46
3030011		0.000	0.000	11.310	-4.46
304001		1.100	0.560	11.178	-4.67
3040011		0.000	0.000	11.178	-4.67
305001		1.200	0.650	10.997	-5.75
306001		1.300	0.740	11.009	-5.14
3060011		0.000	0.000	11.009	-5.14
307001		1.400	0.830	11.051	-4.92
3070011		0.000	0.000	11.051	-4.92
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.895	-5.26
310001		0.800	0.390	10.761	-6.03
311001		1.300	0.740	11.015	-5.21
3110011		0.000	0.000	11.015	-5.21
312001		0.500	0.260	11.020	-5.22
3120011		0.000	0.000	11.020	-5.22
313001		1.400	0.790	10.840	-6.10
314001		0.900	0.490	11.029	-5.05
3140011		0.000	0.000	11.029	-5.05

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.687	1.736	5.681	1.722	0.006	0.014	0.030	0.199
401	402	3.362	1.196	3.358	1.188	0.004	0.009	0.018	0.213
402	404	3.358	1.884	3.354	1.878	0.003	0.006	0.019	0.178
404	4	1.136	1.072	1.136	1.071	0.001	0.001	0.008	0.082
4	403	3.561	2.045	3.553	2.031	0.008	0.014	0.021	0.385
403	2	3.553	2.613	3.552	2.610	0.001	0.002	0.022	0.056
2	100	-8.115	-4.315	-8.161	-4.417	0.046	0.102	-0.047	-1.112
2002	303	2.898	1.820	2.869	1.785	0.029	0.035	0.054	0.475
303	305	2.262	1.435	2.235	1.403	0.027	0.032	0.043	0.547
305	306	1.025	0.733	1.018	0.724	0.007	0.008	0.020	0.304
306	307	-0.294	-0.052	-0.294	-0.052	0.000	0.000	-0.005	-0.033
307	304	-0.890	-0.553	-0.898	-0.564	0.007	0.011	-0.017	-0.418
304	2002	-2.008	-1.103	-2.051	-1.141	0.042	0.038	-0.037	-0.876
304	304001	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.358
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.358
15	15003	3.351	2.009	3.350	1.941	0.002	0.068	0.020	1.070
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.009	3.350	1.941	0.002	0.068	0.020	1.070
150031	150011	3.352	1.935	3.351	1.893	0.002	0.042	0.020	0.677
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.211	0.000
15003	15001	3.347	1.947	3.345	1.904	0.002	0.042	0.020	0.681
2	2003	5.805	3.703	5.795	3.370	0.010	0.331	0.035	3.130
2003	2002	3.446	2.098	3.443	2.026	0.004	0.071	0.021	1.178
12003	12002	1.233	0.551	1.232	0.551	0.001	0.000	0.007	0.059
12	12003	2.737	1.499	2.733	1.383	0.004	0.116	0.017	2.215
12	13	-7.921	-1.537	-7.952	-1.594	0.031	0.057	-0.043	-0.583
13	14	-18.678	-7.710	-18.826	-7.981	0.148	0.270	-0.106	-1.333
14	15	-21.445	-8.938	-21.542	-9.115	0.097	0.177	-0.121	-0.764
15	409	-28.304	-13.290	-28.329	-13.334	0.024	0.044	-0.162	-0.147
409	300	-28.329	-12.891	-28.977	-13.671	0.646	0.777	-0.161	-3.300
314	314001	0.351	0.190	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.167
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.033	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.010	0.167
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.269
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.269
311	311001	0.507	0.289	0.506	0.283	0.001	0.006	0.010	0.250
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.048	-0.000
311	3110011	0.794	0.466	0.793	0.456	0.001	0.010	0.015	0.250
12	120031	2.737	1.499	2.733	1.383	0.004	0.116	0.017	2.215
120031	120021	1.232	0.553	1.231	0.553	0.001	0.000	0.007	0.059
120021	12002	1.231	0.553	1.231	0.553	0.000	0.000	0.022	0.000
120031	120011	1.501	0.830	1.499	0.809	0.001	0.021	0.009	0.791
120011	12001	1.499	0.809	1.499	0.809	0.000	0.000	0.097	0.000
12003	12001	1.500	0.832	1.499	0.810	0.001	0.021	0.009	0.793
10	10001	10.489	6.539	10.478	6.255	0.011	0.282	0.065	1.483
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.715	-0.001
10	100011	10.522	6.480	10.511	6.197	0.011	0.282	0.065	1.471
307	12002	-0.817	-0.308	-0.822	-0.315	0.005	0.007	-0.014	-0.297
12	11	2.409	-1.109	2.408	-1.111	0.001	0.002	0.014	0.019
11	10	0.192	-2.007	0.190	-2.010	0.002	0.002	0.011	-0.117
10	300	-20.936	-14.188	-21.502	-15.781	0.563	1.586	-0.134	-6.029
307	307001	0.701	0.427	0.699	0.415	0.001	0.012	0.013	0.358
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.042	-0.000
307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.012	0.013	0.357
306	306001	0.652	0.384	0.650	0.370	0.002	0.014	0.012	0.469
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.039	-0.000
306	3060011	0.652	0.384	0.650	0.370	0.002	0.014	0.012	0.469
303	303001	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.329
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.329
2002	20021	-3.441	-2.031	-3.441	-2.031	0.000	0.000	-0.063	-0.000
20033	20021	3.445	2.102	3.441	2.031	0.004	0.071	0.021	1.181
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.145	0.000

2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	5.806	3.700	5.796	3.368	0.010	0.331	0.035	3.128
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.376
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.122
4	405	-7.280	-2.513	-7.304	-2.556	0.024	0.043	-0.039	-0.544
405	300	-16.353	-7.578	-16.365	-7.599	0.012	0.022	-0.090	-0.127
200	406	-0.002	-0.023	-0.002	-0.023	0.000	0.000	-0.000	-0.001
406	100	-0.002	0.287	-0.002	0.287	0.000	0.000	-0.001	0.001
200	407	7.998	3.644	7.993	3.635	0.005	0.009	0.044	0.107
407	7	5.674	2.569	5.672	2.565	0.002	0.004	0.031	0.063
7	408	3.154	1.562	3.149	1.554	0.005	0.008	0.018	0.259
408	8	3.149	2.020	3.149	2.019	0.001	0.001	0.019	0.036
8	9	-1.814	-0.660	-1.816	-0.662	0.001	0.002	-0.010	-0.115
9	100	-4.435	-1.666	-4.445	-1.680	0.010	0.014	-0.024	-0.349
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
80011	8001	3.895	1.935	3.895	1.935	0.000	0.000	0.232	0.000
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8002	80021	0.748	0.256	0.748	0.256	0.000	0.000	0.012	0.000
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
13002	313	1.423	0.867	1.410	0.855	0.013	0.012	0.027	0.366
201	312	0.507	0.298	0.507	0.298	0.001	0.001	0.010	0.055
2002	301	1.935	1.177	1.919	1.158	0.015	0.019	0.036	0.381
301	302	0.911	0.548	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.156
201	311	1.317	0.840	1.315	0.837	0.003	0.003	0.025	0.089
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.053
302	302001	0.903	0.536	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.635
301	301001	1.004	0.623	0.999	0.590	0.005	0.033	0.019	0.725
305	305001	1.206	0.698	1.199	0.650	0.007	0.048	0.022	0.847
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.013	0.086
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
13003	13001	6.503	3.495	6.496	3.328	0.007	0.166	0.040	1.385
309	309001	0.803	0.452	0.799	0.430	0.003	0.022	0.015	0.561
309	310	0.811	0.426	0.808	0.422	0.003	0.004	0.015	0.171
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
14	14001	2.609	1.418	2.598	1.259	0.010	0.158	0.015	3.267
13002	201	1.829	1.120	1.824	1.112	0.005	0.007	0.035	0.137
13	13003	10.698	6.726	10.678	5.986	0.020	0.737	0.067	3.715
13003	13002	4.175	2.492	4.172	2.492	0.003	0.000	0.026	0.055
13002	314	0.919	0.563	0.914	0.557	0.005	0.006	0.018	0.258
313	313001	1.405	0.839	1.399	0.790	0.006	0.050	0.027	0.719
12002	309	1.641	0.871	1.618	0.850	0.024	0.021	0.030	0.606
11	11001	2.207	1.249	2.199	1.129	0.008	0.119	0.013	2.981
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
310	310001	0.805	0.423	0.799	0.390	0.005	0.033	0.015	0.860

ДОДАТОК Б

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.761 МВт / 1092.910 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.668 МВт / 5.853 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.706 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.063 МВт / 7.559 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.474 МВт / 26.610 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.956	-8.142	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.794	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.708	-0.13
402		0.000	0.000	114.569	-0.23
404		0.000	0.000	114.384	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.326	-0.29
4	Тульчин	0.000	0.000	114.293	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	113.791	-0.45
403		0.000	0.000	113.854	-0.43
405		0.000	0.000	114.870	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.834	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-97.810	-55.011	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	106.683	-2.98
11	Сороки	0.000	0.000	105.889	-3.06
12	Дашів	0.000	0.000	105.604	-3.07
13	Гайсин	0.000	0.000	106.056	-2.73
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	107.316	-2.17
15	Ладизин	0.000	0.000	108.857	-1.53
409		0.000	0.000	109.115	-1.43
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.184	-4.18
302	Козаківка	0.000	0.000	36.031	-4.26
303	Чуків	0.000	0.000	36.008	-4.26
304	Потоки	0.000	0.000	35.485	-4.36
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.349	-4.60
306	Ситківці	0.000	0.000	34.914	-4.79
307	Носівці	0.000	0.000	34.874	-4.79
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	34.163	-4.99
310	Гранів	0.000	0.000	33.991	-5.11

201		0.000	0.000	34.157	-5.89
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.067	-5.94
312	Гунча	0.000	0.000	34.101	-5.93
313	Тишківка	0.000	0.000	33.919	-5.91
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.034	-5.94
1001		2.300	1.300	10.690	-2.31
2003		0.000	0.000	110.469	-3.00
2002		0.000	0.000	36.559	-3.97
2001		4.700	2.540	10.561	-2.99
20033		0.000	0.000	110.471	-3.00
20021		0.000	0.000	36.559	-3.97
20011		0.000	0.000	10.561	-2.99
3001		2.200	1.310	10.652	-2.39
4003		0.000	0.000	113.199	-1.32
4002		0.000	0.000	37.881	-1.31
4001		4.800	2.320	10.794	-1.53
40031		0.000	0.000	112.956	-1.56
40021		0.000	0.000	37.881	-1.31
40011		0.000	0.000	10.794	-1.53
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.611	-4.13
100011		0.000	0.000	9.613	-4.13
11001		2.200	1.130	9.858	-5.52
12003		0.000	0.000	103.922	-4.74
12002		0.000	0.000	34.778	-4.73
12001		3.000	1.620	9.870	-5.38
120031		0.000	0.000	103.922	-4.74
120021		0.000	0.000	34.778	-4.73
120011		0.000	0.000	9.870	-5.38
13003		0.000	0.000	102.495	-5.81
13002		0.000	0.000	34.294	-5.79
13001		6.500	3.330	9.684	-7.02
14001		2.600	1.260	9.962	-5.02
15003		0.000	0.000	107.796	-2.42
15002		0.000	0.000	36.088	-2.42
15001		6.700	3.800	10.247	-2.98
150031		0.000	0.000	107.796	-2.42
150021		0.000	0.000	36.088	-2.42
150011		0.000	0.000	10.247	-2.98
301001		1.000	0.590	11.161	-5.48
302001		0.900	0.510	11.140	-5.44
303001		0.600	0.340	11.220	-4.86
3030011		0.000	0.000	11.220	-4.86
304001		1.100	0.560	11.048	-5.10
3040011		0.000	0.000	11.048	-5.10
305001		1.200	0.650	10.866	-6.25
306001		1.300	0.740	10.836	-5.70
3060011		0.000	0.000	10.836	-5.70
307001		1.400	0.830	10.856	-5.50
3070011		0.000	0.000	10.856	-5.50
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.572	-6.16
310001		0.800	0.390	10.433	-6.98
311001		1.300	0.740	10.633	-6.48
3110011		0.000	0.000	10.633	-6.48
312001		0.500	0.260	10.638	-6.49
3120011		0.000	0.000	10.638	-6.49
313001		1.400	0.790	10.450	-7.44
314001		0.900	0.490	10.647	-6.32
3140011		0.000	0.000	10.647	-6.32
501		0.000	0.000	105.510	-3.11
503		0.000	0.000	105.526	-3.09

502	0.000	0.000	105.838	-2.95
504	0.000	0.000	106.485	-2.65
50101	8.590	4.640	9.744	-6.20
50102	0.000	0.000	9.744	-6.20
50201	2.330	1.200	9.984	-4.24
50202	0.000	0.000	9.984	-4.24
50301	11.880	6.730	9.574	-7.43
50302	0.000	0.000	9.575	-7.43
50401	6.040	0.000	10.127	-6.04
50402	0.000	0.000	10.127	-6.04

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.813	1.843	5.807	1.829	0.007	0.015	0.031	0.206
401	402	3.488	1.303	3.483	1.294	0.004	0.009	0.019	0.226
402	404	3.483	1.989	3.480	1.983	0.004	0.007	0.020	0.186
404	4	1.262	1.177	1.261	1.176	0.001	0.001	0.009	0.090
4	403	3.993	2.386	3.983	2.367	0.010	0.018	0.023	0.441
403	2	3.983	2.948	3.982	2.945	0.001	0.003	0.025	0.063
2	100	-8.642	-4.786	-8.696	-4.905	0.053	0.119	-0.050	-1.212
2002	303	3.391	2.156	3.350	2.107	0.041	0.049	0.063	0.563
303	305	2.743	1.757	2.703	1.709	0.040	0.048	0.052	0.673
305	306	1.492	1.036	1.477	1.019	0.015	0.018	0.030	0.443
306	307	0.166	0.242	0.165	0.242	0.000	0.000	0.005	0.040
307	304	-1.317	-0.814	-1.334	-0.838	0.017	0.024	-0.026	-0.630
304	2002	-2.445	-1.378	-2.509	-1.437	0.064	0.058	-0.046	-1.089
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.366
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.365
15	15003	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.119
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.119
150031	150011	3.352	1.938	3.351	1.893	0.002	0.044	0.021	0.708
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.216	0.000
15003	15001	3.347	1.949	3.345	1.904	0.002	0.044	0.021	0.711
2	2003	6.283	4.106	6.272	3.710	0.012	0.394	0.038	3.471
2003	2002	3.923	2.437	3.918	2.343	0.005	0.094	0.024	1.378
12003	12002	0.788	0.277	0.787	0.277	0.000	0.000	0.005	0.039
12	12003	2.291	1.196	2.288	1.110	0.003	0.085	0.014	1.885
12	13	-6.933	-0.796	-6.958	-0.842	0.025	0.045	-0.038	-0.484
13	14	-17.684	-7.063	-17.824	-7.319	0.140	0.255	-0.103	-1.303
14	15	-42.355	-17.645	-42.759	-18.382	0.402	0.735	-0.246	-1.580
15	409	-49.518	-22.560	-49.595	-22.702	0.077	0.141	-0.288	-0.263
409	300	-49.595	-22.279	-51.669	-24.774	2.066	2.485	-0.287	-5.919
14	504	21.912	9.559	21.821	9.302	0.091	0.255	0.128	0.868
504	502	15.742	9.255	15.693	9.118	0.048	0.136	0.099	0.673
502	503	13.342	8.046	13.322	7.990	0.020	0.056	0.085	0.325
503	501	1.352	0.052	1.352	0.051	0.000	0.001	0.007	0.018
501	12	-7.294	-5.034	-7.297	-5.043	0.003	0.009	-0.048	-0.097
501	50101	4.309	2.639	4.291	2.320	0.018	0.317	0.028	4.081
50101	50102	-4.293	-2.317	-4.293	-2.317	0.000	0.000	-0.289	-0.000
501	50102	4.311	2.635	4.293	2.317	0.018	0.317	0.028	4.076
503	50301	5.971	4.011	5.935	3.365	0.036	0.643	0.039	6.115
50301	50302	-5.937	-3.360	-5.938	-3.360	0.000	0.000	-0.411	-0.001
503	50302	5.974	4.006	5.938	3.360	0.036	0.643	0.039	6.109
502	50201	1.166	0.635	1.164	0.600	0.002	0.035	0.007	1.603
50201	50202	-1.164	-0.599	-1.164	-0.599	0.000	0.000	-0.076	-0.000
502	50202	1.167	0.634	1.164	0.599	0.002	0.035	0.007	1.602
504	50401	3.030	0.180	3.018	0.001	0.012	0.178	0.016	1.079
50401	50402	-3.018	0.001	-3.018	0.001	0.000	0.000	-0.172	-0.000
504	50402	3.030	0.178	3.018	-0.001	0.012	0.178	0.016	1.076
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.286
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.286
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.266

311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.050	-0.000
311	3110011	0.794	0.467	0.793	0.456	0.001	0.011	0.016	0.265
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.177
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.034	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.011	0.177
12	120031	2.291	1.196	2.288	1.110	0.003	0.085	0.014	1.885
120031	120021	0.787	0.279	0.787	0.279	0.000	0.000	0.005	0.039
120021	12002	0.787	0.279	0.787	0.279	0.000	0.000	0.014	0.000
120031	120011	1.501	0.831	1.499	0.808	0.001	0.022	0.010	0.831
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.099	0.000
12003	12001	1.500	0.833	1.499	0.810	0.001	0.022	0.010	0.832
307	12002	0.070	0.244	0.069	0.243	0.000	0.001	0.004	0.093
12	11	-4.981	-6.084	-4.993	-6.102	0.012	0.017	-0.043	-0.287
11	10	-7.210	-7.025	-7.253	-7.088	0.044	0.063	-0.055	-0.801
10	300	-28.376	-19.329	-29.465	-22.396	1.084	3.055	-0.185	-8.460
10	10001	10.489	6.552	10.478	6.255	0.012	0.295	0.067	1.548
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.732	-0.001
10	100011	10.522	6.493	10.511	6.197	0.012	0.295	0.067	1.536
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.368
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.043	-0.000
307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.368
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.481
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.481
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.335
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.334
2002	20021	-3.917	-2.348	-3.917	-2.348	0.000	0.000	-0.072	-0.000
20033	20021	3.922	2.442	3.917	2.348	0.005	0.094	0.024	1.380
2	20033	6.285	4.103	6.273	3.707	0.012	0.394	0.038	3.469
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
4	405	-7.587	-2.749	-7.613	-2.797	0.026	0.047	-0.041	-0.578
405	300	-16.663	-7.818	-16.675	-7.841	0.012	0.023	-0.092	-0.130
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.123
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4001	40011	-4.192	-1.884	-4.192	-1.884	0.000	0.000	-0.245	-0.000
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.377
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
40021	4002	-1.040	-0.358	-1.040	-0.358	0.000	0.000	-0.017	-0.000
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80021	8002	-0.748	-0.256	-0.748	-0.256	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8001	80011	-3.895	-1.935	-3.895	-1.935	0.000	0.000	-0.232	-0.000
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.157
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.643
301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.734
201	311	1.317	0.836	1.314	0.833	0.003	0.003	0.026	0.092
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.013	0.086
309	309001	0.803	0.453	0.799	0.430	0.003	0.023	0.016	0.589
309	310	0.811	0.428	0.808	0.425	0.003	0.004	0.015	0.178
13002	314	0.919	0.560	0.913	0.554	0.005	0.007	0.018	0.267
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.054
14	14001	2.610	1.429	2.598	1.259	0.011	0.169	0.016	3.487
310	310001	0.805	0.426	0.799	0.390	0.006	0.036	0.015	0.904

305	305001	1.206	0.699	1.199	0.650	0.007	0.049	0.023	0.865
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
13003	13001	6.504	3.507	6.496	3.328	0.008	0.178	0.042	1.481
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
313	313001	1.405	0.843	1.399	0.790	0.006	0.053	0.028	0.766
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
11	11001	2.207	1.256	2.199	1.129	0.008	0.126	0.014	3.154
12002	309	1.643	0.878	1.618	0.855	0.025	0.023	0.031	0.626
2002	301	1.935	1.178	1.919	1.159	0.016	0.019	0.036	0.383
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
13	13003	10.700	6.793	10.679	5.999	0.021	0.791	0.069	3.968
13003	13002	4.175	2.493	4.172	2.493	0.003	0.000	0.027	0.056
13002	313	1.424	0.870	1.410	0.858	0.014	0.012	0.028	0.380
13002	201	1.829	1.116	1.824	1.108	0.005	0.008	0.036	0.143
201	312	0.507	0.297	0.506	0.296	0.001	0.001	0.010	0.057
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778

ДОДАТОК В

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 125.304 МВт / 1097.660 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.968 МВт / 21.458 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.968 МВт / 21.458 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.603 МВт / 5.285 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.442 МВт / 1.909 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.045 МВт / 7.193 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.014 МВт / 28.651 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.980	-8.671	110.000	0.00
401		0.000	0.000	109.775	-0.12
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.684	-0.14
402		0.000	0.000	109.530	-0.25
404		0.000	0.000	109.334	-0.31
3	Брацлав	0.000	0.000	109.274	-0.32
4	Тульчин	0.000	0.000	109.240	-0.32
2	Немирів	0.000	0.000	108.704	-0.48
403		0.000	0.000	108.771	-0.47
405		0.000	0.000	109.861	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.824	-0.06
300	Ладизинська ТЕС	-98.331	-57.213	110.000	0.00
406		0.000	0.000	110.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.993	-3.762	110.000	0.00
407		0.000	0.000	109.886	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	109.828	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	109.819	-0.07
408		0.000	0.000	109.545	-0.17
8	Липовець	0.000	0.000	109.508	-0.17
9	Іллінці	0.000	0.000	109.629	-0.13
10	Іллінці КС	0.000	0.000	101.105	-3.26
11	Сороки	0.000	0.000	100.253	-3.35
12	Дашів	0.000	0.000	99.946	-3.36
13	Гайсин	0.000	0.000	100.431	-2.97
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	101.783	-2.36
15	Ладизин	0.000	0.000	103.437	-1.65
409		0.000	0.000	103.713	-1.54
301	Ковалівка	0.000	0.000	34.353	-4.60
302	Козаківка	0.000	0.000	34.191	-4.70
303	Чуків	0.000	0.000	34.163	-4.69
304	Потоки	0.000	0.000	33.607	-4.79
305	Мельниківці	0.000	0.000	33.462	-5.06
306	Ситківці	0.000	0.000	32.999	-5.28
307	Носівці	0.000	0.000	32.955	-5.27
308	Попівка	0.000	0.000	36.065	-1.44
309	Слободище	0.000	0.000	32.189	-5.50
310	Гранів	0.000	0.000	32.005	-5.63

201		0.000	0.000	32.180	-6.52
311	Гайсин 35	0.000	0.000	32.085	-6.58
312	Гунча	0.000	0.000	32.121	-6.56
313	Тишківка	0.000	0.000	31.926	-6.54
314	Цук. з-д	0.000	0.000	32.050	-6.58
1001		2.300	1.300	10.195	-2.53
2003		0.000	0.000	105.153	-3.30
2002		0.000	0.000	34.749	-4.38
2001		4.700	2.540	10.052	-3.28
20033		0.000	0.000	105.156	-3.30
20021		0.000	0.000	34.749	-4.38
20011		0.000	0.000	10.052	-3.29
3001		2.200	1.310	10.154	-2.62
4003		0.000	0.000	108.091	-1.44
4002		0.000	0.000	36.170	-1.43
4001		4.800	2.320	10.304	-1.67
40031		0.000	0.000	107.837	-1.70
40021		0.000	0.000	36.170	-1.43
40011		0.000	0.000	10.304	-1.68
5001		9.000	4.860	9.769	-2.44
6001		2.300	1.240	10.221	-2.45
7001		2.500	1.280	10.207	-2.67
8003		0.000	0.000	108.190	-1.36
8002		0.000	0.000	36.198	-1.35
8001		4.300	2.320	10.318	-1.51
80031		0.000	0.000	107.978	-1.54
80021		0.000	0.000	36.198	-1.35
80011		0.000	0.000	10.319	-1.52
9001		2.600	1.470	10.148	-2.85
10001		21.000	12.460	9.095	-4.54
100011		0.000	0.000	9.096	-4.55
11001		2.200	1.130	9.301	-6.10
12003		0.000	0.000	98.151	-5.22
12002		0.000	0.000	32.845	-5.21
12001		3.000	1.620	9.314	-5.94
120031		0.000	0.000	98.151	-5.22
120021		0.000	0.000	32.845	-5.21
120011		0.000	0.000	9.314	-5.94
13003		0.000	0.000	96.618	-6.43
13002		0.000	0.000	32.325	-6.41
13001		6.500	3.330	9.114	-7.79
14001		2.600	1.260	9.413	-5.54
15003		0.000	0.000	102.315	-2.64
15002		0.000	0.000	34.253	-2.64
15001		6.700	3.800	9.719	-3.26
150031		0.000	0.000	102.315	-2.64
150021		0.000	0.000	34.253	-2.64
150011		0.000	0.000	9.720	-3.26
301001		1.000	0.590	10.574	-6.05
302001		0.900	0.510	10.551	-6.01
303001		0.600	0.340	10.635	-5.36
3030011		0.000	0.000	10.635	-5.36
304001		1.100	0.560	10.452	-5.63
3040011		0.000	0.000	10.452	-5.63
305001		1.200	0.650	10.258	-6.91
306001		1.300	0.740	10.226	-6.30
3060011		0.000	0.000	10.226	-6.30
307001		1.400	0.830	10.246	-6.07
3070011		0.000	0.000	10.246	-6.07
308001		0.600	0.290	11.162	-2.67
309001		0.800	0.430	9.941	-6.82
310001		0.800	0.390	9.792	-7.74
311001		1.300	0.740	10.006	-7.19
3110011		0.000	0.000	10.006	-7.19
312001		0.500	0.260	10.011	-7.20
3120011		0.000	0.000	10.011	-7.20
313001		1.400	0.790	9.810	-8.27
314001		0.900	0.490	10.021	-7.00
3140011		0.000	0.000	10.021	-7.00
501		0.000	0.000	99.846	-3.40
503		0.000	0.000	99.862	-3.37

502	0.000	0.000	100.196	-3.22
504	0.000	0.000	100.890	-2.89
50101	8.590	4.640	9.178	-6.86
50102	0.000	0.000	9.179	-6.86
50201	2.330	1.200	9.436	-4.66
50202	0.000	0.000	9.436	-4.66
50301	11.880	6.730	8.995	-8.25
50302	0.000	0.000	8.996	-8.26
50401	6.040	0.000	9.587	-6.67
50402	0.000	0.000	9.587	-6.67

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.817	2.046	5.809	2.029	0.007	0.017	0.032	0.225
401	402	3.490	1.414	3.485	1.404	0.005	0.011	0.020	0.245
402	404	3.485	2.040	3.481	2.032	0.004	0.007	0.021	0.197
404	4	1.263	1.161	1.262	1.160	0.001	0.001	0.009	0.094
4	403	4.016	2.476	4.005	2.456	0.011	0.020	0.025	0.472
403	2	4.005	2.986	4.003	2.983	0.001	0.003	0.026	0.067
2	100	-8.654	-4.992	-8.714	-5.125	0.060	0.133	-0.053	-1.300
2002	303	3.407	2.194	3.361	2.138	0.046	0.055	0.067	0.599
303	305	2.755	1.787	2.709	1.733	0.045	0.054	0.055	0.717
305	306	1.498	1.052	1.482	1.032	0.017	0.020	0.032	0.473
306	307	0.170	0.252	0.170	0.252	0.000	0.000	0.005	0.043
307	304	-1.322	-0.826	-1.341	-0.854	0.019	0.027	-0.027	-0.674
304	2002	-2.451	-1.400	-2.524	-1.466	0.072	0.066	-0.048	-1.159
304	304001	0.551	0.291	0.550	0.280	0.002	0.011	0.011	0.391
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.034	-0.000
304	3040011	0.551	0.291	0.550	0.280	0.002	0.011	0.011	0.390
15	15003	3.352	2.028	3.350	1.948	0.002	0.079	0.022	1.188
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.028	3.350	1.948	0.002	0.079	0.022	1.188
150031	150011	3.353	1.943	3.351	1.893	0.002	0.049	0.022	0.752
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.228	0.000
15003	15001	3.347	1.954	3.345	1.904	0.002	0.049	0.022	0.755
2	2003	6.302	4.206	6.289	3.764	0.013	0.440	0.040	3.721
2003	2002	3.940	2.491	3.935	2.386	0.005	0.105	0.026	1.486
12003	12002	0.785	0.281	0.784	0.281	0.000	0.000	0.005	0.041
12	12003	2.289	1.213	2.285	1.117	0.004	0.095	0.015	2.031
12	13	-6.955	-0.846	-6.983	-0.897	0.028	0.051	-0.040	-0.521
13	14	-17.711	-7.306	-17.870	-7.596	0.158	0.288	-0.110	-1.400
14	15	-42.427	-18.335	-42.882	-19.167	0.453	0.829	-0.262	-1.698
15	409	-49.637	-23.356	-49.724	-23.515	0.087	0.158	-0.306	-0.281
409	300	-49.724	-23.133	-52.060	-25.943	2.326	2.799	-0.305	-6.324
14	504	21.938	9.885	21.836	9.596	0.102	0.288	0.136	0.935
504	502	15.756	9.476	15.701	9.321	0.055	0.154	0.105	0.723
502	503	13.351	8.220	13.328	8.157	0.022	0.063	0.090	0.349
503	501	1.351	0.039	1.351	0.038	0.000	0.001	0.008	0.019
501	12	-7.297	-5.147	-7.300	-5.157	0.004	0.010	-0.052	-0.104
501	50101	4.311	2.679	4.291	2.320	0.020	0.358	0.029	4.397
50101	50102	-4.293	-2.317	-4.293	-2.317	0.000	0.000	-0.306	-0.000
501	50102	4.313	2.676	4.293	2.317	0.020	0.358	0.029	4.392
503	50301	5.975	4.097	5.935	3.365	0.040	0.728	0.042	6.620
50301	50302	-5.937	-3.360	-5.938	-3.360	0.000	0.000	-0.437	-0.001
503	50302	5.978	4.092	5.938	3.360	0.040	0.728	0.042	6.613
502	50201	1.167	0.639	1.164	0.600	0.003	0.039	0.008	1.713
50201	50202	-1.164	-0.599	-1.164	-0.599	0.000	0.000	-0.080	-0.000
502	50202	1.167	0.638	1.164	0.599	0.003	0.039	0.008	1.712
504	50401	3.031	0.201	3.018	0.001	0.013	0.199	0.017	1.212
50401	50402	-3.018	0.001	-3.018	0.001	0.000	0.000	-0.181	-0.000
504	50402	3.031	0.199	3.018	-0.001	0.013	0.199	0.017	1.208
312	312001	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.308
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.016	-0.000
312	3120011	0.250	0.134	0.250	0.130	0.001	0.004	0.005	0.308
311	311001	0.507	0.291	0.506	0.283	0.001	0.008	0.011	0.286

311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.053	-0.000
311	3110011	0.794	0.468	0.793	0.456	0.001	0.012	0.017	0.286
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.004	0.007	0.191
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.036	-0.000
314	3140011	0.550	0.308	0.549	0.302	0.001	0.006	0.011	0.191
12	120031	2.289	1.213	2.285	1.117	0.004	0.095	0.015	2.031
120031	120021	0.784	0.283	0.784	0.283	0.000	0.000	0.005	0.041
120021	12002	0.784	0.283	0.784	0.283	0.000	0.000	0.015	0.000
120031	120011	1.501	0.834	1.499	0.808	0.002	0.025	0.010	0.891
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.105	0.000
12003	12001	1.500	0.836	1.499	0.810	0.002	0.025	0.010	0.893
307	12002	0.080	0.259	0.079	0.258	0.001	0.001	0.005	0.106
12	11	-4.954	-6.241	-4.968	-6.261	0.014	0.020	-0.046	-0.307
11	10	-7.184	-7.234	-7.234	-7.307	0.050	0.072	-0.059	-0.859
10	300	-28.349	-19.699	-29.574	-23.151	1.221	3.438	-0.197	-9.059
10	10001	10.491	6.586	10.478	6.255	0.013	0.330	0.071	1.651
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.773	-0.001
10	100011	10.524	6.528	10.511	6.197	0.013	0.330	0.071	1.639
307	307001	0.701	0.429	0.699	0.415	0.002	0.014	0.014	0.394
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.046	-0.000
307	3070011	0.701	0.429	0.700	0.415	0.002	0.014	0.014	0.394
306	306001	0.652	0.387	0.650	0.370	0.002	0.017	0.013	0.516
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.042	-0.000
306	3060011	0.652	0.386	0.650	0.370	0.002	0.017	0.013	0.515
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.356
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.019	-0.000
303	3030011	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.356
2002	20021	-3.933	-2.390	-3.933	-2.390	0.000	0.000	-0.076	-0.000
20033	20021	3.939	2.496	3.933	2.390	0.005	0.105	0.026	1.488
2	20033	6.304	4.203	6.291	3.761	0.013	0.440	0.040	3.719
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.015	0.059
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.153	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.015	0.059
4	405	-7.605	-2.948	-7.634	-3.001	0.029	0.053	-0.043	-0.623
405	300	-16.683	-8.094	-16.697	-8.119	0.014	0.025	-0.097	-0.139
4	4003	1.648	0.837	1.646	0.796	0.002	0.041	0.010	1.182
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.376
4001	40011	-4.192	-1.884	-4.192	-1.884	0.000	0.000	-0.257	-0.000
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.005	0.000	0.025	0.104
4	40031	3.160	1.628	3.157	1.532	0.003	0.096	0.019	1.449
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.041	-0.358	0.000	0.006	-0.006	-0.217
40021	4002	-1.041	-0.358	-1.041	-0.358	0.000	0.000	-0.018	-0.000
4003	4002	1.041	0.358	1.041	0.358	0.001	0.000	0.006	0.051
100	9	4.448	1.763	4.437	1.747	0.011	0.016	0.025	0.371
9	8	1.817	0.674	1.816	0.672	0.001	0.002	0.010	0.121
8	408	-3.144	-2.030	-3.145	-2.032	0.001	0.001	-0.020	-0.038
408	7	-3.145	-1.605	-3.150	-1.615	0.005	0.009	-0.019	-0.275
7	407	-5.668	-2.667	-5.671	-2.671	0.002	0.004	-0.033	-0.067
407	200	-7.989	-3.774	-7.994	-3.784	0.005	0.010	-0.046	-0.114
80031	80021	-0.749	-0.252	-0.749	-0.255	0.000	0.003	-0.004	-0.154
80021	8002	-0.749	-0.255	-0.749	-0.255	0.000	0.000	-0.013	-0.000
8003	8002	1.357	0.535	1.356	0.535	0.001	0.000	0.008	0.066
8003	8001	0.402	0.385	0.402	0.382	0.000	0.002	0.003	0.320
8001	80011	-3.895	-1.936	-3.895	-1.936	0.000	0.000	-0.243	-0.000
80031	80011	3.900	1.936	3.895	1.936	0.004	0.000	0.023	0.097
8	80031	3.154	1.784	3.151	1.684	0.003	0.099	0.019	1.568
8	8003	1.761	0.967	1.759	0.919	0.002	0.048	0.011	1.348
100	406	0.002	-0.263	0.002	-0.263	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.021	0.002	0.021	0.000	0.000	0.000	0.001
301	302	0.911	0.551	0.908	0.547	0.003	0.004	0.018	0.166
302	302001	0.904	0.540	0.899	0.510	0.004	0.030	0.018	0.686
301	301001	1.005	0.628	0.999	0.590	0.005	0.038	0.020	0.783
201	311	1.316	0.830	1.313	0.826	0.003	0.004	0.028	0.098
401	1	2.319	1.379	2.317	1.377	0.001	0.002	0.014	0.090
309	309001	0.803	0.456	0.799	0.430	0.004	0.026	0.017	0.634
309	310	0.812	0.434	0.808	0.429	0.004	0.004	0.016	0.190
13002	314	0.918	0.556	0.912	0.548	0.006	0.007	0.019	0.283
404	3	2.218	1.420	2.217	1.419	0.001	0.001	0.014	0.061
3	3001	2.207	1.437	2.199	1.309	0.008	0.128	0.014	3.221
14	14001	2.611	1.449	2.598	1.259	0.013	0.189	0.017	3.738
310	310001	0.806	0.430	0.799	0.390	0.006	0.040	0.016	0.977

305	305001	1.207	0.705	1.199	0.650	0.008	0.055	0.024	0.928
1	1001	2.308	1.435	2.299	1.299	0.009	0.135	0.014	3.204
13003	13001	6.505	3.530	6.496	3.328	0.009	0.201	0.044	1.602
407	6	2.318	1.329	2.317	1.328	0.001	0.001	0.014	0.058
6	6001	2.307	1.371	2.299	1.239	0.009	0.131	0.014	3.066
313	313001	1.406	0.850	1.399	0.790	0.007	0.061	0.030	0.828
7	7001	2.509	1.432	2.498	1.279	0.010	0.152	0.015	3.216
11	11001	2.208	1.272	2.199	1.129	0.009	0.142	0.015	3.388
12002	309	1.647	0.892	1.619	0.866	0.028	0.026	0.033	0.669
2002	301	1.937	1.188	1.920	1.167	0.017	0.021	0.038	0.406
8002	308	0.607	0.306	0.605	0.304	0.002	0.002	0.011	0.134
308	308001	0.602	0.307	0.600	0.290	0.003	0.017	0.011	0.575
13	13003	10.705	6.922	10.681	6.027	0.024	0.892	0.073	4.285
13003	13002	4.176	2.497	4.172	2.497	0.004	0.000	0.029	0.059
13002	313	1.426	0.877	1.411	0.863	0.016	0.014	0.030	0.405
13002	201	1.828	1.112	1.822	1.103	0.006	0.009	0.038	0.151
201	312	0.507	0.294	0.506	0.294	0.001	0.001	0.010	0.060
9	9001	2.610	1.644	2.598	1.469	0.012	0.174	0.016	3.667
405	5	9.049	5.554	9.046	5.551	0.002	0.003	0.056	0.038
5	5001	9.018	5.364	8.994	4.857	0.023	0.505	0.055	2.928

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.248 МВт / 1088.414 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.866 МВт / 16.695 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.866 МВт / 16.695 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.750 МВт / 6.566 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.349 МВт / 1.506 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.098 МВт / 8.072 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.964 МВт / 24.767 млн.кВт*г (2.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.937	-7.525	121.000	0.00
401		0.000	0.000	120.815	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.734	-0.12
402		0.000	0.000	120.611	-0.21
404		0.000	0.000	120.437	-0.26
3	Брацлав	0.000	0.000	120.383	-0.27
4	Тульчин	0.000	0.000	120.350	-0.28
2	Немирів	0.000	0.000	119.884	-0.41
403		0.000	0.000	119.943	-0.39
405		0.000	0.000	120.879	-0.04
5	Ферментний завод	0.000	0.000	120.844	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-97.311	-52.702	121.000	0.00
406		0.000	0.000	121.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-8.001	-3.451	121.000	0.00
407		0.000	0.000	120.900	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	120.848	-0.05
7	Степанівка	0.000	0.000	120.842	-0.06
408		0.000	0.000	120.601	-0.14
8	Липовець	0.000	0.000	120.567	-0.15
9	Іллінці	0.000	0.000	120.676	-0.11
10	Іллінці КС	0.000	0.000	113.283	-2.69
11	Сороки	0.000	0.000	112.548	-2.77
12	Дашів	0.000	0.000	112.283	-2.78
13	Гайсин	0.000	0.000	112.702	-2.47
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	113.868	-1.98
15	Ладизин	0.000	0.000	115.293	-1.40
409		0.000	0.000	115.532	-1.31
301	Ковалівка	0.000	0.000	38.356	-3.75
302	Козаківка	0.000	0.000	38.212	-3.82
303	Чуків	0.000	0.000	38.194	-3.82
304	Потоки	0.000	0.000	37.705	-3.91
305	Мельниківці	0.000	0.000	37.579	-4.12
306	Ситківці	0.000	0.000	37.174	-4.30
307	Носівці	0.000	0.000	37.138	-4.29
308	Попівка	0.000	0.000	39.828	-1.19
309	Слободище	0.000	0.000	36.481	-4.48
310	Гранів	0.000	0.000	36.321	-4.59
201		0.000	0.000	36.476	-5.26

311	Гайсин 35	0.000	0.000	36.391	-5.31
312	Гунча	0.000	0.000	36.424	-5.29
313	Тишківка	0.000	0.000	36.255	-5.28
314	Цук. з-д	0.000	0.000	36.360	-5.30
1001		2.300	1.300	11.281	-2.08
2003		0.000	0.000	116.797	-2.70
2002		0.000	0.000	38.709	-3.56
2001		4.700	2.540	11.166	-2.68
20033		0.000	0.000	116.799	-2.70
20021		0.000	0.000	38.709	-3.56
20011		0.000	0.000	11.166	-2.69
3001		2.200	1.310	11.247	-2.16
4003		0.000	0.000	119.315	-1.19
4002		0.000	0.000	39.929	-1.19
4001		4.800	2.320	11.381	-1.39
40031		0.000	0.000	119.085	-1.41
40021		0.000	0.000	39.929	-1.19
40011		0.000	0.000	11.381	-1.39
5001		9.000	4.860	10.802	-2.00
6001		2.300	1.240	11.304	-2.01
7001		2.500	1.280	11.292	-2.20
8003		0.000	0.000	119.383	-1.12
8002		0.000	0.000	39.947	-1.11
8001		4.300	2.320	11.391	-1.25
80031		0.000	0.000	119.190	-1.27
80021		0.000	0.000	39.947	-1.11
80011		0.000	0.000	11.392	-1.25
9001		2.600	1.470	11.239	-2.34
10001		21.000	12.460	10.222	-3.71
100011		0.000	0.000	10.223	-3.71
11001		2.200	1.130	10.512	-4.94
12003		0.000	0.000	110.719	-4.25
12002		0.000	0.000	37.054	-4.25
12001		3.000	1.620	10.524	-4.82
120031		0.000	0.000	110.719	-4.25
120021		0.000	0.000	37.054	-4.25
120011		0.000	0.000	10.525	-4.82
13003		0.000	0.000	109.395	-5.19
13002		0.000	0.000	36.605	-5.17
13001		6.500	3.330	10.352	-6.25
14001		2.600	1.260	10.608	-4.50
15003		0.000	0.000	114.296	-2.19
15002		0.000	0.000	38.264	-2.19
15001		6.700	3.800	10.872	-2.69
150031		0.000	0.000	114.296	-2.19
150021		0.000	0.000	38.264	-2.19
150011		0.000	0.000	10.873	-2.69
301001		1.000	0.590	11.857	-4.90
302001		0.900	0.510	11.837	-4.87
303001		0.600	0.340	11.913	-4.35
3030011		0.000	0.000	11.913	-4.35
304001		1.100	0.560	11.753	-4.57
3040011		0.000	0.000	11.753	-4.57
305001		1.200	0.650	11.582	-5.58
306001		1.300	0.740	11.555	-5.09
3060011		0.000	0.000	11.555	-5.10
307001		1.400	0.830	11.574	-4.92
3070011		0.000	0.000	11.574	-4.92
308001		0.600	0.290	12.362	-2.20
309001		0.800	0.430	11.311	-5.50
310001		0.800	0.390	11.183	-6.21
311001		1.300	0.740	11.368	-5.78
3110011		0.000	0.000	11.368	-5.78
312001		0.500	0.260	11.373	-5.79
3120011		0.000	0.000	11.373	-5.79
313001		1.400	0.790	11.199	-6.62
314001		0.900	0.490	11.381	-5.63
3140011		0.000	0.000	11.381	-5.63
501		0.000	0.000	112.197	-2.81
503		0.000	0.000	112.211	-2.79
502		0.000	0.000	112.501	-2.67

504	0.000	0.000	113.100	-2.41
50101	8.590	4.640	10.407	-5.53
50102	0.000	0.000	10.407	-5.53
50201	2.330	1.200	10.630	-3.81
50202	0.000	0.000	10.630	-3.81
50301	11.880	6.730	10.251	-6.60
50302	0.000	0.000	10.252	-6.60
50401	6.040	0.000	10.765	-5.40
50402	0.000	0.000	10.766	-5.40

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.812	1.601	5.806	1.588	0.006	0.013	0.029	0.185
401	402	3.487	1.172	3.483	1.163	0.004	0.008	0.018	0.204
402	404	3.483	1.935	3.480	1.929	0.003	0.006	0.019	0.174
404	4	1.261	1.202	1.261	1.201	0.001	0.001	0.008	0.087
4	403	3.971	2.292	3.963	2.276	0.009	0.016	0.022	0.409
403	2	3.963	2.920	3.962	2.918	0.001	0.003	0.024	0.059
2	100	-8.633	-4.556	-8.681	-4.661	0.047	0.104	-0.047	-1.119
2002	303	3.375	2.117	3.340	2.074	0.036	0.043	0.059	0.525
303	305	2.732	1.725	2.697	1.683	0.035	0.042	0.049	0.627
305	306	1.486	1.020	1.474	1.004	0.013	0.015	0.028	0.413
306	307	0.161	0.230	0.161	0.230	0.000	0.000	0.004	0.036
307	304	-1.313	-0.800	-1.328	-0.821	0.015	0.021	-0.024	-0.584
304	2002	-2.439	-1.354	-2.496	-1.405	0.056	0.051	-0.043	-1.016
304	304001	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.009	0.010	0.340
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.030	-0.000
304	3040011	0.551	0.288	0.550	0.280	0.001	0.009	0.010	0.340
15	15003	3.351	2.002	3.350	1.938	0.002	0.063	0.020	1.047
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.002	3.350	1.938	0.002	0.063	0.020	1.047
150031	150011	3.352	1.933	3.351	1.893	0.002	0.039	0.020	0.662
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.204	0.000
15003	15001	3.347	1.944	3.345	1.904	0.002	0.039	0.020	0.666
2	2003	6.266	4.003	6.255	3.653	0.010	0.349	0.036	3.213
2003	2002	3.907	2.381	3.903	2.298	0.004	0.082	0.023	1.267
12003	12002	0.790	0.273	0.790	0.273	0.000	0.000	0.004	0.037
12	12003	2.293	1.178	2.290	1.103	0.003	0.075	0.013	1.737
12	13	-6.909	-0.741	-6.931	-0.780	0.022	0.040	-0.036	-0.446
13	14	-17.657	-6.806	-17.779	-7.030	0.122	0.223	-0.097	-1.203
14	15	-42.286	-16.910	-42.639	-17.556	0.352	0.643	-0.231	-1.458
15	409	-49.404	-21.726	-49.472	-21.850	0.067	0.123	-0.270	-0.243
409	300	-49.472	-21.376	-51.289	-23.563	1.810	2.178	-0.269	-5.498
14	504	21.887	9.216	21.807	8.991	0.080	0.224	0.120	0.800
504	502	15.729	9.026	15.686	8.906	0.042	0.119	0.092	0.622
502	503	13.333	7.867	13.315	7.818	0.017	0.049	0.079	0.300
503	501	1.351	0.055	1.351	0.055	0.000	0.000	0.007	0.017
501	12	-7.294	-4.927	-7.297	-4.935	0.003	0.008	-0.045	-0.090
501	50101	4.307	2.600	4.291	2.320	0.015	0.278	0.026	3.763
50101	50102	-4.293	-2.317	-4.293	-2.317	0.000	0.000	-0.270	-0.000
501	50102	4.309	2.596	4.293	2.317	0.015	0.278	0.026	3.759
503	50301	5.966	3.928	5.935	3.365	0.031	0.561	0.037	5.613
50301	50302	-5.937	-3.360	-5.938	-3.360	0.000	0.000	-0.384	-0.001
503	50302	5.969	3.924	5.938	3.360	0.031	0.561	0.037	5.608
502	50201	1.166	0.631	1.164	0.600	0.002	0.031	0.007	1.489
50201	50202	-1.164	-0.599	-1.164	-0.599	0.000	0.000	-0.071	-0.000
502	50202	1.166	0.630	1.164	0.599	0.002	0.031	0.007	1.488
504	50401	3.029	0.159	3.018	0.001	0.011	0.158	0.015	0.950
50401	50402	-3.018	0.001	-3.018	0.001	0.000	0.000	-0.162	-0.000
504	50402	3.029	0.158	3.018	-0.001	0.011	0.158	0.015	0.947
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.000	0.003	0.004	0.264
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.014	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.000	0.003	0.004	0.264
311	311001	0.507	0.289	0.506	0.283	0.001	0.006	0.009	0.245
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.046	-0.000

311	3110011	0.794	0.466	0.793	0.456	0.001	0.009	0.015	0.245
314	314001	0.351	0.190	0.350	0.187	0.000	0.003	0.006	0.164
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.032	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.004	0.010	0.163
12	120031	2.293	1.178	2.290	1.103	0.003	0.075	0.013	1.737
120031	120021	0.790	0.275	0.789	0.275	0.000	0.000	0.004	0.037
120021	12002	0.789	0.275	0.789	0.275	0.000	0.000	0.013	0.000
120031	120011	1.501	0.828	1.499	0.808	0.001	0.020	0.009	0.769
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.093	0.000
12003	12001	1.500	0.830	1.499	0.810	0.001	0.020	0.009	0.770
307	12002	0.060	0.227	0.060	0.227	0.000	0.000	0.004	0.081
12	11	-5.013	-5.924	-5.024	-5.939	0.010	0.015	-0.040	-0.266
11	10	-7.240	-6.803	-7.278	-6.858	0.038	0.054	-0.051	-0.741
10	300	-28.412	-18.928	-29.367	-21.617	0.951	2.679	-0.174	-7.842
10	10001	10.488	6.517	10.478	6.255	0.010	0.261	0.063	1.441
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.688	-0.001
10	100011	10.521	6.459	10.511	6.197	0.010	0.261	0.063	1.430
307	307001	0.701	0.426	0.699	0.415	0.001	0.011	0.013	0.342
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.040	-0.000
307	3070011	0.701	0.426	0.700	0.415	0.001	0.011	0.013	0.341
306	306001	0.651	0.383	0.650	0.370	0.002	0.013	0.012	0.446
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.037	-0.000
306	3060011	0.652	0.383	0.650	0.370	0.002	0.013	0.012	0.446
303	303001	0.300	0.174	0.300	0.170	0.001	0.004	0.005	0.312
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.017	-0.000
303	3030011	0.300	0.174	0.300	0.170	0.001	0.004	0.005	0.312
2002	20021	-3.901	-2.302	-3.901	-2.302	0.000	0.000	-0.067	-0.000
20033	20021	3.905	2.385	3.901	2.302	0.004	0.082	0.023	1.269
2	20033	6.267	4.001	6.257	3.651	0.010	0.349	0.036	3.211
20033	20011	2.351	1.266	2.350	1.266	0.001	0.000	0.013	0.053
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.138	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.001	0.000	0.013	0.053
4	405	-7.570	-2.517	-7.593	-2.559	0.023	0.042	-0.038	-0.529
405	300	-16.644	-7.502	-16.655	-7.522	0.011	0.020	-0.087	-0.121
4	4003	1.647	0.828	1.646	0.795	0.001	0.033	0.009	1.060
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.003	0.004	0.338
4001	40011	-4.192	-1.884	-4.192	-1.884	0.000	0.000	-0.233	-0.000
40031	40011	4.196	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.022	0.095
4	40031	3.159	1.611	3.156	1.532	0.002	0.079	0.017	1.300
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.357	0.000	0.005	-0.005	-0.194
40021	4002	-1.040	-0.357	-1.040	-0.357	0.000	0.000	-0.016	-0.000
4003	4002	1.041	0.357	1.040	0.357	0.000	0.000	0.005	0.046
100	9	4.443	1.581	4.434	1.568	0.009	0.013	0.022	0.325
9	8	1.814	0.648	1.813	0.647	0.001	0.002	0.009	0.109
8	408	-3.154	-2.008	-3.155	-2.009	0.001	0.001	-0.018	-0.034
408	7	-3.155	-1.492	-3.159	-1.499	0.004	0.008	-0.017	-0.241
7	407	-5.678	-2.443	-5.680	-2.447	0.002	0.003	-0.029	-0.058
407	200	-7.998	-3.469	-8.002	-3.477	0.004	0.008	-0.042	-0.100
80031	80021	-0.748	-0.255	-0.748	-0.257	0.000	0.002	-0.004	-0.139
80021	8002	-0.748	-0.257	-0.748	-0.257	0.000	0.000	-0.011	-0.000
8003	8002	1.356	0.527	1.355	0.527	0.001	0.000	0.007	0.060
8003	8001	0.403	0.386	0.403	0.384	0.000	0.002	0.003	0.290
8001	80011	-3.895	-1.934	-3.895	-1.934	0.000	0.000	-0.220	-0.000
80031	80011	3.899	1.934	3.895	1.934	0.004	0.000	0.021	0.088
8	80031	3.153	1.761	3.150	1.679	0.002	0.081	0.017	1.406
8	8003	1.760	0.953	1.759	0.913	0.001	0.039	0.010	1.207
100	406	0.002	-0.318	0.002	-0.318	0.000	0.000	0.002	-0.001
406	200	0.002	0.026	0.002	0.026	0.000	0.000	0.000	0.001
301	302	0.910	0.546	0.908	0.543	0.003	0.003	0.016	0.147
302	302001	0.903	0.534	0.899	0.510	0.003	0.024	0.016	0.599
301	301001	1.004	0.620	0.999	0.590	0.004	0.030	0.018	0.684
201	311	1.318	0.844	1.315	0.841	0.002	0.003	0.025	0.087
401	1	2.319	1.341	2.318	1.340	0.001	0.001	0.013	0.081
309	309001	0.802	0.450	0.799	0.430	0.003	0.020	0.015	0.543
309	310	0.810	0.423	0.808	0.420	0.003	0.003	0.014	0.165
13002	314	0.920	0.566	0.915	0.560	0.005	0.006	0.017	0.251
404	3	2.218	1.392	2.218	1.391	0.001	0.001	0.013	0.055
3	3001	2.206	1.414	2.199	1.309	0.007	0.104	0.013	2.877
14	14001	2.608	1.409	2.598	1.259	0.010	0.149	0.015	3.231
310	310001	0.804	0.421	0.799	0.390	0.005	0.031	0.014	0.830
305	305001	1.206	0.693	1.199	0.650	0.006	0.043	0.021	0.801

1	1001	2.306	1.410	2.299	1.299	0.007	0.110	0.013	2.864
13003	13001	6.503	3.484	6.496	3.328	0.007	0.156	0.039	1.360
407	6	2.318	1.296	2.318	1.295	0.001	0.001	0.013	0.052
6	6001	2.306	1.347	2.299	1.239	0.007	0.107	0.013	2.742
313	313001	1.404	0.836	1.399	0.790	0.005	0.047	0.026	0.703
7	7001	2.507	1.404	2.498	1.279	0.008	0.124	0.014	2.871
11	11001	2.206	1.241	2.199	1.129	0.007	0.111	0.013	2.917
12002	309	1.639	0.863	1.617	0.843	0.022	0.020	0.029	0.583
2002	301	1.933	1.168	1.919	1.151	0.014	0.017	0.034	0.360
8002	308	0.607	0.301	0.606	0.300	0.001	0.002	0.010	0.121
308	308001	0.602	0.304	0.600	0.290	0.002	0.014	0.010	0.514
13	13003	10.696	6.672	10.678	5.976	0.018	0.693	0.064	3.651
13003	13002	4.175	2.492	4.172	2.492	0.003	0.000	0.026	0.053
13002	313	1.422	0.864	1.410	0.853	0.012	0.011	0.026	0.355
13002	201	1.830	1.123	1.825	1.116	0.005	0.007	0.034	0.133
201	312	0.507	0.300	0.507	0.299	0.001	0.001	0.009	0.053
9	9001	2.608	1.611	2.598	1.469	0.009	0.142	0.015	3.271
405	5	9.050	5.500	9.048	5.498	0.002	0.002	0.050	0.034
5	5001	9.013	5.272	8.994	4.857	0.019	0.413	0.050	2.618

ДОДАТОК Д

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

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.761 МВт / 1092.910 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.668 МВт / 5.853 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.706 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.063 МВт / 7.559 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.474 МВт / 26.610 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.956	-8.142	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.794	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.708	-0.13
402		0.000	0.000	114.569	-0.23
404		0.000	0.000	114.384	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.326	-0.29
4	Тульчин	0.000	0.000	114.293	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	113.791	-0.45
403		0.000	0.000	113.854	-0.43
405		0.000	0.000	114.870	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.834	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-97.810	-55.011	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	106.683	-2.98
11	Сороки	0.000	0.000	105.889	-3.06
12	Дашів	0.000	0.000	105.604	-3.07
13	Гайсин	0.000	0.000	106.056	-2.73
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	107.316	-2.17
15	Ладизин	0.000	0.000	108.857	-1.53
409		0.000	0.000	109.115	-1.43
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.184	-4.18
302	Козаківка	0.000	0.000	36.031	-4.26
303	Чуків	0.000	0.000	36.008	-4.26
304	Потоки	0.000	0.000	35.485	-4.36
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.349	-4.60
306	Ситківці	0.000	0.000	34.914	-4.79
307	Носівці	0.000	0.000	34.874	-4.79
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	34.163	-4.99
310	Гранів	0.000	0.000	33.991	-5.11

201		0.000	0.000	34.157	-5.89
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.067	-5.94
312	Гунча	0.000	0.000	34.101	-5.93
313	Тишківка	0.000	0.000	33.919	-5.91
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.034	-5.94
1001		2.300	1.300	10.690	-2.31
2003		0.000	0.000	110.469	-3.00
2002		0.000	0.000	36.559	-3.97
2001		4.700	2.540	10.561	-2.99
20033		0.000	0.000	110.471	-3.00
20021		0.000	0.000	36.559	-3.97
20011		0.000	0.000	10.561	-2.99
3001		2.200	1.310	10.652	-2.39
4003		0.000	0.000	113.199	-1.32
4002		0.000	0.000	37.881	-1.31
4001		4.800	2.320	10.794	-1.53
40031		0.000	0.000	112.956	-1.56
40021		0.000	0.000	37.881	-1.31
40011		0.000	0.000	10.794	-1.53
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.611	-4.13
100011		0.000	0.000	9.613	-4.13
11001		2.200	1.130	9.858	-5.52
12003		0.000	0.000	103.922	-4.74
12002		0.000	0.000	34.778	-4.73
12001		3.000	1.620	9.870	-5.38
120031		0.000	0.000	103.922	-4.74
120021		0.000	0.000	34.778	-4.73
120011		0.000	0.000	9.870	-5.38
13003		0.000	0.000	102.495	-5.81
13002		0.000	0.000	34.294	-5.79
13001		6.500	3.330	9.684	-7.02
14001		2.600	1.260	9.962	-5.02
15003		0.000	0.000	107.796	-2.42
15002		0.000	0.000	36.088	-2.42
15001		6.700	3.800	10.247	-2.98
150031		0.000	0.000	107.796	-2.42
150021		0.000	0.000	36.088	-2.42
150011		0.000	0.000	10.247	-2.98
301001		1.000	0.590	11.161	-5.48
302001		0.900	0.510	11.140	-5.44
303001		0.600	0.340	11.220	-4.86
3030011		0.000	0.000	11.220	-4.86
304001		1.100	0.560	11.048	-5.10
3040011		0.000	0.000	11.048	-5.10
305001		1.200	0.650	10.866	-6.25
306001		1.300	0.740	10.836	-5.70
3060011		0.000	0.000	10.836	-5.70
307001		1.400	0.830	10.856	-5.50
3070011		0.000	0.000	10.856	-5.50
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.572	-6.16
310001		0.800	0.390	10.433	-6.98
311001		1.300	0.740	10.633	-6.48
3110011		0.000	0.000	10.633	-6.48
312001		0.500	0.260	10.638	-6.49
3120011		0.000	0.000	10.638	-6.49
313001		1.400	0.790	10.450	-7.44
314001		0.900	0.490	10.647	-6.32
3140011		0.000	0.000	10.647	-6.32
501		0.000	0.000	105.510	-3.11
503		0.000	0.000	105.526	-3.09

502	0.000	0.000	105.838	-2.95
504	0.000	0.000	106.485	-2.65
50101	8.590	4.640	9.744	-6.20
50102	0.000	0.000	9.744	-6.20
50201	2.330	1.200	9.984	-4.24
50202	0.000	0.000	9.984	-4.24
50301	11.880	6.730	9.574	-7.43
50302	0.000	0.000	9.575	-7.43
50401	6.040	0.000	10.127	-6.04
50402	0.000	0.000	10.127	-6.04

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.813	1.843	5.807	1.829	0.007	0.015	0.031	0.206
401	402	3.488	1.303	3.483	1.294	0.004	0.009	0.019	0.226
402	404	3.483	1.989	3.480	1.983	0.004	0.007	0.020	0.186
404	4	1.262	1.177	1.261	1.176	0.001	0.001	0.009	0.090
4	403	3.993	2.386	3.983	2.367	0.010	0.018	0.023	0.441
403	2	3.983	2.948	3.982	2.945	0.001	0.003	0.025	0.063
2	100	-8.642	-4.786	-8.696	-4.905	0.053	0.119	-0.050	-1.212
2002	303	3.391	2.156	3.350	2.107	0.041	0.049	0.063	0.563
303	305	2.743	1.757	2.703	1.709	0.040	0.048	0.052	0.673
305	306	1.492	1.036	1.477	1.019	0.015	0.018	0.030	0.443
306	307	0.166	0.242	0.165	0.242	0.000	0.000	0.005	0.040
307	304	-1.317	-0.814	-1.334	-0.838	0.017	0.024	-0.026	-0.630
304	2002	-2.445	-1.378	-2.509	-1.437	0.064	0.058	-0.046	-1.089
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.366
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.365
15	15003	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.119
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.119
150031	150011	3.352	1.938	3.351	1.893	0.002	0.044	0.021	0.708
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.216	0.000
15003	15001	3.347	1.949	3.345	1.904	0.002	0.044	0.021	0.711
2	2003	6.283	4.106	6.272	3.710	0.012	0.394	0.038	3.471
2003	2002	3.923	2.437	3.918	2.343	0.005	0.094	0.024	1.378
12003	12002	0.788	0.277	0.787	0.277	0.000	0.000	0.005	0.039
12	12003	2.291	1.196	2.288	1.110	0.003	0.085	0.014	1.885
12	13	-6.933	-0.796	-6.958	-0.842	0.025	0.045	-0.038	-0.484
13	14	-17.684	-7.063	-17.824	-7.319	0.140	0.255	-0.103	-1.303
14	15	-42.355	-17.645	-42.759	-18.382	0.402	0.735	-0.246	-1.580
15	409	-49.518	-22.560	-49.595	-22.702	0.077	0.141	-0.288	-0.263
409	300	-49.595	-22.279	-51.669	-24.774	2.066	2.485	-0.287	-5.919
14	504	21.912	9.559	21.821	9.302	0.091	0.255	0.128	0.868
504	502	15.742	9.255	15.693	9.118	0.048	0.136	0.099	0.673
502	503	13.342	8.046	13.322	7.990	0.020	0.056	0.085	0.325
503	501	1.352	0.052	1.352	0.051	0.000	0.001	0.007	0.018
501	12	-7.294	-5.034	-7.297	-5.043	0.003	0.009	-0.048	-0.097
501	50101	4.309	2.639	4.291	2.320	0.018	0.317	0.028	4.081
50101	50102	-4.293	-2.317	-4.293	-2.317	0.000	0.000	-0.289	-0.000
501	50102	4.311	2.635	4.293	2.317	0.018	0.317	0.028	4.076
503	50301	5.971	4.011	5.935	3.365	0.036	0.643	0.039	6.115
50301	50302	-5.937	-3.360	-5.938	-3.360	0.000	0.000	-0.411	-0.001
503	50302	5.974	4.006	5.938	3.360	0.036	0.643	0.039	6.109
502	50201	1.166	0.635	1.164	0.600	0.002	0.035	0.007	1.603
50201	50202	-1.164	-0.599	-1.164	-0.599	0.000	0.000	-0.076	-0.000
502	50202	1.167	0.634	1.164	0.599	0.002	0.035	0.007	1.602
504	50401	3.030	0.180	3.018	0.001	0.012	0.178	0.016	1.079
50401	50402	-3.018	0.001	-3.018	0.001	0.000	0.000	-0.172	-0.000
504	50402	3.030	0.178	3.018	-0.001	0.012	0.178	0.016	1.076
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.286
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.286
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.266

311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.050	-0.000
311	3110011	0.794	0.467	0.793	0.456	0.001	0.011	0.016	0.265
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.177
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.034	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.011	0.177
12	120031	2.291	1.196	2.288	1.110	0.003	0.085	0.014	1.885
120031	120021	0.787	0.279	0.787	0.279	0.000	0.000	0.005	0.039
120021	12002	0.787	0.279	0.787	0.279	0.000	0.000	0.014	0.000
120031	120011	1.501	0.831	1.499	0.808	0.001	0.022	0.010	0.831
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.099	0.000
12003	12001	1.500	0.833	1.499	0.810	0.001	0.022	0.010	0.832
307	12002	0.070	0.244	0.069	0.243	0.000	0.001	0.004	0.093
12	11	-4.981	-6.084	-4.993	-6.102	0.012	0.017	-0.043	-0.287
11	10	-7.210	-7.025	-7.253	-7.088	0.044	0.063	-0.055	-0.801
10	300	-28.376	-19.329	-29.465	-22.396	1.084	3.055	-0.185	-8.460
10	10001	10.489	6.552	10.478	6.255	0.012	0.295	0.067	1.548
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.732	-0.001
10	100011	10.522	6.493	10.511	6.197	0.012	0.295	0.067	1.536
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.368
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.043	-0.000
307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.368
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.481
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.481
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.335
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.334
2002	20021	-3.917	-2.348	-3.917	-2.348	0.000	0.000	-0.072	-0.000
20033	20021	3.922	2.442	3.917	2.348	0.005	0.094	0.024	1.380
2	20033	6.285	4.103	6.273	3.707	0.012	0.394	0.038	3.469
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
4	405	-7.587	-2.749	-7.613	-2.797	0.026	0.047	-0.041	-0.578
405	300	-16.663	-7.818	-16.675	-7.841	0.012	0.023	-0.092	-0.130
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.123
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4001	40011	-4.192	-1.884	-4.192	-1.884	0.000	0.000	-0.245	-0.000
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.377
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
40021	4002	-1.040	-0.358	-1.040	-0.358	0.000	0.000	-0.017	-0.000
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80021	8002	-0.748	-0.256	-0.748	-0.256	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8001	80011	-3.895	-1.935	-3.895	-1.935	0.000	0.000	-0.232	-0.000
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.157
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.643
301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.734
201	311	1.317	0.836	1.314	0.833	0.003	0.003	0.026	0.092
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.013	0.086
309	309001	0.803	0.453	0.799	0.430	0.003	0.023	0.016	0.589
309	310	0.811	0.428	0.808	0.425	0.003	0.004	0.015	0.178
13002	314	0.919	0.560	0.913	0.554	0.005	0.007	0.018	0.267
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.054
14	14001	2.610	1.429	2.598	1.259	0.011	0.169	0.016	3.487
310	310001	0.805	0.426	0.799	0.390	0.006	0.036	0.015	0.904

305	305001	1.206	0.699	1.199	0.650	0.007	0.049	0.023	0.865
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
13003	13001	6.504	3.507	6.496	3.328	0.008	0.178	0.042	1.481
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
313	313001	1.405	0.843	1.399	0.790	0.006	0.053	0.028	0.766
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
11	11001	2.207	1.256	2.199	1.129	0.008	0.126	0.014	3.154
12002	309	1.643	0.878	1.618	0.855	0.025	0.023	0.031	0.626
2002	301	1.935	1.178	1.919	1.159	0.016	0.019	0.036	0.383
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
13	13003	10.700	6.793	10.679	5.999	0.021	0.791	0.069	3.968
13003	13002	4.175	2.493	4.172	2.493	0.003	0.000	0.027	0.056
13002	313	1.424	0.870	1.410	0.858	0.014	0.012	0.028	0.380
13002	201	1.829	1.116	1.824	1.108	0.005	0.008	0.036	0.143
201	312	0.507	0.297	0.506	0.296	0.001	0.001	0.010	0.057
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПОЕТАПНОГО РОЗВИТКУ ЕМ
ІРІК

Результати розрахунку поетапного розвитку ЕМ

1 рік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 99.496 МВт / 871.581 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 96.540 МВт / 845.690 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.116 МВт / 9.137 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.116 МВт / 9.137 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.615 МВт / 5.387 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.274 МВт / 1.184 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.889 МВт / 6.570 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.005 МВт / 15.708 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.399	-7.584	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.801	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.715	-0.13
402		0.000	0.000	114.588	-0.22
404		0.000	0.000	114.410	-0.28
3	Брацлав	0.000	0.000	114.352	-0.29
4	Тульчин	0.000	0.000	114.327	-0.29
2	Немирів	0.000	0.000	113.882	-0.43
403		0.000	0.000	113.938	-0.41
405		0.000	0.000	114.873	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.836	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-73.101	-37.482	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	108.851	-2.32
11	Сороки	0.000	0.000	108.662	-2.30
12	Дашів	0.000	0.000	108.647	-2.27
13	Гайсин	0.000	0.000	109.116	-1.98
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	110.355	-1.48
15	Ладизин	0.000	0.000	111.197	-1.08
409		0.000	0.000	111.355	-1.01
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.373	-3.88
302	Козаківка	0.000	0.000	36.221	-3.96
303	Чуків	0.000	0.000	36.271	-3.93
304	Потоки	0.000	0.000	35.858	-4.02
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.722	-4.23
306	Ситківці	0.000	0.000	35.409	-4.37
307	Носівці	0.000	0.000	35.432	-4.34
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	35.080	-4.34
310	Гранів	0.000	0.000	34.913	-4.45

201		0.000	0.000	35.226	-4.96
311	Гайсин 35	0.000	0.000	35.139	-5.01
312	Гунча	0.000	0.000	35.173	-4.99
313	Тишківка	0.000	0.000	34.996	-4.98
314	Цук. з-д	0.000	0.000	35.107	-5.01
1001		2.300	1.300	10.690	-2.31
2003		0.000	0.000	110.860	-2.81
2002		0.000	0.000	36.746	-3.68
2001		4.700	2.540	10.598	-2.80
20033		0.000	0.000	110.863	-2.81
20021		0.000	0.000	36.747	-3.68
20011		0.000	0.000	10.598	-2.80
3001		2.200	1.310	10.655	-2.39
4003		0.000	0.000	113.233	-1.31
4002		0.000	0.000	37.892	-1.30
4001		4.800	2.320	10.797	-1.53
40031		0.000	0.000	112.990	-1.55
40021		0.000	0.000	37.892	-1.30
40011		0.000	0.000	10.798	-1.53
5001		9.000	4.860	10.240	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.812	-3.42
100011		0.000	0.000	9.813	-3.43
11001		2.200	1.130	10.131	-4.63
12003		0.000	0.000	106.628	-4.11
12002		0.000	0.000	35.678	-4.09
12001		3.000	1.620	10.130	-4.71
120031		0.000	0.000	106.628	-4.11
120021		0.000	0.000	35.678	-4.09
120011		0.000	0.000	10.131	-4.71
13003		0.000	0.000	105.677	-4.88
13002		0.000	0.000	35.359	-4.87
13001		6.500	3.330	9.992	-6.02
14001		2.600	1.260	10.262	-4.16
15003		0.000	0.000	110.160	-1.93
15002		0.000	0.000	36.880	-1.93
15001		6.700	3.800	10.475	-2.47
150031		0.000	0.000	110.160	-1.93
150021		0.000	0.000	36.880	-1.93
150011		0.000	0.000	10.475	-2.47
301001		1.000	0.590	11.222	-5.16
302001		0.900	0.510	11.201	-5.13
303001		0.600	0.340	11.304	-4.53
3030011		0.000	0.000	11.304	-4.53
304001		1.100	0.560	11.167	-4.75
3040011		0.000	0.000	11.167	-4.75
305001		1.200	0.650	10.986	-5.84
306001		1.300	0.740	10.994	-5.25
3060011		0.000	0.000	10.994	-5.25
307001		1.400	0.830	11.033	-5.03
3070011		0.000	0.000	11.033	-5.03
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.864	-5.45
310001		0.800	0.390	10.730	-6.22
311001		1.300	0.740	10.972	-5.52
3110011		0.000	0.000	10.972	-5.52
312001		0.500	0.260	10.977	-5.53
3120011		0.000	0.000	10.977	-5.53
313001		1.400	0.790	10.796	-6.42
314001		0.900	0.490	10.986	-5.36
3140011		0.000	0.000	10.986	-5.36
504		0.000	0.000	110.243	-1.63
50401		6.040	0.000	10.490	-4.78

50402

0.000

0.000

10.490

-4.78

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.706	1.742	5.700	1.728	0.006	0.014	0.030	0.199
401	402	3.381	1.203	3.377	1.194	0.004	0.009	0.018	0.214
402	404	3.377	1.890	3.374	1.884	0.003	0.006	0.019	0.178
404	4	1.156	1.078	1.155	1.077	0.001	0.001	0.008	0.083
4	403	3.626	2.064	3.618	2.049	0.008	0.015	0.021	0.390
403	2	3.618	2.631	3.617	2.628	0.001	0.002	0.023	0.057
2	100	-8.198	-4.344	-8.245	-4.449	0.047	0.104	-0.047	-1.121
2002	303	2.975	1.835	2.945	1.799	0.030	0.037	0.055	0.485
303	305	2.337	1.449	2.309	1.415	0.028	0.034	0.044	0.561
305	306	1.099	0.744	1.091	0.735	0.008	0.009	0.021	0.319
306	307	-0.221	-0.041	-0.221	-0.041	0.000	0.000	-0.004	-0.025
307	304	-0.958	-0.562	-0.966	-0.574	0.008	0.012	-0.018	-0.440
304	2002	-2.077	-1.113	-2.122	-1.153	0.044	0.040	-0.038	-0.901
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.359
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.359
15	15003	3.351	2.010	3.350	1.941	0.002	0.068	0.020	1.080
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.010	3.350	1.941	0.002	0.068	0.020	1.080
150031	150011	3.352	1.936	3.351	1.893	0.002	0.042	0.020	0.684
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.212	0.000
15003	15001	3.347	1.947	3.345	1.904	0.002	0.042	0.020	0.687
2	2003	5.879	3.727	5.869	3.387	0.010	0.339	0.035	3.152
2003	2002	3.520	2.114	3.517	2.040	0.004	0.073	0.021	1.191
12003	12002	1.162	0.541	1.161	0.541	0.001	0.000	0.007	0.056
12	12003	2.666	1.485	2.662	1.373	0.004	0.112	0.016	2.208
12	13	-6.525	-1.325	-6.546	-1.364	0.021	0.039	-0.035	-0.489
13	14	-17.272	-7.492	-17.402	-7.728	0.129	0.236	-0.099	-1.267
14	15	-26.105	-8.682	-26.242	-8.932	0.137	0.250	-0.144	-0.859
15	409	-33.003	-13.107	-33.035	-13.165	0.031	0.057	-0.184	-0.161
409	300	-33.035	-12.724	-33.879	-13.740	0.841	1.012	-0.183	-3.662
504	50401	3.029	0.168	3.018	0.001	0.011	0.166	0.016	0.910
50401	50402	-3.018	0.001	-3.018	0.001	0.000	0.000	-0.166	-0.000
504	50402	3.029	0.166	3.018	-0.001	0.011	0.166	0.016	0.907
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.272
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.272
311	311001	0.507	0.289	0.506	0.283	0.001	0.006	0.010	0.253
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.048	-0.000
311	3110011	0.794	0.466	0.793	0.456	0.001	0.010	0.015	0.252
314	314001	0.351	0.190	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.168
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.033	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.010	0.168
12	120031	2.666	1.485	2.662	1.373	0.004	0.112	0.016	2.208
120031	120021	1.161	0.543	1.160	0.543	0.001	0.000	0.007	0.056
120021	12002	1.160	0.543	1.160	0.543	0.000	0.000	0.021	0.000
120031	120011	1.501	0.830	1.499	0.809	0.001	0.021	0.009	0.797
120011	12001	1.499	0.809	1.499	0.809	0.000	0.000	0.097	0.000
12003	12001	1.500	0.832	1.499	0.810	0.001	0.021	0.009	0.798
10	10001	10.489	6.540	10.478	6.255	0.011	0.283	0.065	1.491
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.717	-0.001
10	100011	10.522	6.481	10.511	6.197	0.011	0.283	0.065	1.480
307	12002	-0.676	-0.289	-0.680	-0.294	0.003	0.005	-0.012	-0.257
12	11	1.156	-1.295	1.156	-1.296	0.001	0.001	0.009	-0.012
11	10	-1.061	-2.194	-1.063	-2.197	0.002	0.004	-0.013	-0.187
10	300	-22.189	-14.381	-22.810	-16.129	0.618	1.740	-0.140	-6.238
307	307001	0.701	0.427	0.699	0.415	0.001	0.012	0.013	0.359
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.042	-0.000
307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.012	0.013	0.359
306	306001	0.652	0.384	0.650	0.370	0.002	0.014	0.012	0.470
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.039	-0.000
306	3060011	0.652	0.384	0.650	0.370	0.002	0.014	0.012	0.470

303	303001	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.330
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.330
2002	20021	-3.515	-2.045	-3.515	-2.045	0.000	0.000	-0.064	-0.000
20033	20021	3.519	2.118	3.515	2.045	0.004	0.073	0.021	1.193
2	20033	5.881	3.724	5.870	3.384	0.010	0.338	0.035	3.150
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.145	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.377
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.122
4	405	-7.327	-2.525	-7.351	-2.569	0.024	0.044	-0.039	-0.547
405	300	-16.400	-7.591	-16.412	-7.613	0.012	0.022	-0.091	-0.127
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80021	8002	-0.748	-0.256	-0.748	-0.256	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8001	80011	-3.895	-1.935	-3.895	-1.935	0.000	0.000	-0.232	-0.000
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
2002	301	1.935	1.177	1.919	1.158	0.015	0.019	0.036	0.381
13002	313	1.423	0.867	1.410	0.855	0.013	0.012	0.027	0.368
313	313001	1.405	0.840	1.399	0.790	0.006	0.050	0.027	0.727
13002	201	1.829	1.119	1.824	1.112	0.005	0.007	0.035	0.138
201	311	1.317	0.840	1.315	0.836	0.003	0.003	0.026	0.089
302	302001	0.903	0.536	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.636
301	301001	1.004	0.623	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.726
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.053
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.013	0.086
13002	314	0.919	0.563	0.914	0.557	0.005	0.006	0.018	0.259
201	312	0.507	0.298	0.507	0.297	0.001	0.001	0.010	0.055
13	13003	10.698	6.733	10.678	5.988	0.020	0.743	0.067	3.758
309	309001	0.803	0.452	0.799	0.430	0.003	0.022	0.015	0.565
305	305001	1.206	0.698	1.199	0.650	0.007	0.048	0.022	0.849
309	310	0.811	0.426	0.808	0.423	0.003	0.004	0.015	0.172
14	14001	2.609	1.419	2.598	1.259	0.011	0.159	0.016	3.311
13003	13001	6.503	3.496	6.496	3.328	0.007	0.167	0.040	1.401
14	504	6.084	0.234	6.079	0.218	0.006	0.016	0.032	0.119
310	310001	0.805	0.424	0.799	0.390	0.005	0.034	0.015	0.866
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
13003	13002	4.175	2.492	4.172	2.492	0.003	0.000	0.027	0.055
301	302	0.911	0.548	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.156
12002	309	1.641	0.872	1.618	0.850	0.024	0.022	0.030	0.608
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
11	11001	2.207	1.249	2.199	1.129	0.008	0.120	0.013	3.005
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475

2рiк

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.131 МВт / 1008.549 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 110.750 МВт / 970.170 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.429 МВт / 14.809 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.429 МВт / 14.809 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.650 МВт / 5.698 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.354 МВт / 1.528 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.004 МВт / 7.226 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.433 МВт / 22.035 млн.кВт*г (2.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.649	-7.849	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.798	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.712	-0.13
402		0.000	0.000	114.579	-0.23
404		0.000	0.000	114.398	-0.28
3	Брацлав	0.000	0.000	114.340	-0.29
4	Тульчин	0.000	0.000	114.311	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	113.840	-0.44
403		0.000	0.000	113.899	-0.42
405		0.000	0.000	114.871	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.835	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-88.487	-48.567	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	107.828	-2.60
11	Сороки	0.000	0.000	107.357	-2.62
12	Дашів	0.000	0.000	107.216	-2.61
13	Гайсин	0.000	0.000	107.269	-2.39
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	108.207	-1.94
15	Ладизин	0.000	0.000	109.546	-1.37
409		0.000	0.000	109.775	-1.28
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.283	-4.01
302	Козаківка	0.000	0.000	36.130	-4.10
303	Чуків	0.000	0.000	36.147	-4.07
304	Потоки	0.000	0.000	35.683	-4.17
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.547	-4.39
306	Ситківці	0.000	0.000	35.177	-4.55
307	Носівці	0.000	0.000	35.171	-4.53
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	34.651	-4.61
310	Гранів	0.000	0.000	34.481	-4.73
201		0.000	0.000	34.581	-5.48
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.492	-5.53
312	Гунча	0.000	0.000	34.526	-5.52
313	Тишківка	0.000	0.000	34.346	-5.50
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.460	-5.53
1001		2.300	1.300	10.690	-2.31
2003		0.000	0.000	110.674	-2.90

2002	0.000	0.000	36.657	-3.81
2001	4.700	2.540	10.580	-2.88
20033	0.000	0.000	110.677	-2.90
20021	0.000	0.000	36.657	-3.81
20011	0.000	0.000	10.580	-2.88
3001	2.200	1.310	10.653	-2.39
4003	0.000	0.000	113.217	-1.31
4002	0.000	0.000	37.887	-1.31
4001	4.800	2.320	10.796	-1.53
40031	0.000	0.000	112.974	-1.55
40021	0.000	0.000	37.887	-1.31
40011	0.000	0.000	10.796	-1.53
5001	9.000	4.860	10.239	-2.22
6001	2.300	1.240	10.714	-2.23
7001	2.500	1.280	10.701	-2.44
8003	0.000	0.000	113.283	-1.25
8002	0.000	0.000	37.904	-1.23
8001	4.300	2.320	10.807	-1.39
80031	0.000	0.000	113.080	-1.41
80021	0.000	0.000	37.904	-1.23
80011	0.000	0.000	10.807	-1.39
9001	2.600	1.470	10.645	-2.60
10001	21.000	12.460	9.717	-3.73
100011	0.000	0.000	9.719	-3.73
11001	2.200	1.130	10.002	-5.01
12003	0.000	0.000	105.362	-4.37
12002	0.000	0.000	35.257	-4.36
12001	3.000	1.620	10.009	-4.99
120031	0.000	0.000	105.362	-4.37
120021	0.000	0.000	35.257	-4.36
120011	0.000	0.000	10.009	-4.99
13003	0.000	0.000	103.757	-5.40
13002	0.000	0.000	34.716	-5.38
13001	6.500	3.330	9.806	-6.58
14001	2.600	1.260	10.050	-4.74
15003	0.000	0.000	108.492	-2.26
15002	0.000	0.000	36.321	-2.26
15001	6.700	3.800	10.314	-2.81
150031	0.000	0.000	108.492	-2.26
150021	0.000	0.000	36.321	-2.26
150011	0.000	0.000	10.314	-2.81
301001	1.000	0.590	11.193	-5.30
302001	0.900	0.510	11.172	-5.27
303001	0.600	0.340	11.264	-4.68
3030011	0.000	0.000	11.264	-4.68
304001	1.100	0.560	11.111	-4.90
3040011	0.000	0.000	11.111	-4.90
305001	1.200	0.650	10.930	-6.02
306001	1.300	0.740	10.920	-5.44
3060011	0.000	0.000	10.920	-5.44
307001	1.400	0.830	10.950	-5.23
3070011	0.000	0.000	10.950	-5.23
308001	0.600	0.290	11.708	-2.44
309001	0.800	0.430	10.727	-5.75
310001	0.800	0.390	10.591	-6.54
311001	1.300	0.740	10.768	-6.06
3110011	0.000	0.000	10.768	-6.06
312001	0.500	0.260	10.773	-6.07
3120011	0.000	0.000	10.773	-6.07
313001	1.400	0.790	10.588	-6.99
314001	0.900	0.490	10.782	-5.90
3140011	0.000	0.000	10.782	-5.90
503	0.000	0.000	106.485	-2.75
502	0.000	0.000	106.784	-2.63
504	0.000	0.000	107.406	-2.38
50201	2.330	1.200	10.076	-3.90
50202	0.000	0.000	10.076	-3.90
50301	11.880	6.730	9.672	-7.01
50302	0.000	0.000	9.672	-7.01
50401	6.040	0.000	10.216	-5.70
50402	0.000	0.000	10.216	-5.70

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.754	1.790	5.748	1.776	0.007	0.015	0.030	0.203
401	402	3.429	1.251	3.425	1.242	0.004	0.009	0.018	0.219
402	404	3.425	1.937	3.421	1.931	0.004	0.006	0.020	0.182
404	4	1.203	1.125	1.203	1.124	0.001	0.001	0.008	0.086
4	403	3.791	2.218	3.782	2.201	0.009	0.016	0.022	0.414
403	2	3.782	2.782	3.781	2.780	0.001	0.003	0.024	0.060
2	100	-8.397	-4.554	-8.447	-4.666	0.050	0.111	-0.048	-1.164
2002	303	3.162	1.990	3.127	1.948	0.035	0.042	0.059	0.521
303	305	2.519	1.598	2.486	1.558	0.033	0.040	0.048	0.613
305	306	1.275	0.887	1.265	0.874	0.011	0.013	0.025	0.377
306	307	-0.047	0.098	-0.047	0.098	0.000	0.000	-0.002	0.005
307	304	-1.120	-0.686	-1.132	-0.703	0.012	0.017	-0.022	-0.528
304	2002	-2.242	-1.242	-2.296	-1.291	0.053	0.048	-0.041	-0.988
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.362
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.289	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.362
15	15003	3.352	2.013	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.107
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.014	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.107
150031	150011	3.352	1.937	3.351	1.893	0.002	0.044	0.021	0.700
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.215	0.000
15003	15001	3.347	1.948	3.345	1.904	0.002	0.044	0.021	0.704
2	2003	6.061	3.908	6.050	3.543	0.011	0.364	0.037	3.304
2003	2002	3.701	2.270	3.697	2.187	0.004	0.082	0.023	1.280
12003	12002	0.993	0.410	0.992	0.410	0.001	0.000	0.006	0.048
12	12003	2.496	1.342	2.493	1.243	0.004	0.099	0.015	2.050
12	13	-3.430	1.333	-3.437	1.321	0.007	0.012	-0.020	-0.071
13	14	-14.163	-4.862	-14.247	-5.017	0.084	0.154	-0.080	-0.970
14	15	-37.406	-15.312	-37.713	-15.875	0.307	0.561	-0.215	-1.369
15	409	-44.473	-20.052	-44.535	-20.164	0.061	0.112	-0.257	-0.233
409	300	-44.535	-19.736	-46.180	-21.715	1.638	1.971	-0.256	-5.253
503	50301	5.970	3.998	5.935	3.365	0.035	0.630	0.039	6.001
50301	50302	-5.937	-3.360	-5.938	-3.360	0.000	0.000	-0.407	-0.001
503	50302	5.973	3.993	5.938	3.360	0.035	0.630	0.039	5.995
502	50201	1.166	0.634	1.164	0.600	0.002	0.034	0.007	1.575
50201	50202	-1.164	-0.599	-1.164	-0.599	0.000	0.000	-0.075	-0.000
502	50202	1.167	0.633	1.164	0.599	0.002	0.034	0.007	1.574
504	50401	3.030	0.177	3.018	0.001	0.012	0.175	0.016	1.033
50401	50402	-3.018	0.001	-3.018	0.001	0.000	0.000	-0.170	-0.000
504	50402	3.030	0.175	3.018	-0.001	0.012	0.175	0.016	1.030
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.280
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.280
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.260
311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.049	-0.000
311	3110011	0.794	0.467	0.793	0.456	0.001	0.010	0.015	0.260
314	314001	0.351	0.190	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.174
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.034	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.011	0.173
12	120031	2.496	1.342	2.493	1.243	0.004	0.099	0.015	2.050
120031	120021	0.992	0.412	0.991	0.412	0.001	0.000	0.006	0.048
120021	12002	0.991	0.412	0.991	0.412	0.000	0.000	0.018	0.000
120031	120011	1.501	0.830	1.499	0.809	0.001	0.022	0.009	0.812
120011	12001	1.499	0.809	1.499	0.809	0.000	0.000	0.098	0.000
12003	12001	1.500	0.832	1.499	0.810	0.001	0.022	0.009	0.813
10	10001	10.489	6.545	10.478	6.255	0.011	0.289	0.066	1.517
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.724	-0.001
10	100011	10.522	6.487	10.511	6.197	0.011	0.289	0.066	1.505
307	12002	-0.340	-0.027	-0.341	-0.029	0.001	0.001	-0.006	-0.094
12	11	-1.599	-3.677	-1.602	-3.681	0.003	0.004	-0.022	-0.140
11	10	-3.818	-4.591	-3.833	-4.612	0.015	0.022	-0.032	-0.473
10	300	-24.958	-16.823	-25.777	-19.130	0.816	2.298	-0.161	-7.282

307	307001	0.701	0.427	0.699	0.415	0.001	0.012	0.013	0.363
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.043	-0.000
307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.012	0.013	0.363
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.475
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.039	-0.000
306	3060011	0.652	0.384	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.475
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.332
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.332
2002	20021	-3.695	-2.191	-3.695	-2.191	0.000	0.000	-0.068	-0.000
20033	20021	3.700	2.274	3.695	2.191	0.004	0.082	0.023	1.282
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.145	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
2	20033	6.062	3.905	6.051	3.540	0.011	0.364	0.037	3.301
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
40011	4001	4.192	1.884	4.192	1.884	0.000	0.000	0.245	0.000
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
4002	40021	1.040	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.017	0.000
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.377
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.123
4	405	-7.444	-2.632	-7.469	-2.678	0.025	0.045	-0.040	-0.561
405	300	-16.518	-7.700	-16.530	-7.722	0.012	0.022	-0.091	-0.129
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8002	80021	0.748	0.256	0.748	0.256	0.000	0.000	0.012	0.000
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
80011	8001	3.895	1.935	3.895	1.935	0.000	0.000	0.232	0.000
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
200	407	7.998	3.644	7.993	3.635	0.005	0.009	0.044	0.107
407	7	5.674	2.569	5.672	2.565	0.002	0.004	0.031	0.063
7	408	3.154	1.562	3.149	1.554	0.005	0.008	0.018	0.259
408	8	3.149	2.020	3.149	2.019	0.001	0.001	0.019	0.036
8	9	-1.814	-0.660	-1.816	-0.662	0.001	0.002	-0.010	-0.115
9	100	-4.435	-1.666	-4.445	-1.680	0.010	0.014	-0.024	-0.349
301	301001	1.004	0.623	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.730
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.013	0.086
13002	201	1.829	1.117	1.824	1.110	0.005	0.008	0.036	0.141
11	11001	2.207	1.253	2.199	1.129	0.008	0.123	0.014	3.071
201	312	0.507	0.297	0.506	0.297	0.001	0.001	0.010	0.056
13	13003	10.699	6.769	10.678	5.994	0.021	0.771	0.068	3.879
13002	313	1.424	0.869	1.410	0.857	0.013	0.012	0.028	0.375
309	309001	0.803	0.452	0.799	0.430	0.003	0.022	0.015	0.576
309	310	0.811	0.427	0.808	0.423	0.003	0.004	0.015	0.175
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.054
14	14001	2.609	1.426	2.598	1.259	0.011	0.166	0.016	3.431
201	311	1.317	0.837	1.314	0.834	0.003	0.003	0.026	0.091
13003	13001	6.503	3.502	6.496	3.328	0.007	0.174	0.041	1.447
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
12002	309	1.642	0.875	1.618	0.852	0.024	0.022	0.030	0.616
2002	301	1.935	1.177	1.919	1.158	0.016	0.019	0.036	0.382
301	302	0.911	0.548	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.156
14	504	20.539	9.541	20.459	9.315	0.080	0.226	0.121	0.831
504	502	14.380	9.280	14.338	9.162	0.042	0.118	0.092	0.642
502	503	11.986	8.094	11.969	8.046	0.017	0.047	0.078	0.309
305	305001	1.206	0.699	1.199	0.650	0.007	0.049	0.023	0.856
13002	314	0.919	0.561	0.913	0.555	0.005	0.006	0.018	0.264
310	310001	0.805	0.424	0.799	0.390	0.005	0.035	0.015	0.883
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
313	313001	1.405	0.842	1.399	0.790	0.006	0.052	0.027	0.749
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128

308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.639
13003	13002	4.175	2.492	4.172	2.492	0.003	0.000	0.027	0.056
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049

Зрік

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 124.761 МВт / 1092.910 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 119.340 МВт / 1045.418 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.411 МВт / 19.051 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.668 МВт / 5.853 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 1.706 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.063 МВт / 7.559 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.474 МВт / 26.610 млн.кВт*г (2.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-18.956	-8.142	115.000	0.00
401		0.000	0.000	114.794	-0.11
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.708	-0.13
402		0.000	0.000	114.569	-0.23
404		0.000	0.000	114.384	-0.29
3	Брацлав	0.000	0.000	114.326	-0.29
4	Тульчин	0.000	0.000	114.293	-0.30
2	Немирів	0.000	0.000	113.791	-0.45
403		0.000	0.000	113.854	-0.43
405		0.000	0.000	114.870	-0.05
5	Ферментний завод	0.000	0.000	114.834	-0.05
300	Ладизинська ТЕС	-97.810	-55.011	115.000	0.00
406		0.000	0.000	115.001	-0.00
200	ВП ПС-750	-7.996	-3.620	115.000	0.00
407		0.000	0.000	114.893	-0.04
6	Оленівка	0.000	0.000	114.838	-0.06
7	Степанівка	0.000	0.000	114.830	-0.06
408		0.000	0.000	114.572	-0.15
8	Липовець	0.000	0.000	114.536	-0.16
9	Іллінці	0.000	0.000	114.651	-0.12
10	Іллінці КС	0.000	0.000	106.683	-2.98
11	Сороки	0.000	0.000	105.889	-3.06
12	Дашів	0.000	0.000	105.604	-3.07
13	Гайсин	0.000	0.000	106.056	-2.73
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	107.316	-2.17
15	Ладизин	0.000	0.000	108.857	-1.53
409		0.000	0.000	109.115	-1.43
301	Ковалівка	0.000	0.000	36.184	-4.18
302	Козаківка	0.000	0.000	36.031	-4.26
303	Чуків	0.000	0.000	36.008	-4.26
304	Потоки	0.000	0.000	35.485	-4.36
305	Мельниківці	0.000	0.000	35.349	-4.60
306	Ситківці	0.000	0.000	34.914	-4.79
307	Носівці	0.000	0.000	34.874	-4.79
308	Попівка	0.000	0.000	37.778	-1.32
309	Слободище	0.000	0.000	34.163	-4.99
310	Гранів	0.000	0.000	33.991	-5.11

201		0.000	0.000	34.157	-5.89
311	Гайсин 35	0.000	0.000	34.067	-5.94
312	Гунча	0.000	0.000	34.101	-5.93
313	Тишківка	0.000	0.000	33.919	-5.91
314	Цук. з-д	0.000	0.000	34.034	-5.94
1001		2.300	1.300	10.690	-2.31
2003		0.000	0.000	110.469	-3.00
2002		0.000	0.000	36.559	-3.97
2001		4.700	2.540	10.561	-2.99
20033		0.000	0.000	110.471	-3.00
20021		0.000	0.000	36.559	-3.97
20011		0.000	0.000	10.561	-2.99
3001		2.200	1.310	10.652	-2.39
4003		0.000	0.000	113.199	-1.32
4002		0.000	0.000	37.881	-1.31
4001		4.800	2.320	10.794	-1.53
40031		0.000	0.000	112.956	-1.56
40021		0.000	0.000	37.881	-1.31
40011		0.000	0.000	10.794	-1.53
5001		9.000	4.860	10.239	-2.22
6001		2.300	1.240	10.714	-2.23
7001		2.500	1.280	10.701	-2.44
8003		0.000	0.000	113.283	-1.25
8002		0.000	0.000	37.904	-1.23
8001		4.300	2.320	10.807	-1.39
80031		0.000	0.000	113.080	-1.41
80021		0.000	0.000	37.904	-1.23
80011		0.000	0.000	10.807	-1.39
9001		2.600	1.470	10.645	-2.60
10001		21.000	12.460	9.611	-4.13
100011		0.000	0.000	9.613	-4.13
11001		2.200	1.130	9.858	-5.52
12003		0.000	0.000	103.922	-4.74
12002		0.000	0.000	34.778	-4.73
12001		3.000	1.620	9.870	-5.38
120031		0.000	0.000	103.922	-4.74
120021		0.000	0.000	34.778	-4.73
120011		0.000	0.000	9.870	-5.38
13003		0.000	0.000	102.495	-5.81
13002		0.000	0.000	34.294	-5.79
13001		6.500	3.330	9.684	-7.02
14001		2.600	1.260	9.962	-5.02
15003		0.000	0.000	107.796	-2.42
15002		0.000	0.000	36.088	-2.42
15001		6.700	3.800	10.247	-2.98
150031		0.000	0.000	107.796	-2.42
150021		0.000	0.000	36.088	-2.42
150011		0.000	0.000	10.247	-2.98
301001		1.000	0.590	11.161	-5.48
302001		0.900	0.510	11.140	-5.44
303001		0.600	0.340	11.220	-4.86
3030011		0.000	0.000	11.220	-4.86
304001		1.100	0.560	11.048	-5.10
3040011		0.000	0.000	11.048	-5.10
305001		1.200	0.650	10.866	-6.25
306001		1.300	0.740	10.836	-5.70
3060011		0.000	0.000	10.836	-5.70
307001		1.400	0.830	10.856	-5.50
3070011		0.000	0.000	10.856	-5.50
308001		0.600	0.290	11.708	-2.44
309001		0.800	0.430	10.572	-6.16
310001		0.800	0.390	10.433	-6.98
311001		1.300	0.740	10.633	-6.48
3110011		0.000	0.000	10.633	-6.48
312001		0.500	0.260	10.638	-6.49
3120011		0.000	0.000	10.638	-6.49
313001		1.400	0.790	10.450	-7.44
314001		0.900	0.490	10.647	-6.32
3140011		0.000	0.000	10.647	-6.32
501		0.000	0.000	105.510	-3.11
503		0.000	0.000	105.526	-3.09

502	0.000	0.000	105.838	-2.95
504	0.000	0.000	106.485	-2.65
50101	8.590	4.640	9.744	-6.20
50102	0.000	0.000	9.744	-6.20
50201	2.330	1.200	9.984	-4.24
50202	0.000	0.000	9.984	-4.24
50301	11.880	6.730	9.574	-7.43
50302	0.000	0.000	9.575	-7.43
50401	6.040	0.000	10.127	-6.04
50402	0.000	0.000	10.127	-6.04

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	401	5.813	1.843	5.807	1.829	0.007	0.015	0.031	0.206
401	402	3.488	1.303	3.483	1.294	0.004	0.009	0.019	0.226
402	404	3.483	1.989	3.480	1.983	0.004	0.007	0.020	0.186
404	4	1.262	1.177	1.261	1.176	0.001	0.001	0.009	0.090
4	403	3.993	2.386	3.983	2.367	0.010	0.018	0.023	0.441
403	2	3.983	2.948	3.982	2.945	0.001	0.003	0.025	0.063
2	100	-8.642	-4.786	-8.696	-4.905	0.053	0.119	-0.050	-1.212
2002	303	3.391	2.156	3.350	2.107	0.041	0.049	0.063	0.563
303	305	2.743	1.757	2.703	1.709	0.040	0.048	0.052	0.673
305	306	1.492	1.036	1.477	1.019	0.015	0.018	0.030	0.443
306	307	0.166	0.242	0.165	0.242	0.000	0.000	0.005	0.040
307	304	-1.317	-0.814	-1.334	-0.838	0.017	0.024	-0.026	-0.630
304	2002	-2.445	-1.378	-2.509	-1.437	0.064	0.058	-0.046	-1.089
304	304001	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.366
304001	3040011	-0.550	-0.280	-0.550	-0.280	0.000	0.000	-0.032	-0.000
304	3040011	0.551	0.290	0.550	0.280	0.001	0.010	0.010	0.365
15	15003	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.119
15003	15002	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	150021	0.002	-0.006	0.002	-0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
150031	150021	-0.002	0.006	-0.002	0.006	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	150031	3.352	2.015	3.350	1.943	0.002	0.071	0.021	1.119
150031	150011	3.352	1.938	3.351	1.893	0.002	0.044	0.021	0.708
150011	15001	3.351	1.893	3.350	1.893	0.000	0.000	0.216	0.000
15003	15001	3.347	1.949	3.345	1.904	0.002	0.044	0.021	0.711
2	2003	6.283	4.106	6.272	3.710	0.012	0.394	0.038	3.471
2003	2002	3.923	2.437	3.918	2.343	0.005	0.094	0.024	1.378
12003	12002	0.788	0.277	0.787	0.277	0.000	0.000	0.005	0.039
12	12003	2.291	1.196	2.288	1.110	0.003	0.085	0.014	1.885
12	13	-6.933	-0.796	-6.958	-0.842	0.025	0.045	-0.038	-0.484
13	14	-17.684	-7.063	-17.824	-7.319	0.140	0.255	-0.103	-1.303
14	15	-42.355	-17.645	-42.759	-18.382	0.402	0.735	-0.246	-1.580
15	409	-49.518	-22.560	-49.595	-22.702	0.077	0.141	-0.288	-0.263
409	300	-49.595	-22.279	-51.669	-24.774	2.066	2.485	-0.287	-5.919
14	504	21.912	9.559	21.821	9.302	0.091	0.255	0.128	0.868
504	502	15.742	9.255	15.693	9.118	0.048	0.136	0.099	0.673
502	503	13.342	8.046	13.322	7.990	0.020	0.056	0.085	0.325
503	501	1.352	0.052	1.352	0.051	0.000	0.001	0.007	0.018
501	12	-7.294	-5.034	-7.297	-5.043	0.003	0.009	-0.048	-0.097
501	50101	4.309	2.639	4.291	2.320	0.018	0.317	0.028	4.081
50101	50102	-4.293	-2.317	-4.293	-2.317	0.000	0.000	-0.289	-0.000
501	50102	4.311	2.635	4.293	2.317	0.018	0.317	0.028	4.076
503	50301	5.971	4.011	5.935	3.365	0.036	0.643	0.039	6.115
50301	50302	-5.937	-3.360	-5.938	-3.360	0.000	0.000	-0.411	-0.001
503	50302	5.974	4.006	5.938	3.360	0.036	0.643	0.039	6.109
502	50201	1.166	0.635	1.164	0.600	0.002	0.035	0.007	1.603
50201	50202	-1.164	-0.599	-1.164	-0.599	0.000	0.000	-0.076	-0.000
502	50202	1.167	0.634	1.164	0.599	0.002	0.035	0.007	1.602
504	50401	3.030	0.180	3.018	0.001	0.012	0.178	0.016	1.079
50401	50402	-3.018	0.001	-3.018	0.001	0.000	0.000	-0.172	-0.000
504	50402	3.030	0.178	3.018	-0.001	0.012	0.178	0.016	1.076
312	312001	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.286
312001	3120011	-0.250	-0.130	-0.250	-0.130	0.000	0.000	-0.015	-0.000
312	3120011	0.250	0.133	0.250	0.130	0.001	0.003	0.005	0.286
311	311001	0.507	0.290	0.506	0.283	0.001	0.007	0.010	0.266

311001	3110011	-0.793	-0.456	-0.793	-0.456	0.000	0.000	-0.050	-0.000
311	3110011	0.794	0.467	0.793	0.456	0.001	0.011	0.016	0.265
314	314001	0.351	0.191	0.350	0.187	0.000	0.003	0.007	0.177
314001	3140011	-0.549	-0.302	-0.549	-0.302	0.000	0.000	-0.034	-0.000
314	3140011	0.549	0.307	0.549	0.302	0.000	0.005	0.011	0.177
12	120031	2.291	1.196	2.288	1.110	0.003	0.085	0.014	1.885
120031	120021	0.787	0.279	0.787	0.279	0.000	0.000	0.005	0.039
120021	12002	0.787	0.279	0.787	0.279	0.000	0.000	0.014	0.000
120031	120011	1.501	0.831	1.499	0.808	0.001	0.022	0.010	0.831
120011	12001	1.499	0.808	1.499	0.808	0.000	0.000	0.099	0.000
12003	12001	1.500	0.833	1.499	0.810	0.001	0.022	0.010	0.832
307	12002	0.070	0.244	0.069	0.243	0.000	0.001	0.004	0.093
12	11	-4.981	-6.084	-4.993	-6.102	0.012	0.017	-0.043	-0.287
11	10	-7.210	-7.025	-7.253	-7.088	0.044	0.063	-0.055	-0.801
10	300	-28.376	-19.329	-29.465	-22.396	1.084	3.055	-0.185	-8.460
10	10001	10.489	6.552	10.478	6.255	0.012	0.295	0.067	1.548
10001	100011	-10.509	-6.197	-10.511	-6.197	0.000	0.000	-0.732	-0.001
10	100011	10.522	6.493	10.511	6.197	0.012	0.295	0.067	1.536
307	307001	0.701	0.428	0.699	0.415	0.001	0.013	0.014	0.368
307001	3070011	-0.700	-0.415	-0.700	-0.415	0.000	0.000	-0.043	-0.000
307	3070011	0.701	0.427	0.700	0.415	0.001	0.013	0.014	0.368
306	306001	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.481
306001	3060011	-0.650	-0.370	-0.650	-0.370	0.000	0.000	-0.040	-0.000
306	3060011	0.652	0.385	0.650	0.370	0.002	0.015	0.012	0.481
303	303001	0.301	0.175	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.335
303001	3030011	-0.300	-0.170	-0.300	-0.170	0.000	0.000	-0.018	-0.000
303	3030011	0.301	0.174	0.300	0.170	0.001	0.005	0.006	0.334
2002	20021	-3.917	-2.348	-3.917	-2.348	0.000	0.000	-0.072	-0.000
20033	20021	3.922	2.442	3.917	2.348	0.005	0.094	0.024	1.380
2	20033	6.285	4.103	6.273	3.707	0.012	0.394	0.038	3.469
20033	20011	2.352	1.266	2.350	1.266	0.002	0.000	0.014	0.056
20011	2001	2.350	1.266	2.350	1.266	0.000	0.000	0.146	0.000
2003	2001	2.349	1.273	2.347	1.273	0.002	0.000	0.014	0.056
4	405	-7.587	-2.749	-7.613	-2.797	0.026	0.047	-0.041	-0.578
405	300	-16.663	-7.818	-16.675	-7.841	0.012	0.023	-0.092	-0.130
4	4003	1.647	0.832	1.646	0.795	0.001	0.037	0.009	1.123
4003	4001	0.605	0.438	0.605	0.434	0.000	0.004	0.004	0.358
4001	40011	-4.192	-1.884	-4.192	-1.884	0.000	0.000	-0.245	-0.000
40031	40011	4.197	1.884	4.192	1.884	0.004	0.000	0.023	0.100
4	40031	3.159	1.620	3.157	1.532	0.003	0.087	0.018	1.377
40031	40021	-1.040	-0.352	-1.040	-0.358	0.000	0.005	-0.006	-0.206
40021	4002	-1.040	-0.358	-1.040	-0.358	0.000	0.000	-0.017	-0.000
4003	4002	1.041	0.358	1.040	0.358	0.000	0.000	0.006	0.048
100	9	4.445	1.680	4.435	1.666	0.010	0.014	0.024	0.349
9	8	1.816	0.662	1.814	0.660	0.001	0.002	0.010	0.115
8	408	-3.149	-2.019	-3.149	-2.020	0.001	0.001	-0.019	-0.036
408	7	-3.149	-1.554	-3.154	-1.562	0.005	0.008	-0.018	-0.259
7	407	-5.672	-2.565	-5.674	-2.569	0.002	0.004	-0.031	-0.063
407	200	-7.993	-3.635	-7.998	-3.644	0.005	0.009	-0.044	-0.107
80031	80021	-0.748	-0.253	-0.748	-0.256	0.000	0.003	-0.004	-0.147
80021	8002	-0.748	-0.256	-0.748	-0.256	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8003	8002	1.356	0.531	1.356	0.531	0.001	0.000	0.007	0.063
8003	8001	0.403	0.385	0.402	0.383	0.000	0.002	0.003	0.306
8001	80011	-3.895	-1.935	-3.895	-1.935	0.000	0.000	-0.232	-0.000
80031	80011	3.899	1.935	3.895	1.935	0.004	0.000	0.022	0.092
8	80031	3.153	1.773	3.151	1.682	0.003	0.090	0.018	1.490
8	8003	1.761	0.960	1.759	0.916	0.002	0.043	0.010	1.280
100	406	0.002	-0.287	0.002	-0.287	0.000	0.000	0.001	-0.001
406	200	0.002	0.023	0.002	0.023	0.000	0.000	0.000	0.001
301	302	0.911	0.549	0.908	0.545	0.003	0.004	0.017	0.157
302	302001	0.903	0.537	0.899	0.510	0.004	0.027	0.017	0.643
301	301001	1.004	0.624	0.999	0.590	0.005	0.034	0.019	0.734
201	311	1.317	0.836	1.314	0.833	0.003	0.003	0.026	0.092
401	1	2.319	1.361	2.318	1.359	0.001	0.002	0.013	0.086
309	309001	0.803	0.453	0.799	0.430	0.003	0.023	0.016	0.589
309	310	0.811	0.428	0.808	0.425	0.003	0.004	0.015	0.178
13002	314	0.919	0.560	0.913	0.554	0.005	0.007	0.018	0.267
404	3	2.218	1.406	2.217	1.405	0.001	0.001	0.013	0.058
3	3001	2.206	1.426	2.199	1.309	0.008	0.116	0.013	3.054
14	14001	2.610	1.429	2.598	1.259	0.011	0.169	0.016	3.487
310	310001	0.805	0.426	0.799	0.390	0.006	0.036	0.015	0.904

305	305001	1.206	0.699	1.199	0.650	0.007	0.049	0.023	0.865
1	1001	2.307	1.422	2.299	1.299	0.008	0.123	0.014	3.039
13003	13001	6.504	3.507	6.496	3.328	0.008	0.178	0.042	1.481
407	6	2.318	1.313	2.317	1.312	0.001	0.001	0.013	0.055
6	6001	2.307	1.359	2.299	1.239	0.008	0.119	0.013	2.909
313	313001	1.405	0.843	1.399	0.790	0.006	0.053	0.028	0.766
7	7001	2.508	1.418	2.498	1.279	0.009	0.138	0.014	3.049
11	11001	2.207	1.256	2.199	1.129	0.008	0.126	0.014	3.154
12002	309	1.643	0.878	1.618	0.855	0.025	0.023	0.031	0.626
2002	301	1.935	1.178	1.919	1.159	0.016	0.019	0.036	0.383
8002	308	0.607	0.304	0.606	0.302	0.002	0.002	0.010	0.128
308	308001	0.602	0.306	0.600	0.290	0.003	0.016	0.010	0.546
13	13003	10.700	6.793	10.679	5.999	0.021	0.791	0.069	3.968
13003	13002	4.175	2.493	4.172	2.493	0.003	0.000	0.027	0.056
13002	313	1.424	0.870	1.410	0.858	0.014	0.012	0.028	0.380
13002	201	1.829	1.116	1.824	1.108	0.005	0.008	0.036	0.143
201	312	0.507	0.297	0.506	0.296	0.001	0.001	0.010	0.057
9	9001	2.609	1.628	2.598	1.469	0.011	0.158	0.015	3.475
405	5	9.049	5.525	9.047	5.523	0.002	0.003	0.053	0.036
5	5001	9.015	5.319	8.994	4.857	0.021	0.460	0.053	2.778

ДОДАТОК Ж

Аналіз сучасних пристроїв плавки ожеледі на ЛЕП

Наявність ожеледі на проводах і тросах повітряних ліній електропередачі (ЛЕП) викликає додаткові механічні навантаження на всі конструктивні елементи повітряної лінії. Великі відкладення можуть призводити до обриву проводів і тросів, руйнування арматури, деформації і падіння опор лінії. Оскільки відкладення ожеледі по фазним проводам звичайно відбувається нерівномірно, то стріли провису стають неоднаковими, що призводить до додаткових механічних навантажень і часто викликає схлистання проводів і тросів, особливо під час опадання ожеледі. Наявність ожеледі також є однією з причин так званої „пляски проводів”, яка може викликати важкі аварії на ЛЕП. Для запобігання цих негативних наслідків проводиться комплекс заходів щодо попередження ожеледеутворення на повітряних ЛЕП та боротьби з ожеледдю. Найбільш ефективним заходом є плавка ожеледі, під час якої фазні проводи і троси розігріваються підвищеним струмом, що викликає оплавлення ожеледевих утворень і їх опадання. Існує два способи отримання підвищеного струму: перерозподіл навантаження та штучне коротке замикання (КЗ). Перший спосіб не потребує додаткового обладнання, але є досить складним у виконанні (необхідна велика кількість оперативних перемикачів), і, крім того, не завжди є можливість передати через заданий перетин потрібну потужність. Тому цей спосіб широкого використання не отримав, і на сьогоднішній день основним способом плавки ожеледі є штучне коротке замикання на ЛЕП. Для проведення плавки використовується змінний чи постійний (точніше – випрямлений) струм. Для плавки ожеледі змінним струмом не потрібні складні і дорогі випрямлювальні установки, тому такий спосіб плавки є більш дешевим і простим у експлуатації. Однак його суттєвим недоліком є те, що крім активної потужності, яка витрачається на нагрів проводу, від джерела живлення споживається ще й реактивна потужність. Ця реактивна потужність значно підвищує навантаження

джерела живлення, погіршуючи режим системи по напрузі, і обмежує використання можливостей проводу по максимальному струму. Для повітряних ЛЕП 220 кВ і вище, де звичайно застосовуються проводи перетином 240 мм² і більше, індуктивний опір проводу значно переважає активний. Внаслідок цього від джерела живлення потребується дуже велика реактивна потужність, що може сягати десятків і сотень МВА, і ефективність плавки різко зменшується, а в деяких випадках плавка змінним струмом стає взагалі неможливою. Тому на ЛЕП 220 кВ і вище, як правило, застосовується плавка постійним струмом.

Для того, щоб забезпечити ефективне та швидке видалення ожеледі з проводів і тросів, необхідно, щоб струм плавки у 1,5...2 рази перевищував максимально припустимий тривалий струм для цієї марки проводу. Допустимість такого перевищення пояснюється короткочасністю плавки, а також тим, що у зимовий період інтенсивність охолодження проводів підвищується.

Під час несприятливих погодних умов, що викликають появу ожеледі на повітряних ЛЕП, утворення відкладень на проводах і тросах може проходити дуже великими темпами. Із практики експлуатації електричних мереж відомі випадки, коли за декілька годин на проводах і тросах наростала ожеледь товщиною 40-50 мм і більше. Слід враховувати і те, що ожеледеутворення, як правило, охоплює велику територію, по якій проходять десятки ліній. У цих умовах дуже важливо скоротити до мінімуму час підготовки ліній до плавки ожеледі, щоб якомога скоріше звільнити їх від ожеледі. Велику роль у цьому відіграє сучасне комутаційне обладнання, зокрема реклоузери, а також побудовані на їх основі комірки комплектних розподільчих пристроїв (КРП), обладнання телесигналізації та телекерування.

У теперішній час, наприклад, випускаються комплектні розподільчі пристрої зовнішньої установки серії К-112, що призначені для автоматизації електричних мереж 6-10 кВ. Комірки К-112 можуть мати декілька функціональних призначень, одним з яких є плавка ожеледі методом короткого замикання [1]. Також випускаються комплектні пристрої серії К-123 [2], які є удосконаленим аналогом серії К-112 і мають мікропроцесорний блок релейного захисту і автоматики

„Сириус СП”. Використання комірок зовнішньої установки типів К-112, К-123 та подібних ним дозволяє швидко проводити плавку ожеледі на лініях електропередачі, не витрачаючи час на збірку схеми плавку вручну.

Ще більшого ефекту можна досягти при використанні реклоузерів – пристроїв, що поєднують в собі комутаційні апарати, пристрої протиаварійної автоматики (АПВ, АВР), пристрої релейного захисту (МСЗ, захист від замикань на землю тощо), а також оснащені пристроями плавки ожеледі. Суттєвою перевагою реклоузерів є можливість роботи у повністю автономному режимі, що дає можливість провадити

децентралізоване керування розподільчими мережами. Однак звичайно реклоузери пов’язані із центром живлення каналами зв’язку, що дозволяє, по-перше, керувати ними з диспетчерського щита, а по-друге, організувати прийом інформації від реклоузерів за допомогою стандартних протоколів обміну [3].

Що стосується конкретно плавки ожеледі, то використання реклоузерів дозволяє суттєво (в декілька разів) скоротити час підготовки схеми плавки. При традиційному підході оперативно-виїздна бригада виїжджала на місце встановлення закоротки і вручну її встановлювала чи вмикала. Це потребувало великих витрат часу, особливо під час несприятливих погодних умов (заметіль, низька температура навколишнього середовища, ураган тощо). Встановлення реклоузера дозволяє вмикати його із диспетчерського пункту або із найближчої підстанції, як тільки буде отримана інформація про наявність ожеледі і необхідність її плавлення. При цьому не потрібен виїзд оперативного персоналу до місця встановлення реклоузера [3]. Крім цього, завдяки каналам зв’язку оперативний персонал має можливість контролювати наявність напруги на лінії і струм плавки у режимі реального часу.

У теперішній час на ринку електроенергетичного обладнання представлені реклоузери різних закордонних виробників – Cooper Power Systems, АВВ тощо. У якості основного комутаційного апарата в реклоузерах використовуються вакуумні або елегазові вимикачі, які мають високу надійність, малий час комутації і майже не потребують поточного обслуговування. Передача даних між реклоузером і

пунктом керування відбувається по каналам зв'язку, серед яких найбільш поширені:

- радіоканал – підключення через високошвидкісний радіомодем. Працює на високих та середніх частотах, зручний при розташуванні у важкодоступних місцях, де інших видів зв'язку немає, але потребує зони впевненого прийому радіосигналу;

- GSM-канал – підключення через GSM-модеми із використанням каналів зв'язку сотових операторів. На сьогоднішній день є найбільш простим і дешевим способом, відрізняється низькими витратами на обладнання, не потребується оплата оренди каналу чи придбання спеціальних дозволів (як у випадку радіоканала).

Основною складовою частиною сучасних пристроїв для плавки ожеледі постійним струмом є випрямлячі. У теперішній час на ринку присутні декілька фірм, які поставляють спеціалізовані випрямлячі, призначені для плавки ожеледі на проводах і тросах повітряних ЛЕП. Найбільш поширеними є випрямлячі серій В-ТППД [4] і В-ТПЕД [5], які підключаються до шин 10 кВ і забезпечують на виході струми плавки від 800 до 2000 А. Випрямлячі обладнані сучасною мікропроцесорною системою керування і діагностики, яка може підключатися до систем верхнього рівня керування по інтерфейсу RS-232 чи RS-485 або іншим шляхом. Також випускаються вентильні кремнієві установки типу ВУКН, які по основним параметрам фактично є аналогами В-ТППД і В-ТПЕД.

Для досягнення необхідного струму плавки випрямлячі або установки ВУКН можуть з'єднуватися послідовно-паралельно. Живлення установки плавки ожеледі звичайно забезпечується від шин 6-10 кВ підстанції через вільну комірку КРП. Також використовуються і інші схеми живлення, наприклад, приєднання до обмотки 10 кВ автотрансформаторів 330-500 кВ. В останні роки установки плавки ожеледі стали будувати по блочному принципу із окремим живильним трансформатором, що має пристрій РПН.

При вирішенні питання щодо установки пристрою плавки ожеледі на підстанції завжди виникає проблема узгодження вихідних параметрів пристрою плавки і допустимих параметрів режиму ЛЕП. Струм плавки повинен знаходитися

у досить вузьких рамках: з одного боку, занадто великий струм небажаний через можливе

руйнування контактів, а з іншого боку, при невеликих струмах ефективність плавки різко знижується і цей захід може навіть не привести до бажаного результату. Тому установки із однією фіксованою величиною вихідного струму плавки можуть не підходити для застосування у даних конкретних умовах. Виходом з цієї ситуації може бути застосування керованих установок для плавки ожеледі. Змінення вихідного струму у досить широких межах дозволяє не тільки проводити плавку ожеледі, але й здійснювати профілактичне прогрівання проводів ЛЕП для запобігання утворенню ожеледі, застосовувати різні схеми з'єднання проводів тощо. Однак вартість керованих установок суттєво (у 2-3 рази) перевищує вартість некерованих установок. Тому в енергосистемах найбільше поширення отримали саме некеровані випрямлячі на основі випрямлячів В-ТППД, В-ТПЕД чи установок ВУКН.

Установки плавки ожеледі постійним струмом мають розвинений комплекс релейних захистів, основними з яких є:

- імпульсний релейний захист від внутрішніх КЗ (пробій паралельної діодної гілки у плечі випрямлювальної установки);
- імпульсний захист від коротких замикань на землю як на повітряній лінії, так і на стороні змінної напруги випрямлювальної установки;
- багатоступеневий максимальний струмовий захист без витримки часу;
- мінімальний струмовий захист без витримки часу, який відбудований від мінімального струму плавки і спрацьовує при обриві кола постійного струму під час плавки ожеледі чи після вимкнення установки плавки ожеледі на протилежному кінці ПЛ при плавці з двох сторін.

Автоматизовані системи контролю ожеледеутворення і боротьби з ожеледдю. Існуючий підхід до контролю ожеледеутворення і боротьби з ним має ряд суттєвих недоліків. До теперішнього часу стеження за погодними умовами, а особливо – за появою ожеледі на проводах і тросах у мережевому районі проводиться переважно у

вигляді виїздів оперативного персоналу у потрібні місця, на що потребується багато часу.

Частина ліній взагалі може не бути оглянута через несприятливі погодні умови, транспортні умови або перевантаженість оперативного персоналу. Слід зважати і на те, що погодна ситуація у несприятливих метеорологічних умовах може змінюватися дуже швидко, і небезпечна величина ожеледі на проводах може виникнути буквально за декілька годин. Тому візуальний огляд ЛЕП може привести до застарілих результатів, що вже не будуть актуальними під час проведення плавки.

Виходячи з цього, у сучасних умовах доцільно не просто встановлювати нові установки плавки ожеледі на підстанціях або реконструювати існуючі. Потрібно створювати єдиний комплекс у вигляді системи контролю ожеледеутворення і плавки ожеледі, яка б дозволяла максимально використовувати можливості сучасної апаратури, обчислювальної техніки, засобів зв'язку. Така система, по-перше, дозволила би значно скоротити завантаженість оперативного персоналу (як на підстанціях, так і в диспетчерських службах), а по-друге, за рахунок максимального володіння ситуацією і оперативності дій мінімізувати можливі наслідки від утворення ожеледі. На сьогоднішній день такі системи вже знаходяться в експлуатації в магістральних електричних мережах ряду енергосистем. У їх склад входять [7]:

- датчики ожеледевого навантаження;
- автоматичні метеопости;
- пристрої передачі та прийому даних;
- програмне забезпечення для централізованого збору, обробки даних про ожеледево-вітрову ситуацію і формування оптимальної стратегії боротьби з ожеледдю у регіоні.

Для передачі даних всередині цієї системи використовуються низькочастотні кодовані сигнали, які передаються по фазному проводу у мережах з ізольованою нейтраллю, а в мережах із заземленою нейтраллю – по грозозахисному тросу, УКВ радіоканалу або через GSM-модем. Використання двох останніх є найбільш

перспективним, оскільки не тільки дає можливість інтеграції у єдине телекомунікаційний простір енергосистеми, але і забезпечує високу надійність і швидкість передачі сигналу. При використанні GSM каналу пункти прийому та передачі можливо встановлювати на будь-якій відстані під пунктів контролю, що дає можливість збирати інформацію з великої території.

В цілому інформаційна система дозволяє:

- здійснювати короткочасний прогноз початку ожеледеутворення;
- забезпечувати диспетчерські служби інформацією про розвиток ожеледево-вітрової ситуації;
- скоротити час на прийняття рішення про проведення плавок ожеледі;
- забезпечити контроль закінчення планки.

Дані про навантаження на проводах повітряних ЛЕП і температурі повітря поступають на диспетчерський пункт, автоматично записуються у базу даних і оброблюються. Програмне забезпечення працює у режимі порадирика диспетчера і дозволяє йому оперативно приймати рішення про необхідність та черговість плавок ожеледі на ПЛ.

Висновки: У теперішній час існує широкий спектр обладнання для плавки ожеледі на повітряних ЛЕП змінним чи постійним струмом. Зокрема, для плавки змінним струмом способом штучного короткого замикання застосовуються комірки КРП К-112 і К-123, а також реклоузери. Схеми плавки ожеледі постійним струмом переважно будуються на основі некерованих випрямлячів типу В-ТППД, В-ТПЕД або ВУКН, які мають високу надійність та ефективність. Найбільш прогресивним підходом до плавки ожеледі є створення автоматизованих систем контролю ожеледеутворення.

ДОДАТОК
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ ТА АНАЛІЗ
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ**

Метою цієї роботи є вибір оптимального варіанту для розвитку фрагменту електричної мережі аналізуючи техніко-економічні показники та досліджуючи особливості експлуатації ПЛЕП.

Задачі роботи. Для достатнього досягнення визначеної мети в роботі виконані наступні завдання:

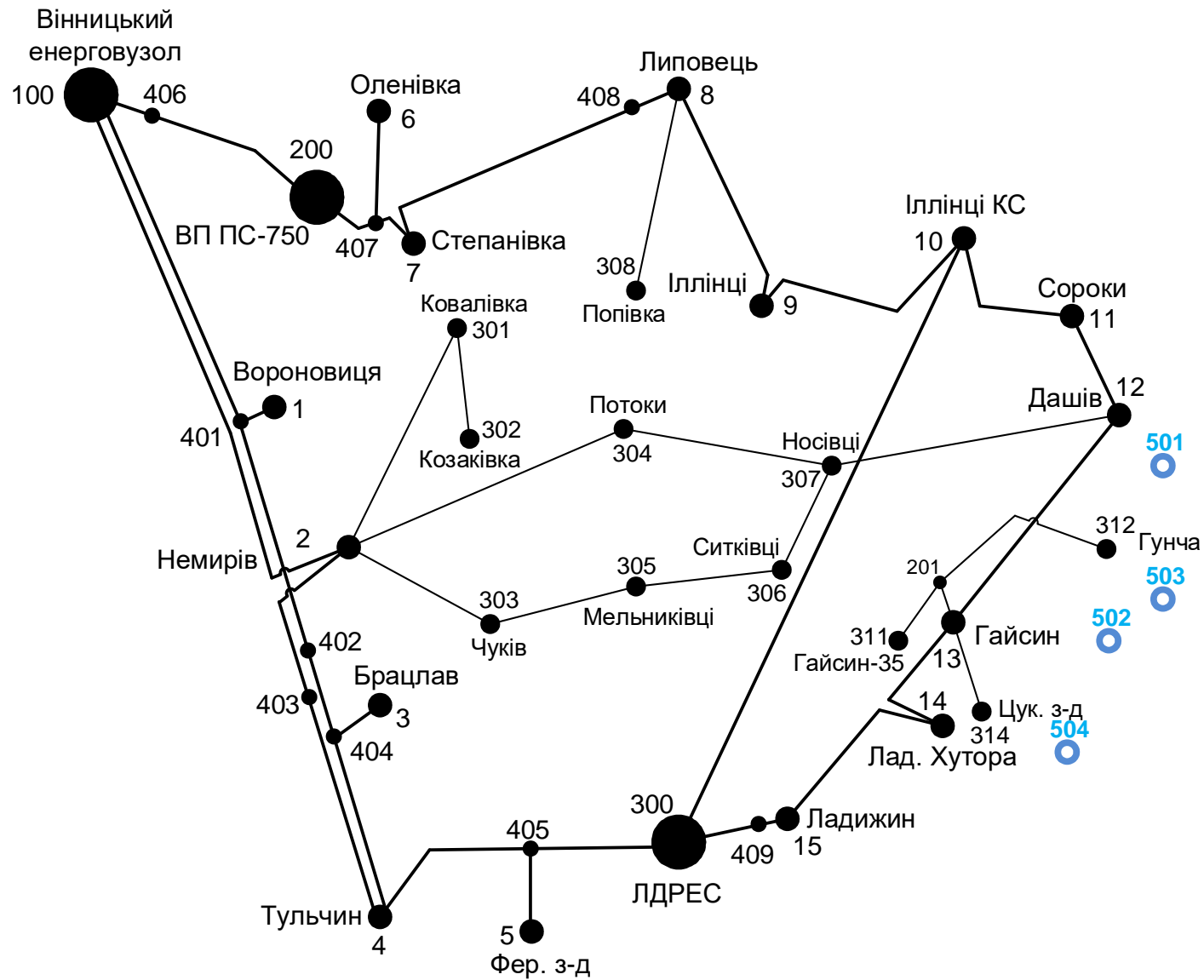
- провели обрахунок та аналіз режимів розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- обрано оптимальну модель розвитку заданого фрагменту електричних мереж;
- проведено аналіз особливостей експлуатації ПЛЕП;
- розв’язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує диспетчерський пункт.

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

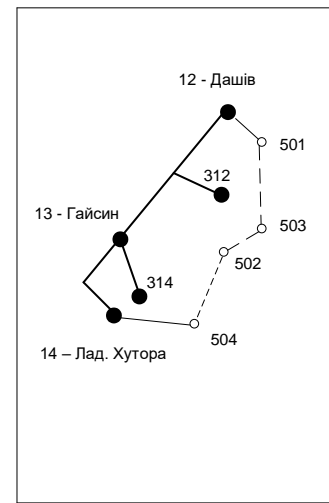
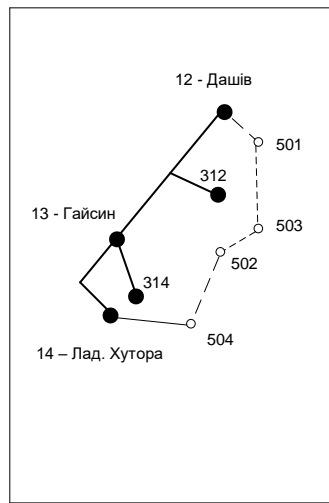
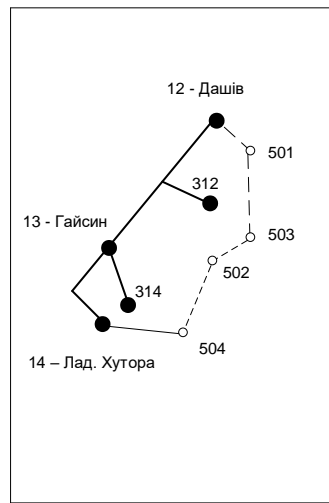
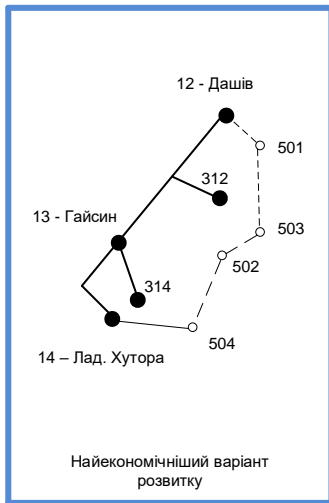
Предметом дослідження в роботі є методи розрахунку нормальних усталених режимів електроенергетичної системи.

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» [].

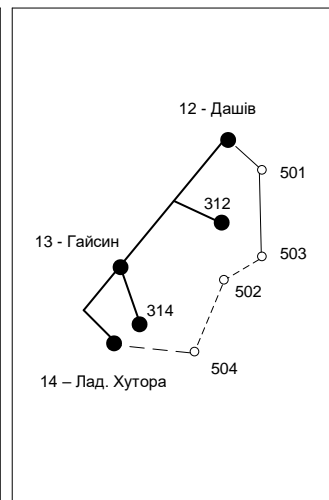
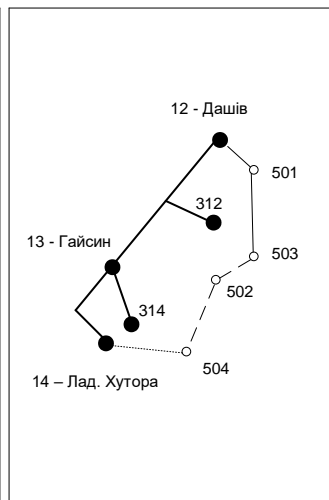
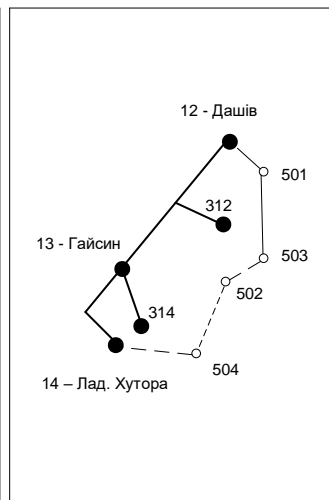
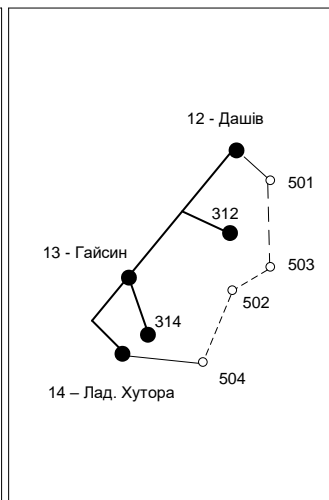
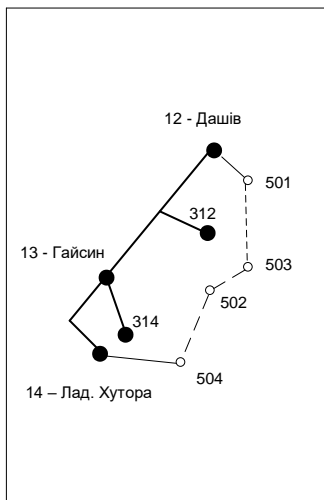
СХЕМА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА РОЗТАШУВАННЯ НОВИХ ПУНКТІВ ЖИВЛЕННЯ



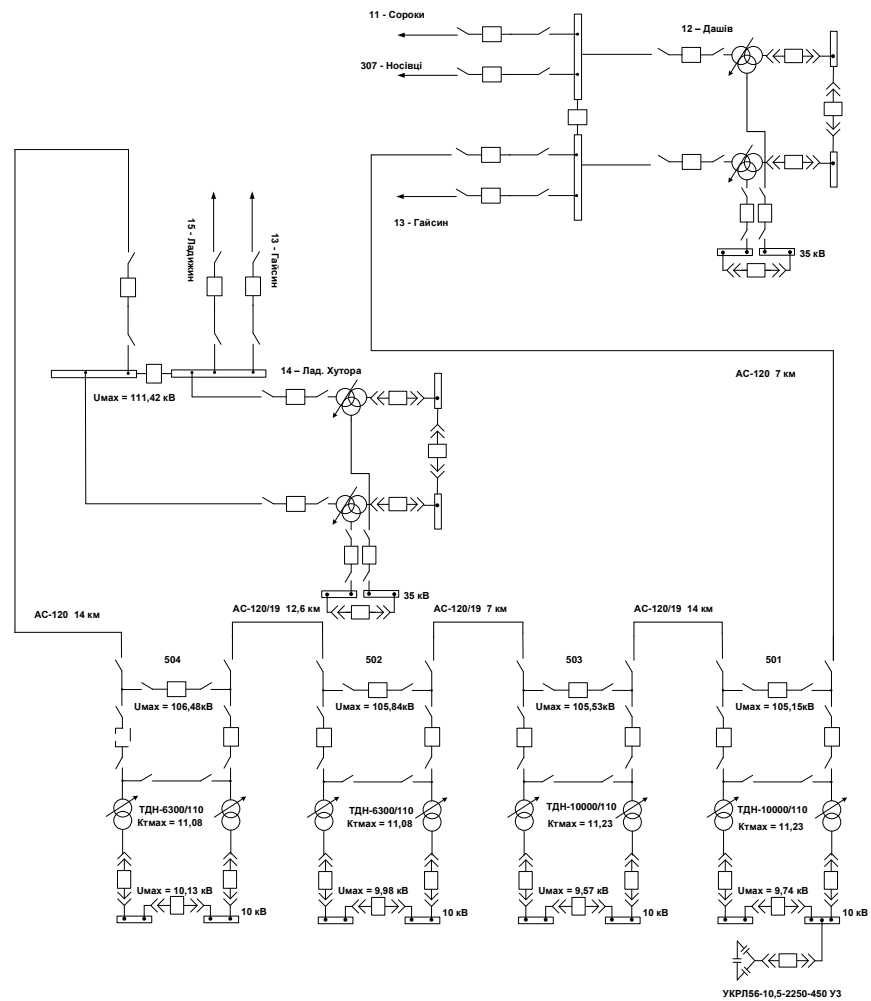
ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



Послідовність будівництва	
—————	ЛЕП яка будується на першому році
- - - - -	ЛЕП яка будується на другому році
- · - · - ·	ЛЕП яка будується на третьому році



ЕЛЕКТРИЧНА СХЕМА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ



Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	28,84
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	119,34
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	201 213,73
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	13,5
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	5,47
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,43
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	1,092
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	26,618