

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи 2ЕСМ-22м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і мережі»  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Семенов М.О.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст. викладач каф. ЕСС

Сікорська О. В.  
(прізвище та ініціали)

«12» 2023 р.

Опонент: КТ Н. О. ДУС ЕОЕЕМ

Кутієва М. В.  
(прізвище та ініціали)

«12» 2023 р.

Допущено до захисту

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

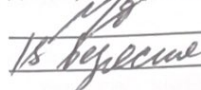
«11» 2023 р.

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.

 2023 року

### ЗАВДАННЯ

#### НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Семенову Михайлу Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: «Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності»

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247







2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 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 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 450 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Визначення оптимальної схеми електричної мережі. 3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування. 4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях. 5. Оцінювання балансу потужностей. 6. Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ. 7. Економічна частина, визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі. 8. Способи покращення енергоефективності електричних мереж. 9. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.













5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Титульний лист. 2. Структура роботи. 3. Граф існуючого фрагменту мережі. 4. Параметри існуючої мережі. 5. Варіанти розвитку схеми. 6. Схема оптимального варіанту. 7. Основні техніко-економічні показники. 8-11. Заходи покращення енергоефективності електричних мереж.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		П.М.
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23	
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23	
7.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	
8.	Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	
9.	Способи покращення енергоефективності електричних мереж	21.11.23	25.11.23	
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	

Студент

  
підпис

Семенов М.О.

Керівник

  
підпис

Сікорська О.В.

## АНОТАЦІЯ

Семенов Михайло «Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 96 с./ На укр. мові. рис.21, табл.19, бібліогр.18.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Проведено дослідження способів покращення енергоефективності електричних мереж.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує відкриті розподільчі установки.

## ANNOTATION

Mykhailo Semenov "Development of electrical networks with research on ways to improve their energy efficiency." Master thesis. – Vinnytsia: VNTU. 2023 – 96 p./ In Ukrainian. speech fig. 21, table 19, bibliography 18.

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

A study of ways to improve the energy efficiency of electrical networks was conducted.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing open switchgears was carried out.

## ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ.....		8
ВСТУП .....		9
1	ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>	
1.1	Розрахунок режиму існуючої мережі .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.2</b>	
1.2	Формування максимального графу фрагменту електромережі .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>	
2	ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.6</b>	
3	ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.4</b>	
3.1	Знаходження оптимальної послідовності спорудження електричної мережі .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>	
3.2	Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розширення електричної мережі .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>	
4	ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦЯХ .....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.1</b>	

5	ВИБІР	СХЕМ	РОЗПОДІЛЬНИХ	ПІДСТАНЦІЙ	.....	<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>					<b>3</b>
6	ОЦІНЮВАННЯ	БАЛАНСУ	ПОТУЖНОСТЕЙ	.....	<b>По</b>	
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>					
7	РОЗРАХУНОК	І	АНАЛІЗ	УСТАЛЕНИХ	РЕЖИМІВ	ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ
	.....					<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>					
7.1	Аналіз	та	виведення	результатів	розрахунку	.....
	.....					<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>					
7.2	Регулювання	напруги	у	мережі	.....	<b>По</b>
	.....					<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>					
8	ЕКОНОМІЧНА	ЧАСТИНА.	ВИЗНАЧЕННЯ	ОПТИМАЛЬНОГО	ВАРІАНТУ	РОЗШИРЕННЯ
			ЕЛЕКТРИЧНОЇ	МЕРЕЖІ	.....	<b>По</b>
	.....					<b>По</b>
	<b>милка! Закладку не визначено.</b>					
9	СПОСОБИ	ПОКРАЩЕННЯ	ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ	ЕЛЕКТРИЧНИХ	МЕРЕЖ	..... 63
9.1	Оптимізації	перерізів	проводів	ліній	електропередачі	
	<b>Помилка! Закладку не визначено.</b>					
9.2	Експлуатація	обладнання	компенсації	реактивної	потужності	в
	електромережах				енергокомпаній	
	<b>Помилка! Закладку не визначено.</b>					
9.3	Підвищення	енергоефективності	електричних	мереж	шляхом	використання
	регулюючих	пристроїв	трансформаторів	енергії	.....	762
9.4	Покращення	енергоефективності	ЕМ	шляхом	встановлення	відновлювальних
	джерел	енергії	.....			763

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	76
10.1 Задачі розділу .....	76
10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП .....	77
10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристрійх.....	778
10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	80
10.5 Розрахунок захисного заземлення.....	83
10.6 Пожежна безпека.....	889
ВИСНОВКИ.....	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	95
Додаток А.....	98
Додаток Б. ....	99
Додаток В.....	106
Додаток Г.....	110
Додаток Д.....	115
Додаток Е.....	120
Додаток Є.....	120
Додаток Ж.....	120
Додаток З.....	120
Додаток И.....	120



## СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

- АБ – акумуляторна батарея;  
АТ – автотрансформатор;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;  
ВРП – відкрита розподільна пристрій;  
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 пристрій;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.

## ВСТУП

Стійка тенденція до збільшення споживання електроенергії, необхідність зниження негативного впливу електроенергії на довкілля, зростання цін на енергоносії та, як наслідок, потреба в економії енергоресурсів, що необхідні для її виробництва, визначають загострення проблеми пошуку альтернативних шляхів енергопостачання.

Незважаючи на переваги, що супроводжують інтеграцію ВДЕ в енергосистему, підключення до розподільних електричних мереж (РЕМ) таких джерел впливає на втрати потужності, напругу мережі та швидкодію релейного захисту та автоматики. Вплив ВДЕ на режими мереж суттєво залежить від встановленої потужності ВДЕ та графіка роботи, а також місця приєднання до електричної мережі. Якщо встановлена потужність ВДЕ перевищує 20 % від сукупного навантаження мережі, то може спостерігатися негативний вплив на втрати електроенергії [1]–[3], а відповідно на енергоефективність функціонування розподільних електричних мереж. Енергоефективність характеризується рівнем надійності (безперервності) електропостачання, економічністю надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії, а також якістю електричної енергії [4].

В розподільних електричних мережах раніше не приверталось достатньої уваги до їх енергоефективності. Важливішим вважалось забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання споживачів. До того ж ці мережі конструктивно не пристосовані до оптимального керування, оскільки до останнього часу не мали засобів телеінформації про параметри поточного режиму та засобів оперативного керування останніми [2].

Отже, вибір складу заходів та їх вплив для підвищення енергоефективності в розподільних електричних мережах є **актуальною науково-прикладною задачею**.

**Метою** даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електромережі за техніко-економічними показниками та аналіз заходів для

підвищення рівня енергоефективності розподільних електричних мереж.

**Задачі кваліфікаційної роботи.** Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі основні завдання:

- проведено розрахунок та вибір моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- проведено розрахунок та аналіз режимів оптимальної моделі розвитку фрагменту електричних мереж;
- визначення основних заходів і дослідження їх впливу на підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж;
- розв'язано питання забезпечення безпеки праці персоналу, що обслуговує елементи ВРП.

**Об'єктом** дослідження є фрагмент електричних мереж.

**Предметом** дослідження є методи розрахунку нормальних режимів ЕЕС.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставленої задачі використано методи математичного моделювання. Реалізація розрахунків в даній роботі забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема «ВТРАТИ-110» [14].

**Наукова новизна** полягає у підтвердженні перспектив використання існуючих заходів і дослідження їх впливу на підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж.

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

## 1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

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

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

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

Знаходження відповідних числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  здійснюється за рахунок 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 кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для знаходження коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$  має вигляд:

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

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 939, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1893628. \end{cases}$$

звідки  $a' = -3193,6$   $b' = 1,6303$ , тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,6303T - 3193$$

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

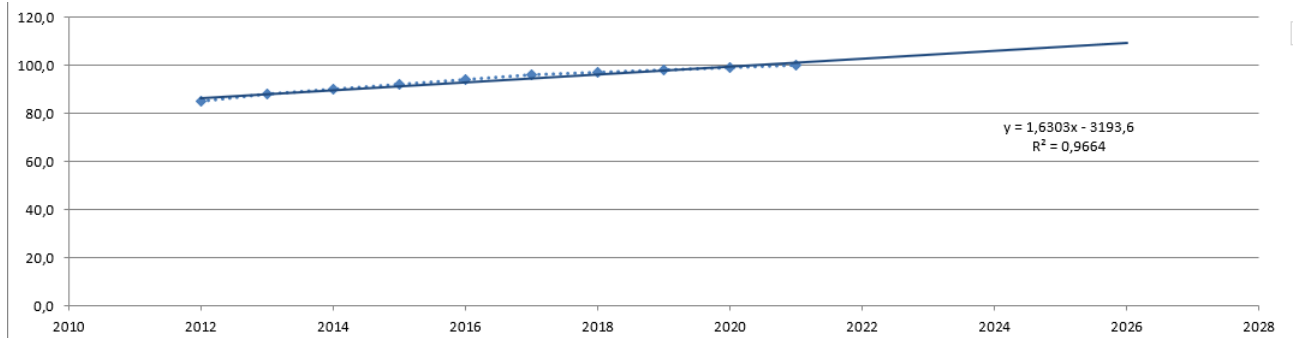


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та регресійної  $P'_{\max}(T)$  залежностей максимального навантаження від часу  $T$

Аналізуючи цей графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2026-й рік збільшиться до 109,4 %, що на 9,4 % більше проектної потужності електромереж. Отже, необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного устаткування.

### 1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

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

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

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

- в лініях електропередач – 0,74МВт;

- в трансформаторах – 0,898 МВт з них холостого ходу 0.649 МВт та навантажувальні 0.249 МВт.

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

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Ділянка	8-105	10-9	104-105	107-12
Марка проводу	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	390	390	450	450
Розрах. струм, А	5	93	4	104

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

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	109	110	12	103
Напруга вузла	114,906	114,85	113,892	113,08

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

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким

чином, знаходження потенційних вузлів приєднання нових ПЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

## 1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

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

Тому як результат опираючись на розрахункові дані, попередньо вибираємо потенційні вузли, до яких можна реалізувати приєднання нових підстанцій. Такими підстанціями відповідно до варіанту є: вузол №110 з рівнем напруги 114,85 кВ; вузол № 12 – Чернятин з рівнем напруги 113,89 кВ.

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





## 2 ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

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

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

### 2.1 Лінеаризація цільової функції

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

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

У загальному випадку для кожної  $i$ -тої ПЛЕП дасконтовані витрати  $B_i$

можна записати:

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

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

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

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

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 знаходження дає змогу визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному представленні.

Відповідно до ПУЕ [1] на ділянках ПЛЕП було прийнято марку провoda АС-240. Виходячи з нормативного документу СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016 питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 1573,68 тис.грн/км.

Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

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

де  $U_n$  – номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності

(прийнято 0,9);  $\tau$  – час максимальних втрат (3633 год/рік для  $T_{нб} = 5200$  год/рік);  $C_0$  – вартість 1кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/кВт·год;  $r_{0i}$  – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240  $r_{0i} = 0,131$  Ом/км). Результатирозрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

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

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 ПЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
110	701	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	1,004	4028,3
109	701	1,9	11,4	110	1573,680	0,131	5740,8	1,467	5887,5
103	704	2,2	13,2	110	1573,680	0,131	6647,2	1,699	6817,1
12	704	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,235	4957,9
701	702	0,8	4,8	110	1573,680	0,131	2417,2	0,618	2478,9
702	703	1,7	10,2	110	1573,680	0,131	5136,5	1,313	5267,7
703	704	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,235	4957,9
702	704	2,8	16,8	110	1573,680	0,131	8460,1	2,162	8676,3

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів  $a_i$  не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти  $b_i$  зросли.

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

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

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

Назва ПЛЕП	Довжина, км	Орієнтовна пот. Р, що передається по ПЛЕП, МВт	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (лінійн афн.), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (0.9P), тис. грн	Дисконтовані витрати для ПЛЕП (1.1P), тис. грн
110-701	1,3	10,3	4033,4	4013,3	4055,5	393,5	4033,4	3630,0	4436,7
109-701	1,9	10,3	5894,9	5865,6	5927,3	575,1	5894,9	5305,4	6484,4
103-704	2,2	10,3	6825,7	6791,8	6863,2	665,9	6825,7	6143,1	7508,3
12-704	1,6	10,3	4964,1	4939,5	4991,4	484,3	4964,1	4467,7	5460,5
701-702	0,8	10,3	2482,1	2469,7	2495,7	242,2	2482,1	2233,9	2730,3
702-703	1,7	10,3	5274,4	5248,2	5303,4	514,6	5274,4	4747,0	5801,8
703-704	1,6	10,3	4964,1	4939,5	4991,4	484,3	4964,1	4467,7	5460,5
702-704	2,8	10,3	8687,2	8644,1	8734,9	847,5	8687,2	7818,5	9556,0

## 2.2 Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

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

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

мінімізувати

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

при обмеженнях:



Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
Номери вузлів	110-701	109-701	103-704	12-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	702-704	704-702	0-0	0-0			
701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	13,45	13,45	
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	8,86	8,86	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-9,00	-9,00	
704	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	6,67	6,67	
Коефіцієнти цільової функції	791,078	1156,190	1338,747	973,634	486,8169	486,817	1034,486	1034,486	973,634	973,634	1703,859	1703,859				0,00	
Потужності ЛЕП																	
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	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	0,000	0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																	0,000

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

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

Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
Номери вузлів	110-701	109-701	103-704	12-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	702-704	704-702	0-0	0-0			
701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	13,45	0,00	
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	8,86	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-9,00	0,00	
704	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	6,67	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	791,078	1156,190	1338,747	973,634	486,817	486,817	1034,486	1034,486	973,634	973,634	1703,859	1703,859				26306,406	
Потужності ЛЕП	13,455	0,000	0,000	6,533	0,000	0,000	0,000	8,860	0,140	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Постійні складові витрат	3927,906	0,000	0,000	4834,345	0,000	0,000	0,000	5136,492	4834,345	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18733,088
Змінні складові витрат	181,704	0,000	0,000	52,726	0,000	0,000	0,000	103,046	0,024	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	337,501
Дисконтовані витрати, тис. грн																	19070,589

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

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.3).

Перелік ЛЕП															Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
Номери вузлів	110-701	109-701	103-704	12-704	701-702	702-701	702-703	703-702	703-704	704-703	702-704	704-702	0-0	0-0			
701	1	1	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	13,45	0,00	
702	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	-1	1	0	0	8,86	0,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	-9,00	0,00	
704	0	0	1	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	6,67	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	305,441	1156,190	1338,747	748,052	486,817	486,817	1034,486	591,343	34633,080	973,634	1703,859	1703,859				14448,501	
Потужності ЛЕП	13,315	0,000	0,000	6,673	0,000	0,140	0,000	9,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Постійні складові витрат	3927,906	0,000	0,000	4834,345	0,000	2417,173	0,000	5136,492	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	16315,916
Змінні складові витрат	177,954	0,000	0,000	55,004	0,000	0,012	0,000	106,318	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	339,288
Дисконтовані витрати, тис. грн																	16655,203

Рисунок 2.3 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях (друга ітерація)

У таблиці на рис. 2.2 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат. Її графічне представлення подано на рис. 2.4.

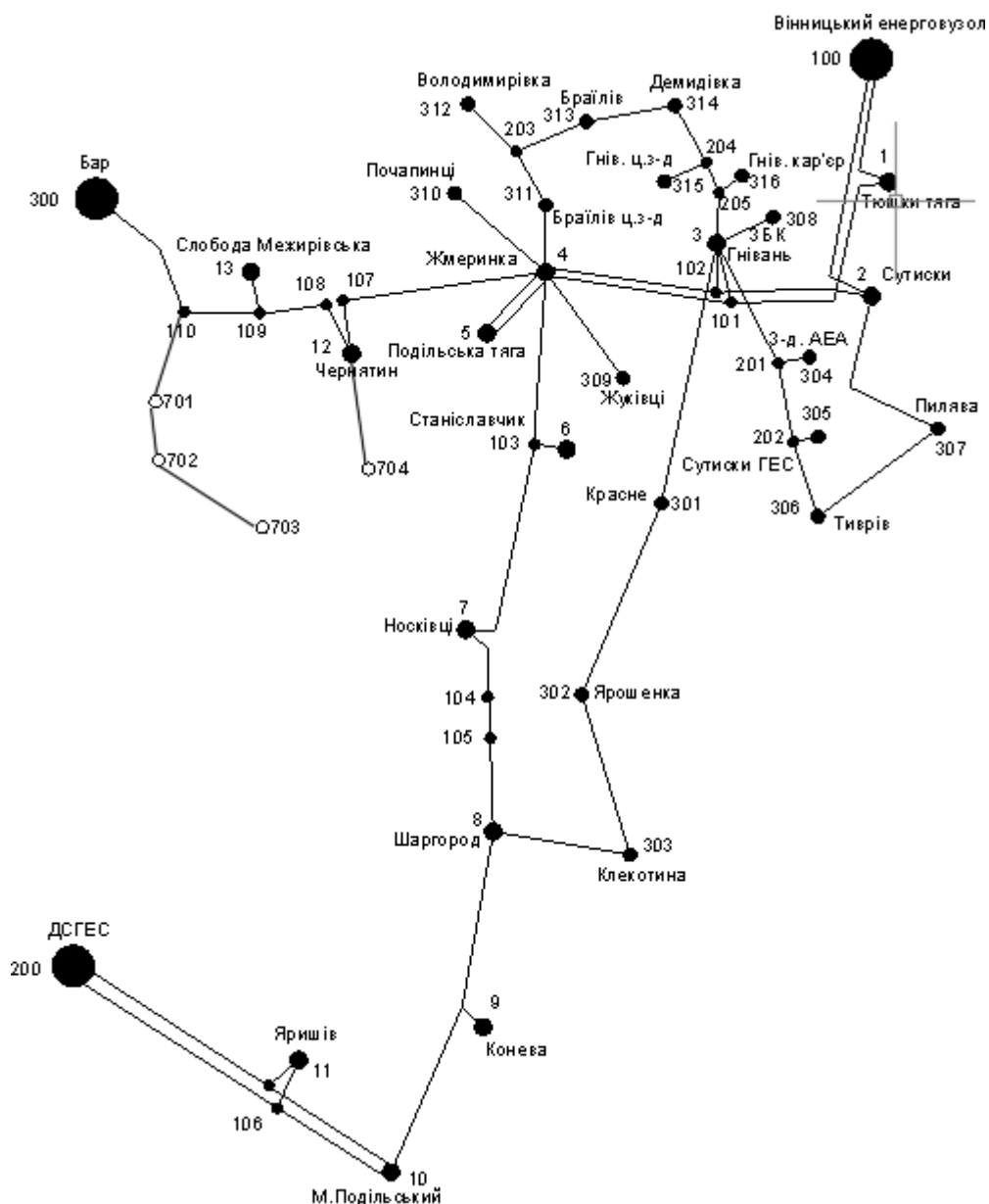


Рисунок 2.4 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

Отже, було прийнято рішення побудувати додаткову ПЛЕП між вузлами 703-704, тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

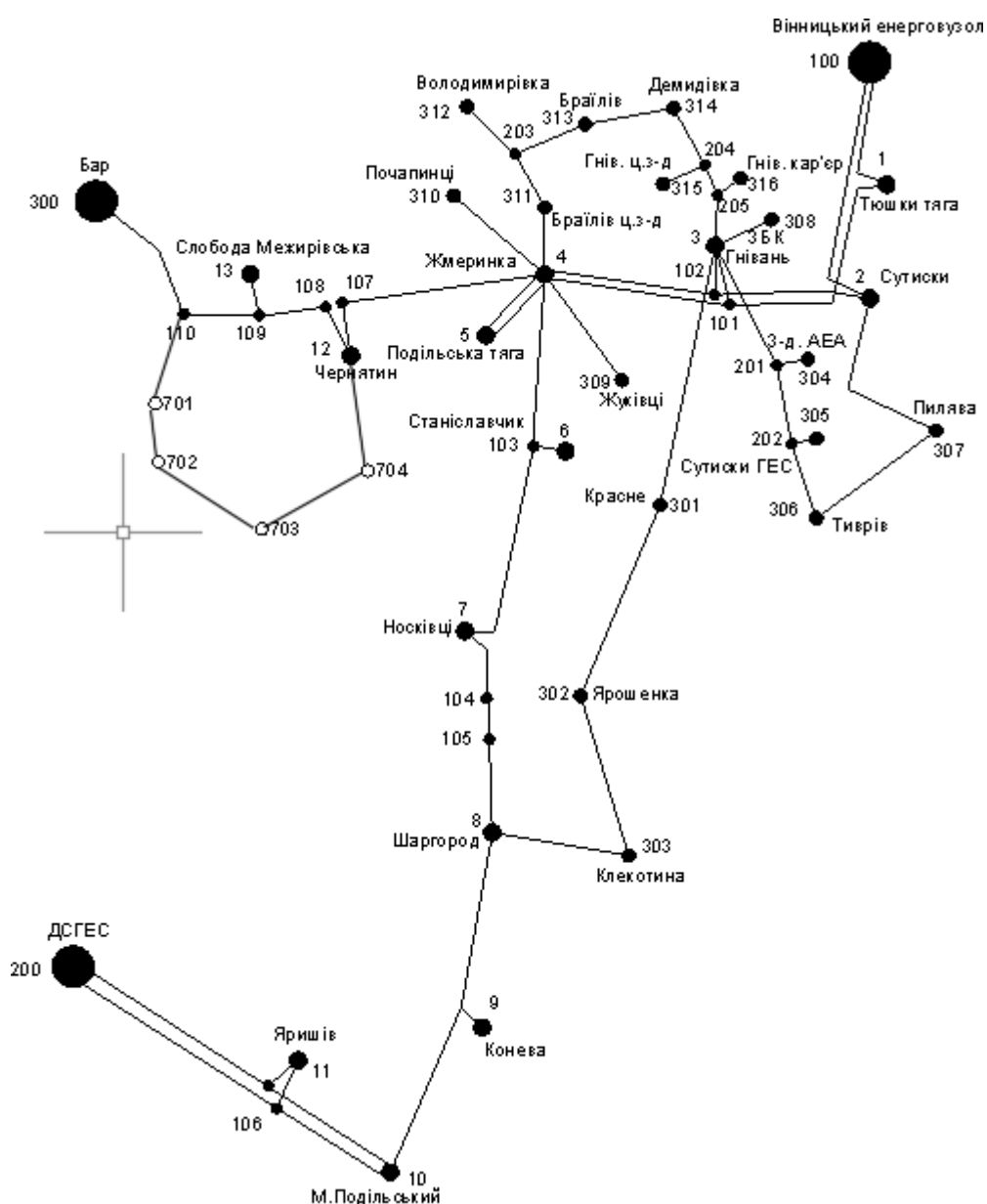


Рисунок 2.5 – Оптимальна схема мережі із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана конфігурація мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідно до їх категорії надійності електропостачання. Таке рішення підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ПЛЕП.



### 3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ МЕТОДОМ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

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

Динамічне програмування є методом нелінійного програмування. Він 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 Знаходження оптимальної послідовності спорудження електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

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

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

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

Для розв'язування необхідних задач (3.1) можна використовувати метод

нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

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

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

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

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

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

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (3.3).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (3.1), при чому функція витрат  $B_t$  може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

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

Таким чином, для оптимізації електричної мережі відповідно до до завдання:

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

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

Перший крок. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розширення можливо виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – до інших двох, а на третьому році завершити будівництво.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуємо лінії до пунктів 110-701, 701-702, 702-703, 703-704.

Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{110-701} + \Delta L_{701-702} + \Delta L_{702-703} + \Delta L_{703-704} = 7,8 + 4,8 + 10,2 + 9,6 = 34,99 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

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

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

Для варіанту 1 на другому році розширення будуємо одноланцюгові лінії 703-704, Результати розрахунків подано в табл.3.2.

Таблиця 3.1 - Можливі варіанти розширення схеми для першого року

t	варіант схеми	ПЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість
1	1	110-701	7,8	18,01	32,4	14 073,24	57 550,25	47 958,54	47 958,54
		701-702	4,8	4,493		8 472,57			
		702-703	10,2	4,367		18 002,75			
		703-704	9,6	8,121		17 001,68			
	2	12-704	9,6	1,442	34,2	16 922,78	60 399,79	50 333,16	50 333,16
		703-704	9,6	8,121		17 001,68			
		702-703	10,2	4,367		18 002,75			
		701-702	4,8	4,493		8 472,57			
	3	110-701	7,8	18,01	31,8	14 073,24	56 470,27	47 058,56	47 058,56
		701-702	4,8	4,493		8 472,57			
		12-704	9,6	1,442		16 922,78			
		703-704	9,6	8,121		17 001,68			

Таблиця 3.2 - Можливі варіанти розширення мережі для другого року

t	варіант схеми	ПЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість
	11	12-704	9,6	1,442	9,6	16 922,78	16 922,78	11 751,93	59 710,47
	21	110-701	7,8	18,01	7,8	14 073,24	14 073,24	9 773,08	60 106,24
	31	702-703	10,2	4,367	10,2	18 002,75	18 002,75	12 501,91	59 560,47

### 3.2 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної послідовності розширення електричної мережі

По В<sub>Σ</sub> з табл. 3.2 було обрано варіант розширення з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 31. Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ПЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося.

Для варіанту 11 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ПЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отож необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах, що показано в табл. 3.3.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а

потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ПЛЕП.

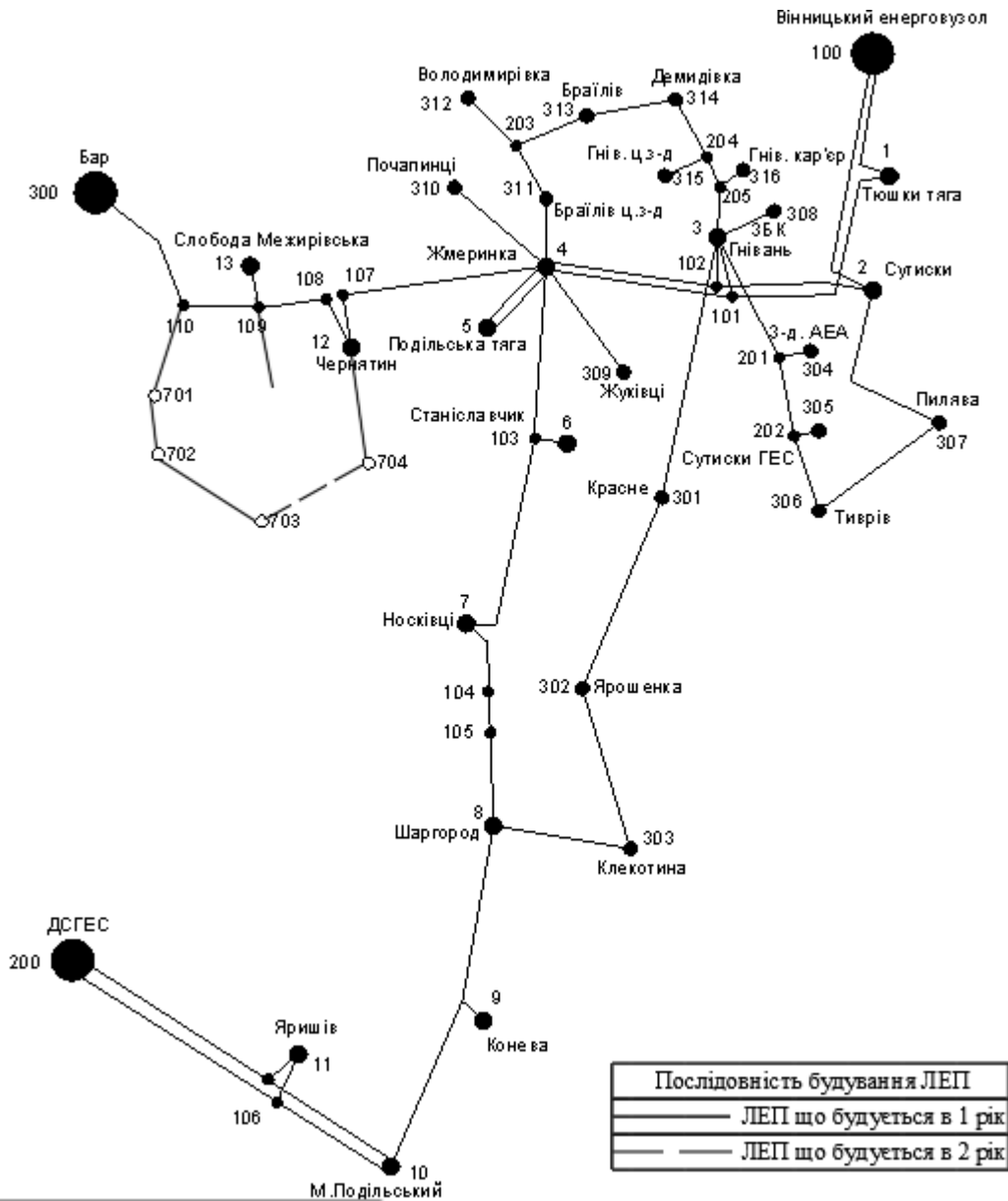


Рисунок 3.1 – Оптимальна схема відповідно до методу динамічного програмування

### 3.3 Знаходження конструктивних параметрів ПЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках відповідно до оптимального варіанту за формулою (3.5):

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

$$I_{\text{розр}110-701} = \alpha_I \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{21,71}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 148,16 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{6,99}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 47,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 30,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 55,98 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}12-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,25}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 15,4 \text{ (A)};$$

Відповідно до ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС240/39, але допускається АС-120/19

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

Визначимо щільність струму для заданого часу заданого часу використання максимуму навантаження:

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

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

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 5 варіантів аварії вмережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 110-701;

2й – розрив лінії 701-702;

3й – розрив лінії 702-703;

4й – розрив лінії 703-704;

5й – розрив лінії 704-12;

Отримані результати представлені у таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Конструктивні перерізи ПЛЕП

ЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
110-701	0	73	122	80	95	124	390	148,17	АС-120/19
701-702	75	0	49	33	54			47,71	АС-120/19
702-703	124	49	0	57	49			30,34	АС-120/19
703-704	81	31	58	0	42			55,99	АС-120/19
12-704	114	45	33	35	44			15,42	АС-120/19

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

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

#### 4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

де  $n_T$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції; Для 501 вузла відповідно до (4.1) маємо:

$$S_i = \frac{15,12}{1,4 \cdot (2-1)} = 10,8 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних



трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S <sub>ном</sub> МВА	Границі регулювання	U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		ц <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>х</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
701	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
702	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
704	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 відповідно до формули 4.2

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

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.маx} = \frac{12,55}{2 \cdot 10} = 0,63 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з3.маx} = \frac{12,5}{2 \cdot 10} = 0,63 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з2.маx} = \frac{8,37}{2 \cdot 6,3} = 0,66 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з4.маx} = \frac{6,34}{2 \cdot 6,3} = 0,5 \leq 0,7 - 0,8$$

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлах показала, що коефіцієнт перевантаження складає  $\leq 1.4$ , що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.4.1.

## 5 ВИБІР СХЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЙ

При виборі схеми підстанції необхідно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та місця розташування підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

В огляді функцій ПС в електричній мережі схема повинна:

- забезпечення надійного електропостачання приєднаних споживачів у штатному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій енергонадійності енергозбирального комбайна з урахуванням наявності автономних аварійних джерел живлення;

- забезпечення надійності передачі струму через ПС у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах залежно від його значення для окремої ділянки мережі;

- враховує ступінчастість розвитку ПС, динаміку навантаження мережі тощо. Необхідно дотримуватися принципу поетапного розширення підстанції та її основної схеми, виходячи з розширення підстанції найбільш простим і економічним шляхом без проведення значних робіт з реконструкції існуючих об'єктів та мінімізації постачання електроенергії споживачам. ;

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

### 5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702 та 704 встановлюється по 2

трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для розподільних пристроїв 110 кВ було обрано схему – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 5.1).

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

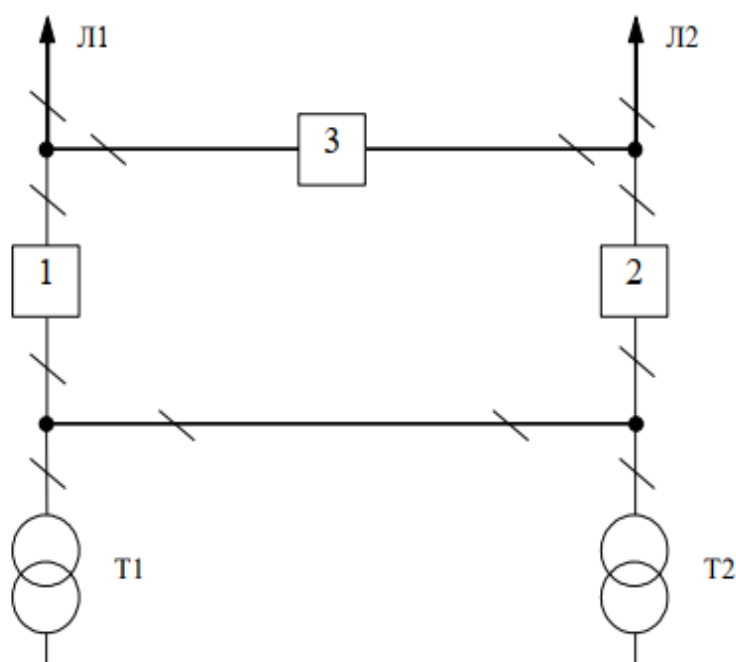


Рисунок 5.1 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 702, 703, 704

## 5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним з джерел електропостачання було обрано вузол 110 що є місцем з'єднання проводів АС-95 лінії «Бар - Жмеринка» (див. нормальну схему)[3], тому там пропонується встановити замість анкерної відгалужувальну опору. Наступним місцем, що забезпечує живлення нових підстанцій є вузол 12 ПС Чернятин для приєднання нової вітки пропонується до існуючої схеми містка додати один вимикач з роз'єднувачем. Подібне рішення не призведе до погіршення надійності та

селективності релейного захисту ПЛЕП.

### 5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності схеми розподільчого обладнання (РУ) передбачає визначення математичних сподівань щодо кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що підлягають комутації в ланцюзі РУ та поділу РУ на електрично незалежні частини, а також як період примусового відключення елементів, що діють або відключені від відокремлення РП через несправність вимикачів РП і самі комутаційні елементи знаходяться в нормальному режимі та режимі ремонту РП. Для аналізу надійності мережі, що проектується, був обраний вузол 703, в якому встановлена СЕС. Тому для вказаної підстанції застосовано схему розподільного обладнання 110-4 (рисунок 5.2).

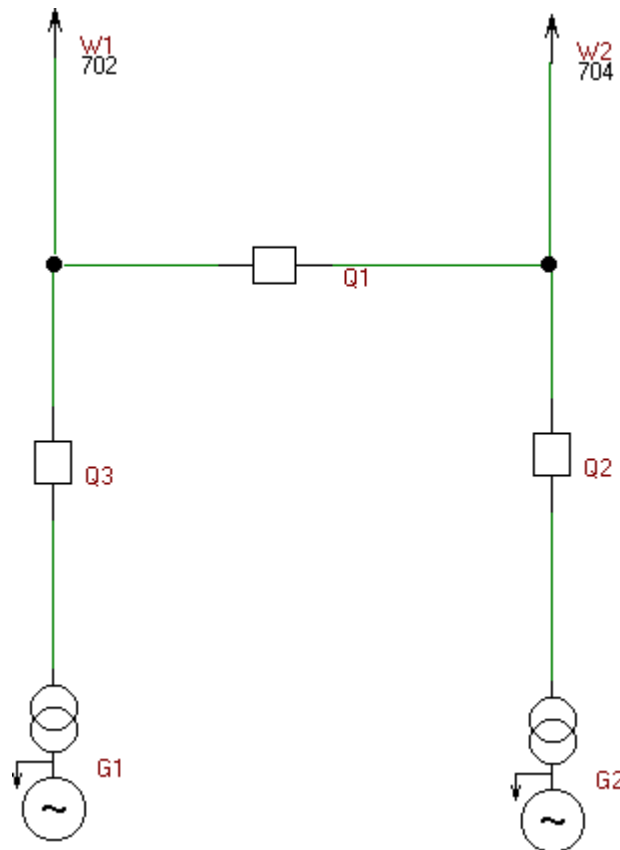


Рисунок 5.2 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

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,  $\omega_i$  (1/рік), час поновлення вимикачів  $T_v$  (год.), періодичність  $m$  (1/рік), та тривалість планових ремонтів  $T_p$  (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_r$  (год.) [3, табл. 6.2].

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

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

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

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (5.4) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,001 = 0,997$$

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

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3,6 \cdot 10^{-5} = 5,8 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де  $T_{П1} = 23$  год;

Тоді:

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

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

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

Таблиця 5.1 – Наслідки відмов і ремонтів елементів схеми РП (для вузла 703)

Вими кач що відмо вив	Ймо- вірність	Парамет р потоку відмов	Вимикач, що знаходиться в плановому ремонті			
			Коефіцієнт режиму $K_j$ та ремонтуємі вимикачі			
			$K_0=0,997$	$K_P=0,000091$		
Q1	Q2	Q3				
Q1	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,G1,W2,W1- $T_0$		G2,G1,W2,W 1- $T_0$	G2,G1,W2,W 1- $T_0$
			D(W1,G1), D(W2,G2)- $T_B$		G2,W2, D(W1,G1)- $T_B$	G1,W1, D(W2,G2)- $T_B$
Q2	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,W2, D(W1,G1)- $T_0$	G2,W2, D(W1,G1)- $T_0$		G2,G1,W2,W 1- $T_0$
			G2, D(W1,W2,G1)- $T_B$	G2,W2, D(W1,G1)- $T_B$		G2,G1, D(W1,W2)- $T_B$
Q3	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,0444	G1,W1, D(W2,G2)- $T_0$	G1,W1, D(W2,G2)- $T_0$	G2,G1,W2,W 1- $T_0$	
			G1, D(W1,W2,G2)- $T_B$	G1,W1, D(W2,G2)- $T_B$	G2,G1, D(W1,W2)- $T_B$	

Таблиця 5.2 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	Кількість подій	Час відключення	Імовірність події	Коефіцієнт вимушеного простою, $10^{-5}$
G2,W2	3	1	0,0073	0,25
G1,W1	3	1	0,0073	0,25
G1,G2,W1,W2	2	16,38	0,0073	4,10

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

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

Питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачам, за завданням становить ( $Z_0 = 550$  грн./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 розрахунку було представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Збитки від недовідпуску електроенергії

W <sub>РІК</sub> , МВт·год	$\Delta W_{НД}$ , МВт·год	M <sub>ЗБ</sub> , грн.
65 000,0	2,99	1 344,04

Оскільки магістраль з нових підстанцій живиться від двох підстанцій, то надійність їх приєднання не є критичною. З розрахунків можна сказати, що схема дає не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дорогою вартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

## 6 ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

### 6.1 Знаходження балансу потужностей на шинах джерела живлення

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

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

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot (13,45 + 8,86 + 6,67) + 0,5 \cdot 12,5 + 0,05 \cdot (13,45 + 8,86 + 6,67) + 0,05 \cdot 12,5 = 34,4 \text{ (МВт)},$$

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

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

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

$$Q_{\Gamma} = 34,4 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 34,4 \cdot 0,34 = 36,22 \text{ (МВАр)}.$$

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

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта



одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ПЛЕП:

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

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ПЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ПЛЕП109-701}} = 113,88^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,8) = 0,288 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ПЛЕП}} = 0,288 + 0,176 + 0,354 + 0,353 + 0,375 = 1,54 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0,95 \cdot 14,91 = 14,16 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ПЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 14,16 = 1,416 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 14,16 + 1,416 - 1,548 - 11,31 = 2,716 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужність споживачів 15,57 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 11,32 МВАр, можна зробити висновок необхідності встановлення КУ потужність 2,7 МВАр у вузлі з найнижчим рівнем напруги 704.

## 7 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок усталеного стану електричної мережі (ЕМ) здійснюється за допомогою програмного комплексу “ВТРАТИ-RVM - Hign”. Даний програмний комплекс дозволяє розрахувати усталений режим ввідної електромережі 110/35/10 кВ за інформацією про відгалуження (довжина, марка проводу) і вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість і тип).

### 7.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунку цієї програми є величина потужності та втрати потужності в певній електромережі. Але при цьому програма також розраховує встановлений режим електричної мережі - надається інформація про значення напруги у вузлах електричної мережі і струми в її гілках. Результати розрахунку в усталеному режимі вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць - результат розрахунку сумарних втрат потужності, результат розрахунку по лініях і вузлах. Файл вхідних даних з врахуванням розширення представлений у додатку В.

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

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

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

Післяаварійний режим - режим роботи енергосистеми, який допускає планове обмеження навантаження частини споживачів для збереження належної надійності та якості електропостачання частини споживачів, що

залишилися в роботі. Рівень напруги в балансуєчих вузлах приймаємо рівною 121кВ.

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

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розширення відповідно представлені в додатках В та Г.

## 7.2. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати лише при стандартизованих значеннях частоти та напруги, які є показниками якості електроенергії. Основним завданням підтримки напруги в електромережі є забезпечення необхідних показників якості енергії. У розподільних мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в електростанціях за допомогою трансформаторів з відводними перетворювачами. Регулювання напруги виконується для забезпечення стандартного відхилення напруги на шинах вторинної напруги трансформаторних станцій.

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

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	113,88	108,81	124,5
702	113,72	108,64	124,36
703	113,79	108,71	124,43
704	113,59	108,5	124,25

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

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	9,28	8,83	10,24
702	9,22	8,75	10,18
703	9,73	9,3	10,64
704	9,37	8,92	10,31

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті 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  $U_{\text{ВН}}$  – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі;  $P_{\text{Н}}$ ,  $Q_{\text{Н}}$  – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

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

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

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

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

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

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{Td}$  за формулою (7.4) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (7.2) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 501.

$$\Delta U_{T501} = \frac{((13,45) \cdot (7,75 / 2)) + ((6,89) \cdot (139 / 2))}{113,88} = 4,66 \text{ кВ}$$

За (7.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T5016} = \frac{113,88 - 4,66}{10,5} = 10,4$$

Ближчий за табл. 7.3 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T701d} = 10,455$ , що відповідає 9-й відпайці.

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

$$U_{НН501d} = \frac{113,88 - 4,66}{10,5} = 10,45$$

Таблиця 7.3 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ВІДП																	
К <sub>Тб</sub>	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання схеми заносимо їх в табл. 7.4.

Таблиця 7.4 – Результати розрахунків з 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
701	4,66	10,40	10,45	9	10,455	9
702	5,21	10,33	10,54	10	10,298	10
703	0,43	10,80	10,53	7	10,768	7
704	3,57	10,48	10,52	9	10,455	9

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ та запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Д). За отриманими результатами можна сказати, що рівень напруги у вузлах відповідає рівню  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, тому задовольняє норми показників якості ЕЕ.

## 8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА. ЗНАХОДЖЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗШИРЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

У попередніх розділах були проведені розрахунки для вибору оптимального плану розширення електричної мережі 110 кВ, вибору основного плану вузлових станцій і станцій споживання, вибору основного обладнання ТП і електромережі, аналізу допоміжних режимів. пікове навантаження та будівельні заходи. для забезпечення якості напруги в ЕМ. Завдяки цим діям було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності всього проекту розширення мережі.

Сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетиці використовується показник рентабельності капітальних інвестицій з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергетичних об'єктів. протягом трьох років:

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

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

Значення  $\Pi_t$  для кожного року визначаються за формулою:

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

де:  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 2,65$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);  $W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год;  $B$  – додаткові щорічні

витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис.грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

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

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

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

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ПЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (3633 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Цей розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розширення. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо  $\Delta W_t$ .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

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

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

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до



необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розширення електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

**На першому році:**

- будівництво лінії електропередач: (вузол 110) - 701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- будівництво ліній електропередач: 701-702;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 702
- будівництво ліній електропередач: 704-703;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 703.
- будівництво лінії електропередач: ПС Чернятин (вузол 12) - 704;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 704;
- Розвиток відгалужувальної підстанції пункт Чернятин (вузол 12).

**На другому році:**

- будівництво лінії електропередач: 702– 703;

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 8.1–8.5.



Продовження табл. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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	16 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 устаткуванням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>
<b>4</b>	<b>Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:</b>								
4.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.2	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
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. 8.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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 кВта секційного вимикача 10 кВ (одна панель надва 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 панельна 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)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>45 275,62</b>						

Таблиця 8.2 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Бар-Жмеринка"(вузол 110):

Ч.ч. відповідно до таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРП 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1 од.	13,61	143,44	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1 од.	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
<b>Всього ВРП 110 кВ</b>			<b>159,817</b>	<b>342,264</b>	<b>49,9</b>	<b>32,16</b>	<b>2</b>	<b>586,23</b>	<b>100</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>586,23</b>						

Таблиця 8.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

Ч.ч. відповідно до таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРП 110 кВ:</b>								
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

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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
<b>Всього ВРП 110 кВ</b>			<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>3</b>	<b>Вузли устаткування 10 кВ:</b>								
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	4 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим устаткуванням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>733,704</b>	<b>5563,964</b>	<b>164,752</b>	<b>172,628</b>	<b>19,0</b>	<b>6654,046</b>	<b>126,3</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	ТР 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
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 8.3 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51 054,247</b>						

Таблиця 8.4 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 704):

2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із ТС	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
<b>Всього ВРП 110 кВ</b>			<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли устаткування 10 кВ:</b>								
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
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33



Продовження таблиці 8.4

4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим устаткуванням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>
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
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотирипанелі)	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 110кВ 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 (однапанель 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 кВта секційного вимикача10 кВ (одна панель надва вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0

Продовження таблиці 8.4

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)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>45 275,62</b>						

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

Таблиця 8.5 - Вартість реконструкції підстанції Чернятин (вузол 12):

Ч.ч. відносно доз. таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>2</b>	<b>Вузли ВРП 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,96	8235,9	344,88	239,7	3,65	9384,084	615,0
2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,07	87,33	3,132	3446,91	216,0
<b>Всього ВРП 110 кВ</b>			<b>674,188</b>	<b>11305,153</b>	<b>520,95</b>	<b>415,77</b>	<b>6,782</b>	<b>12830,984</b>	<b>831</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>26581.78</b>						

Таблиця 8.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

Ч.ч. відносно доз. таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРП 110 кВ:</b>								
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.8.6

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
	<b>Всього ВРП 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 219 827,734 тис. грн.,

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються занаступною формулою:

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

де  $C_T$  – вартість 1 км ПЛЕР, тис.грн.

$$K_{\text{ПЛЕР1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (31,8) = 33795,418 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_{\text{ПЛЕР2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (10,2) = 10840,04 \text{ (тис.грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 219\,812,734 + 33795,418 = 183\,479,416 \text{ (тис.грн.)}.$$

$$K_2 = 0 + 10\,840,04 = 10\,840,04 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

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

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

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

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

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

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

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

Таким чином у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = (33795,418 \cdot 0,3)/100 = 101,38 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (10\,840,04 \cdot 0,3)/100 = 32,52 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_{\text{П1}} = (219\,623,152 \cdot 3)/100 = 6\,594,832 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розширення (додаток Д), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 8.8:

Таблиця 8.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втратив ПЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ПЛЕП:109-701,701-703, 703-704 П/ст: 109701,703,704	-3	0	-4
2	ПЛЕП:7-702,702-703 П/ст:702	141	372	453

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 101,38 + 6594,832 + (-4) \cdot 2,65 = 6685,62 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 32,5 + 0 + 4532 \cdot 2,65 = 1232,97 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_{1(701+702+703+704)} = 28,99 \cdot 5200 + 12,5 \cdot 1200 = 165748 \text{ МВт·год};$$

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

$$П_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 150748 + 5,4 \cdot 0,12 \cdot 15000 - 6685,62 = 50972,25 \text{ тис.грн.};$$

$$П_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - 1232,97 = -1231,97 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту

розширення вцілому визначається наступним чином (8.1):

$$E_a = \frac{50972,23 / (1 + 0,2) + (-1231,97) / (1 + 0,2)^2}{253623,152 / (1 + 0,2) + 10840,04 / (1 + 0,2)^2} = 0,19$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,19 = 5,2 \text{ років.}$$

Таблиця 8.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	28,99
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	12,5
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5200
Сумарна електроенергія, відпущена абонентами	млн.кВт*год д	150,748
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	млн.кВт*год д	15,0
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	млн.грн.	264463,192
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	5,25
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розширення	МВт	2,088

Продовження таблиці 8.9

Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розширення	%	2,2
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розширення електричної мережі	млн.кВт*год д	0,449
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розширення	млн.кВт*год д	17,795

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Терміни окупності (5,25) підтверджують можливість на існування такого проекту.

## 9 СПОСОБИ ПОКРАЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Енергоефективність - це комплекс організаційних, економічних та технологічних заходів, спрямованих на підвищення значення раціонального використання енергетичних ресурсів у виробничій, побутовій та науково-технічній сферах [5]. На сьогоднішній день це є одним із глобальних трендів у світовій енергетиці. Саме підвищення енергоефективності та енергозбереження (далі – ПЕіЕ), а не нарощування виробництва енергоресурсів, стало за останні 30 років основним джерелом покриття потреб в енергетичних послугах.

Через очевидне зростання вартості енергоресурсів втрати, яким раніше приділялося набагато менше уваги, на сьогоднішній день стали коштувати занадто дорого. І збереження тенденції високого рівня втрат який завжди визначається лише рівнем зношеності електромережевого господарства. Реалізація окремих заходів, спрямованих на поліпшення ситуації, незважаючи на всі очевидні переваги та очікуваний економічний ефект, показала недосконалість виборчого підходу вирішення проблеми.

Виходячи з вищесказаного, існує нагальна потреба в комплексному вивченні процесів підвищення енергоефективності на основі підвищення енергоефективності електроенергетики в цілому та електричних мереж зокрема, що підтверджує високий відсоток електромережевої складової в ціні електроенергії та нереалізований світовий потенціал енергозбереження, що становить 80%.

Таким чином, підвищення енергоефективності визнано стратегічним завданням, пов'язаним з підтриманням технічного стану електромережевого комплексу на сучасному рівні, втрати електроенергії під час передачі у мережах зросли 1,5 разу у порівнянні з минулими десятиліттями, притому, що ефективність використання капіталовкладень знизилася в 2,5 разу [5].

Таким чином, проведення глибокої модернізації електромережевого господарства з орієнтиром на енергоефективність – один із основних напрямків



покращення ситуації в енергетиці.

Для електричних мереж щорічна розробка та виконання заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також виконання програми підвищення енергоефективності та енергозбереження дозволяють покращити техніко-економічні показники в роботі. Удосконалення технологічних процесів, оптимізація режимів споживання ресурсів, удосконалення схем електропостачання, реконструкція та модернізація енергетичних установок, впровадження нових технологій та устаткування, удосконалення засобів та систем обліку енергоресурсів та зниження втрат електроенергії при її транспорті – одні з важливих завдань. Частково вирішення їх можливе за рахунок [4]:

- скорочення величини втрат енергії у провідниках (60% втрат енергії при передачі припадає саме на провідники);
- збільшення пропускної спроможності електромереж;
- забезпечення безперебійності енергопостачання, а також підвищення надійності та довговічності ПЛЕП.

Одним із основних заходів економії паливно-енергетичних ресурсів є зменшення втрат електроенергії під час її транспортування в електричних мережах. Особливе місце цього критерію оптимальності режиму роботи електромереж визначається як напруженістю паливно-енергетичного балансу країни, так і тим, що певною мірою резерви економії палива на підприємствах електроенергетики вичерпані, а також втрати не тільки можливо, але й дуже необхідно зменшити, використовуючи економічно виправдані засоби, зокрема завдяки оптимальному управлінню передачею та розподілом електроенергії. Необхідною умовою розробки та реалізації ефективних заходів щодо зниження технологічних витрат електроенергії є розподіл її складових за причинами їх утворення та пошук шляхів усунення конкретних причин.

Втрати електроенергії в електричних мережах стали одним із важливих показників ефективності роботи енергопідприємств, характерним показником технічного стану електричних мереж, метрологічної відповідності засобів обліку

вимірювальних приладів, ефективності роботи енергонагляду. і збутова діяльність в електроенергетиці. При аналізі втрат електроенергії їх прийнято класифікувати за двома ознаками, такими як клас напруги електричної мережі та причини їх виникнення.

Втрати можна розділити на елементи за різними ознаками: характер втрат (постійні, змінні), класи напруги, групи елементів, виробничі одиниці та ін. Їх можна розділити на чотири складові:

1) технічні втрати електричної енергії, зумовлені фізичними процесами в електричних кабелях і пристроях, що відбуваються під час передачі електричної енергії в електричних мережах;

2) витрати електроенергії на власні потреби станції, необхідні для забезпечення роботи технологічного устаткування станції та життєдіяльності обслуговуючого персоналу, визначені на підставі показів лічильників, встановлених на трансформаторах власних потреб станції;

3) втрати електроенергії, спричинені інструментальними похибками їх вимірювань (інструментальні втрати);

4) комерційні збитки, спричинені розкраданням електричної енергії, недотриманням показників приладів обліку в розрахунках за електричну енергію побутовими споживачами та з інших причин, пов'язаних з організацією контролю споживання енергоресурсів.

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії складається з шести етапів: збір необхідної інформації, розрахунок втрат як показника роботи енергокомпанії та перевірка достовірності цих розрахунків, виявлення місць з підвищеним значенням втрат електроенергії, вибір ефективних дій, спрямована на їх зниження та проведення ретроспективного аналізу роботи енергосистем з точки зору ефективності реалізованих заходів, прогнозування втрат в енергосистемі.

## 9.1 Оптимізації перерізів проводів ліній електропередачі

Зниження втрат у розподільних мережах – частина загального завдання підвищення економічності роботи енергосистеми. Проте чи всяке зниження втрат у мережі підвищує економічність енергосистеми у цілому. Тому доцільність кожного заходу слід перевіряти техніко-економічними розрахунками.

Від чого залежить величина втрат? По-перше, від опору лінії. А оскільки залежність між ними прямо пропорційна, його потрібно знижувати. І якщо раніше для реалізації ПЛЕП обирали між міддю та алюмінієм, то зараз вибір став набагато ширшим: це і СП, і проводи типу Z, і провідники з композитним сердечником.

З урахуванням того, що мідь має майже вдвічі менші втрати, але вона набагато важча і дорожча за алюміній, для повітряних ліній зазвичай вибирають сталевалюмінієвий провід (рис. 9.1).



Рисунок 9.1 – Зразки проводів для повітряних ліній електропередачі

Слід зазначити, що для модернізації комплексу електричних мереж потрібні проводи нового покоління, які за характеристиками перевершують такі звичні вже всім сталевалюмінієві. І хоча сама вартість цих проводів буде в 2-5 рази більша (залежно від умов проекту), то за рахунок меншої кількості анкерних

та проміжних опор на лінії, економії на фундаментах опор, меншого значення теплових втрат, додаткової потужності, що передається тощо, економічний ефект виявиться суттєвим, а термін окупності становитиме від 0,3 до 3 років.

Другим джерелом втрат є реактивна потужність або, точніше, реактивне навантаження. Проблема компенсації реактивної енергії та потужності виникла одночасно із застосуванням на практиці змінного та особливо трифазного струму. При включенні в коло індуктивної або ємнісної складової навантаження (різні двигуни, промислові печі і навіть високовольтні лінії електропередач) між електроустановкою та джерелом виникає обмін потоками енергії, сумарна потужність якого дорівнює нулю, але при цьому він викликає додаткові втрати активної енергії, втрати напруги та знижує пропускну спроможність електричних мереж. Так як уникнути таких негативних впливів неможливо, необхідно просто звести їх до мінімуму [5].

Зі статистики відомо, що через некомпенсовану реактивну потужність споживач втрачає до 30% електроенергії. Щоб усунути такі типи втрат, використовуються компенсатори реактивної потужності. Ці пристрої випускаються серійно промисловістю. Причому вони бувають від «однорозеточного» варіанта до пристроїв, що встановлюються на трансформатор підстанції. Термін окупності пристроїв компенсації реактивної потужності становить 2 – 3 року [3].

До рекомендованих заходів щодо зниження втрат електроенергії у розподільчих мережах також належать оптимізація: робочої чи нормальної схеми електропостачання; розподіл навантаження між вузлами прийому електроенергії; режимів роботи схем електропостачання, підвищення робочого рівня напруги у мережі з допомогою регулювання напруги на генераторах і силових трансформаторів, регулювання напруги у вузлах навантаження та інших.[3].

Таким чином, для підвищення енергоефективності та енергозбереження у рамках модернізації електричних мереж необхідне: впровадження енергоефективних інноваційних рішень; удосконалення нормативно-технічної

бази у цьому напрямку, а також врахування ризиків експлуатації електричних мереж; перегляд методів та принципів проектування чи реконструкції об'єктів комплексу електричних мереж на етапі економічного обґрунтування з урахуванням вартості об'єктів та експлуатації; здійснення комплексного підходу.

Покращення енергоефективності електричних мереж дозволить не лише знизити споживання енергії та зменшити плату за користування нею, але дасть і інші серйозні позитивні результати, включаючи підвищення енергетичної безпеки за рахунок покращення макроекономічної ситуації та забезпечення збереження навколишнього середовища та природних ресурсів.

## 9.2 Експлуатація обладнання компенсації реактивної потужності в електромережах енергокомпаній

Одним із ефективних технічних заходів підвищення енергоефективності електромереж є встановлення та експлуатація пристроїв компенсації реактивної потужності.

Додаткове встановлення пристроїв регулювання та компенсації реактивної потужності буде ефективним, якщо заявлені витрати на їх спорудження та експлуатацію будуть нижчими за економічну ефективність, отриману при цьому в енергетиці.

$$Z_w + Z_Q + Z_U + Z_{\Pi} - Z_K \geq 0, \quad (9.1)$$

де  $Z_w$ ,  $Z_Q$ ,  $Z_U$ ,  $Z_{\Pi}$  – математичне сподівання ефекту відповідно від зниження втрат електроенергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в суб'єктах енергетики, дефіцитних за реактивною потужністю), підвищення рівня напруги і рівня пропускної здатності електричної мережі;  $Z_K$  – витрати на встановлення й експлуатацію пристрою, що компенсує чи регулює.

Найбільше піддаються кількісному оцінюванню величини  $Z_w$ ,  $Z_Q$ ,  $Z_K$ . Для

знаходження  $Z_U$  необхідно мати економічні характеристики якості напруги вузлів навантаження, однак в суб'єктах енергетики вони відсутні. Що стосується показника  $Z_P$ , то його можна визначити на підставі економічного аналізу варіантів розширення суб'єкта енергетики.

Важливість вибору пристроїв компенсації реактивної потужності полягає в тому, що поряд з вирішенням задачі знаходження оптимальної потужності необхідно визначити розташування та послідовність встановлення пристроїв компенсації (завдання на проектування). Оптимізувати режим роботи електричної мережі за реактивними потужностями з урахуванням синхронних генераторів, встановлених на станціях, СК в мережі та двигунів у споживачів (експлуатаційні завдання).

Оскільки режим роботи електричної мережі постійно змінюється, а компенсаційні пристрої встановлюються досить тривалий час, необхідно також вибрати оптимальні закони регулювання потужності КУ для забезпечення прийняттого рівня напруги у вузлах електричної мережі. Мережі під час її роботи в режимі керування. Тому оптимізація KRP є складним багатоцільовим завданням із багатьма обмеженнями. Вирішення цього завдання ще більше ускладнюється необхідністю систематичного обліку загальних витрат на виробництво та розподіл електроенергії по всій системі електропостачання, а також дотримання всіх технічних умов експлуатації мережі, що працює в штатному режимі (рис. 9.2).



Рисунок 9.2 – Зразки компенсуючих пристроїв

Зниження втрат електроенергії від установаження пристроїв КРП у складно замкненій електричній мережі суб'єкта енергетики з достатньою точністю може бути визначено за програмою оптимізації сталого режиму за реактивною потужністю з обліком знайдених оптимальних потужностей КРП і місць їх установаження.

Фактичне зниження втрат електроенергії, визначене за формулою (9.2), повинне бути зменшене на втрати в компенсуючих пристроях  $\Delta W_{\text{кп}}$  у мегават-годинах, а для батарей конденсаторів за формулою:

$$\Delta W_{\text{кп}} = \text{tg} \delta \cdot Q_{\text{кп}} \cdot T, \quad (9.2)$$

де  $\text{tg} \delta$  – відносні втрати електроенергії в компенсаторах;

$Q_{\text{кп}}$  – потужність компенсуючого пристрою, квар;

$T$  – час роботи компенсуючого пристрою, год.

Для орієнтованого оцінювання зниження втрат електроенергії від установаження і введення в роботу пристрою для компенсації в розімкненій електричній мережі  $\delta W$  у мегават-годинах можна скористатися формулою:

$$\delta W = \frac{2 \cdot Q_{\text{кп}} \cdot Q_n - Q_{\text{кп}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ек}} \cdot \tau \cdot K_n - \Delta W_{\text{кп}}, \quad (9.3)$$

де  $Q_n$  – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі, квар;

$Q_{\text{кп}}$  – потужність компенсуючих пристроїв, квар;

$U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга електричної мережі, В;

$R_{\text{ек}}$  – еквівалентний за втратами потужності опір електричної мережі. Ом;

$\tau$  – час найбільших втрат, год/рік;

$\Delta W_{\text{кп}}$  – втрати електроенергії в компенсуючих пристрій, МВт·год.

Неодноразово проведені оптимізаційні розрахунки для ряду суб'єктів енергетики показали високу техніко-економічну ефективність даного заходу.

За відсутності конкретних розрахунків ефективність заходу зі зниження втрат електроенергії може бути приблизно оцінено за укрупненими середніми питомими нормами.

Крім зниження втрат електроенергії, під час установа КРП відбувається зниження втрати напруги в електричній мережі. Так, якщо до проведення заходів щодо компенсації реактивної потужності втрати напруги дорівнювали

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U}, \quad (9.4)$$

то після проведення таких заходів (без обліку регульовального ефекту напруги, який в цьому випадку незначний) вони стали

$$\Delta U' = \frac{Pr + (Q - Q_{КП})x}{U} \quad (9.5)$$

При цьому зниження втрати напруги буде таким:

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = \frac{Q_{КП}X}{U} \quad (9.6)$$

Для встановлення компенсаторів необхідно визначити склад вузлів для яких доцільним є встановлення компенсуючих пристроїв з огляду на економічні та технічні фактори. Спочатку визначимо точку поточкорозподілу, в яку встановимо пристрій.



### 9.3 Підвищення енергоефективності електричних мереж шляхом використання регулюючих пристроїв трансформаторів енергії

Регулювання напруги здійснюється в генераторних шинах електростанції, шинах високої та середньої напруги великих вузлових підстанцій системних мереж, шинах центру електропостачання (ЦЕП) розподільних електричних мереж.

Регулювання напруги здійснюється за допомогою спеціальних технічних засобів, які називаються регулюючими пристроями. Всі ці регулюючі пристрої можна умовно розділити на два види: вузлові і лінійні. Вузлові пристрої змінюють параметри режиму мережі - напругу і реактивну потужність в точці підключення до мережі. Це генератори електростанцій, синхронні компенсатори, батареї конденсаторів, нерегульовані та регульовані дроселі, статичні регульовані джерела реактивної потужності.

Лінійні пристрої змінюють параметри ланцюга мережі - коефіцієнти трансформації, реактивний опір. Це трансформатори, автотрансформатори з пристроями регулювання напруги під навантаженням (перемикач РПН), спеціальні регульовальні трансформатори, конденсаторні вузли для поздовжньої компенсації індуктивного опору мережі.

Основним призначенням регулювання напруги в розподільних мережах напругою 6-20 кВ, які розташовані в безпосередній електричній близькості до споживачів, є підтримання відхилень напруги в межах, визначених ДСТУ 13109-97.



Рисунок 9.3 – Зразки пристроїв регулювання напруги трансформаторів

Основною метою регулювання напруги в розподільних мережах напругою 110-220 кВ є забезпечення економічного режиму їх роботи за рахунок зменшення втрат потужності та енергії.

Основною метою регулювання напруги в системних мережах напругою 330 кВ і вище є обмеження внутрішніх перенапруг з метою забезпечення надійної роботи ізолювальних пристроїв таких мереж, максимальна робоча напруга яких становить  $1,05 U_{ном}$ .

Однак у розподільних мережах підвищення рівня напруги призводить не тільки до зменшення втрат потужності, а й до збільшення споживаної активної і особливо реактивної потужності, відповідно до їх статичних характеристик напруги. Тому для знаходження доцільності підвищення рівня напруги в розподільчих мережах необхідно проаналізувати його вплив на зміни втрат потужності в мережі та споживання навантаження. Крім того, необхідно враховувати втрату споживачів через низьку якість напруги [4]. Отже, підвищення напруги постійного струму покращує якість електроенергії, але оскільки воно призводить до збільшення споживаної активної та реактивної потужності, ефект зменшення втрат електроенергії в ЕМ значно погіршується.

#### 9.4 Покращення енергоефективності ЕМ шляхом встановлення відновлювальних джерел енергії

Використання відновлюваних джерел енергії в електричних мережах потенційно може покращити їх техніко-економічні показники. Зокрема ВДЕ як додаткові джерела енергії можуть сприяти підвищенню структурної і режимної надійності електропостачання. Очікується також, що і в розподільних електричних мережах за рахунок наближення їх до споживачів втрати електроенергії під час її транспортування зменшаться, а також покращиться якість напруги. Проте, як свідчить досвід впровадження ВДЕ в електричних мережах, це не завжди так. Для України це питання актуальне як ніколи.

Вплив ВДЕ на якість електроенергії характеризується енергоефективністю. Це можливо, коли узгодити їх потужність з потужністю суміжного електроспоживання.

Встановлення ВДЕ великою потужності приєднується до шин підстанції вищого класу напруги. На нижшу сторону встановлюють ВДЕ, якщо виконується умова:

$$P_{ВДЕ} \ll P_{НАВ}. \quad (9.7)$$

При встановленні ВДЕ виникає дві актуальні задачі:

1. Для заданої потужності ВДЕ вибрати оптимальне місце приєднання;
2. Для заданого місця приєднання вибрати оптимальну встановлену потужність ВДЕ.

У якості критерія оптимальності слід приймати рентабельність та термін окупності з урахуванням зниження втрат та покращення якості електроенергії.

Знаходження терміну окупності встановлення ВДЕ недоцільне, адже ВДЕ встановлюються фізичними особами-підприємцями (ФОП) або приватними фірмами, які не належать підпорядкуванню енергосистемі України. Тому в якості критерія оптимальності може виступати розрахункове мінімальне значення натурального ефекту від упровадження заходу в даній електричній мережі за допомогою встановленої потужності ВДЕ. Він розраховується за формулою:

$$E = \Delta W \cdot B, \quad (9.8)$$

де  $E$  – вартість зекномленої електроенергії, млн. грн/рік.;

$\Delta W$  - кількість заощадженої електроенергії, млн.кВт·год/рік;

$B$  - вартість електроенергії за 1 кВт·год, грн./кВт·год..

Залежність натурального ефекту заощаджених коштів від встановленої потужності ВДЕ можна побачити на рис. 9.4

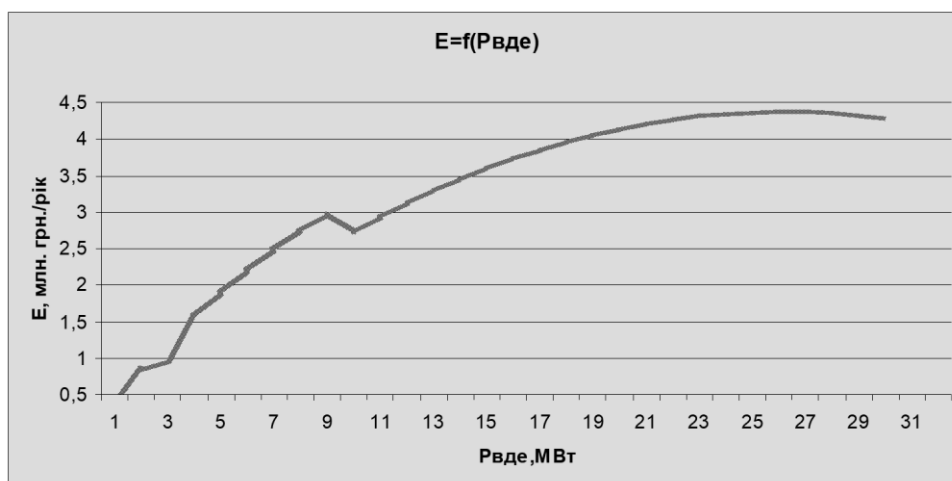


Рисунок 9.4 – Залежність натурального ефекту заощаджених коштів від встановленої потужності ВДЕ

За узгодженого планування роботи різнотипних ВДЕ досягається підвищення балансової надійності та зменшення споживання електроенергії від централізованих джерел. Розвантаження магістральних мереж і понижувальних трансформаторів в результаті генерування ВДЕ дозволяє зменшити в них втрати електроенергії. Очікується також, що і в розподільних електричних мережах за рахунок наближення ВДЕ до споживачів втрати електроенергії під час її транспортування зменшаться, а також покращиться якість напруги. Проте, як свідчить досвід впровадження ВДЕ в електричних мережах, це не завжди так.

Під час планування підвищення енергоефективності розподільних електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ в них слід розглядати два варіанти. Перший – без суттєвих змін в схемі електричної мережі та без оновлення її електроустаткування, інший – з реконструкцією і модернізацією електричних мереж. Враховуючи нинішній технічний стан устаткування мереж доцільнішим є другий варіант. Розвиваючись за цим варіантом, одночасно з покращанням технічного стану електричної мережі можна збільшувати установлену потужність ВДЕ до значень, які відповідають сонячному потенціалу, гідро- та вітроресурсу регіону. Тоді як за першим варіантом допустиму установлену потужність ВДЕ суттєво обмежує пропускна здатність елементів електричної мережі.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 10.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні, безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРП.

Під час роботи в діючих електропристрійх питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких пристрійх допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [15].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності», найголовнішим при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРП 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

10.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРП

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Розвиток районної електричної мережі 110 кВ та аналіз засобів блискавкозахисту» 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 [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;

- природне середовище;

- людина.

10.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електропристрійх.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електропристрійх 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;

- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;

– ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електропристрійх, 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 [28].

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 електропристрійх.

#### 10.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

##### 10.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура ( $1^{\circ}\text{C}$ ) 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 Іб 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 Допустима	Швидкість руху, X Допустима
		Верхня межа	Нижня		
Холод	Іб	20-	17-	75	не
Тепло		21-	19-	55 при	0.1-0.3

##### 10.4.2 Склад повітря робочої зони

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  $\text{мг}/\text{м}^3$ .

Таблиця 10.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		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 [15].

#### 10.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

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 [15]:

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

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

суміщене  $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$ .

#### 10.4.4 Штучне освітлення

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 [15]. 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.

#### 10.4.5 Виробничий шум

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 [24].

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	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

### 10.4.6 Виробнича вібрація

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 т постійних робочих місцях.

Таблиця 10.4 – Допустимі рівні вібрації т постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	<u>2,8</u> 115	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109

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

### 10.5 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 10.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. 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.

У роботі досліджуються блискавкозахист. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення  $R_z=0.5$  Ом.

Виконуємо загальне заземлення для всієї площі території підстанції 110/10, площа якої становить  $116 \times 78$  м<sup>2</sup>.

Приймаємо заземлюючий пристрій розміром  $116 \times 78$  м.

По таблиці 10.5 приймаємо в якості верхнього шару пісок ( $\rho_{1з} = 400$  Ом·м), в якості нижнього шару суглинок ( $\rho_{2л} = 100$  Ом·м). ВРП знаходиться в другій кліматичній зоні, тоді по таблиці 8.3  $h_c = 2$  м [27].

Таблиця 10.5 – Питомі опори ґрунтів

Ґрунт	$\rho$ Ом · м	Ґрунт	$\rho$ Ом · м
Пісок	400÷1000	Торф	20
Супісок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, вапняк	1000÷2000
Глина	8÷70	скелястий ґрунт	2000÷4000
Садова земля	40		

Таблиця 10.6 – Кліматичні зони

Кліматична зона	I	II	III	IV
Товщина шару сезонних змін $h_c$ , м	2,2	2,0	1,8	1,6

Приймаємо глибину закладення електродів  $t = 0,7$  м, відстань між горизонтальними смугами 15 м. Довжина вертикальних електродів  $l_B = 15$  м. Вертикальні електроди встановлені по периметру сітки в місцях перетину

внутрішніх провідників з контурним. Уточнюємо відстань між горизонтальними

провідниками. кількість комірок  $\frac{78}{15} = 5,2$  і  $\frac{116}{15} = 7,73$ . Приймаємо 4 і 7 комірок.

Відстань між поздовжніми провідниками  $\frac{78}{5} = 15,6$  м, між поперечними

$\frac{116}{7} = 16,57$  м. На рисунку 10.1 зображена схема заземлення.

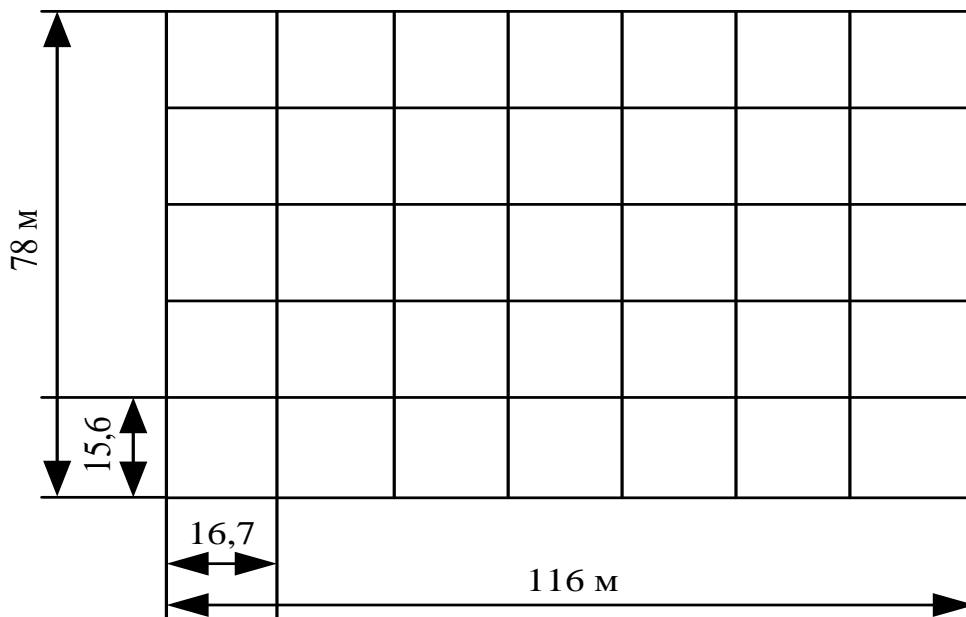


Рисунок 10.1 Схема заземлення ВРП 110 кВ.

Загальна довжина горизонтальних провідників:

$$L_T = 116 \cdot 5 + 78 \cdot 7 = 1320 \text{ (м)}.$$

Число вертикальних електродів  $n_B = 16,57$ , повна довжина вертикальних електродів

$$L_B = l_B \cdot n_B, \text{ (м)}.$$

$$L_B = 15 \cdot 16,57 = 248,55 \text{ (м)}.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками

$$\alpha = P / nB, \text{ (м)}.$$

$$\alpha = 388 / 16,57 = 23,4 \text{ (м)}.$$

Визначаємо опір заземлювача

$$R = A \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{ек.с}}}{L_{\Gamma} + L_B}, \text{ (Ом)},$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{9048} = 95,12 \text{ (м}^2\text{)},$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{15 + 0,7}{95,12} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}},$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot 0,16 = 0,34,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = \rho_2 \frac{\rho_1 \Delta}{\rho_2 \Delta}, \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1,$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,271g \frac{a}{l_B},$$

$$D = 0,43 \frac{2 - 0,7}{15} + 0,271g \frac{22,2}{15} = 0,09,$$

$$\rho_{\text{ек.с}} = 100 \frac{500 \Delta^{0,09}}{100 \Delta} = 113,288 \text{ (Ом} \cdot \text{м)},$$

$$R = 0,34 \frac{113,288}{95,12} + \frac{113,288}{1320 + 248,55} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e}, \text{ (Ом)}.$$

Опір природних заземлювачів наближено приймаємо  $R_e = 1,5 \text{ Ом}$  [13].

$$R_3 = \frac{0,43 \cdot 1,5}{0,43 + 1,5} = 0,334 \text{ (Ом)}.$$

Опір заземлювального пристрою нижче допустимого, але основною є величина допустимої напруги дотику.

По таблиці 10.7 для тривалості впливу  $\tau_B = 0,2 \text{ с}$  найбільша допустима напруга дотику УДОТ. ДОП = 400 В.

Таблиця 10.7 – Найбільша допустима напруга дотику

Тривалість дії, з	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	більше 1 до 3
Найбільш дозволена напруга дотику, В	500	400	200	130	100	65

Розраховуємо напругу, яка прикладена до людини:

$$U_L = I_{\Pi 0}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta, \text{ (В)}.$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт розподілу потенціалу по поверхні землі

$$\alpha = M \left( \frac{a \sqrt{S}}{I_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}.$$

З таблиці 10.8 визначаємо параметр М.



Таблиця 10.8 – Відношення опору верхнього шару ґрунту до нижнього

$\rho_1/\rho_2$	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10
M	0,36	0,50	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,80	0,82

Для  $\rho_1/\rho_2 = 4$  параметр  $M=0,72$ .

$$\alpha = 0,72 \left( \frac{23,4 \cdot 95,12}{15 \cdot 1320} \right)^{0,45} = 0,269$$

Коефіцієнт  $\beta = \frac{R_L}{R_L + R_C}$ ,

де  $R_L = 1000$  Ом – опір тіла людини;

$R_C = 1,5\rho_{в.ш.}$  – опір розтікання струму від ступнів.

$\rho_{в.ш.} = \rho_1 = 400$  – опір верхнього шару землі.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625$$

$$I_{П0}^{(1)} \approx I_{П0}^{(3)} = 10 \text{ (кА)}.$$

$$U_L = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,625 = 561 \text{ (В)}.$$

$$U_L > U_{ДОТ. ДОП}.$$

Для зменшення напруги дотику застосуємо підсіпку шару гравію товщиною 0,2 м по всій території ВРП. Питомий опір верхнього шару при

цьому  $\rho_{в.ш.} = 5000$  Ом·м, тоді

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118$$

Підсіпка гравієм не впливає на розтікання струму із заземлювального пристрою, так як глибина закладення заземлювачів 0,7 м більше товщини шару гравію, тому співвідношення  $\rho_1/\rho_2$  і величина M залишаються незмінними, тоді

напругу дотику

$$U_{\text{Л}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,334 \cdot 0,269 \cdot 0,118 = 106 \text{ (В)},$$

$U_{\text{Л}} < U_{\text{ДОТ. ДОП.}}$

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРП 110 кВ.

#### 10.6 Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРП згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних

щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [7,9].

Площа захисного пристрою становить  $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$ ; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити  $h_x = 13 \text{ м}$ ; висота блискавковідводу  $h = 21 \text{ м}$ .

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною  $L_1 = 35 \text{ м}$ . і шириною  $L_2 = 11,1 \text{ м}$ . рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

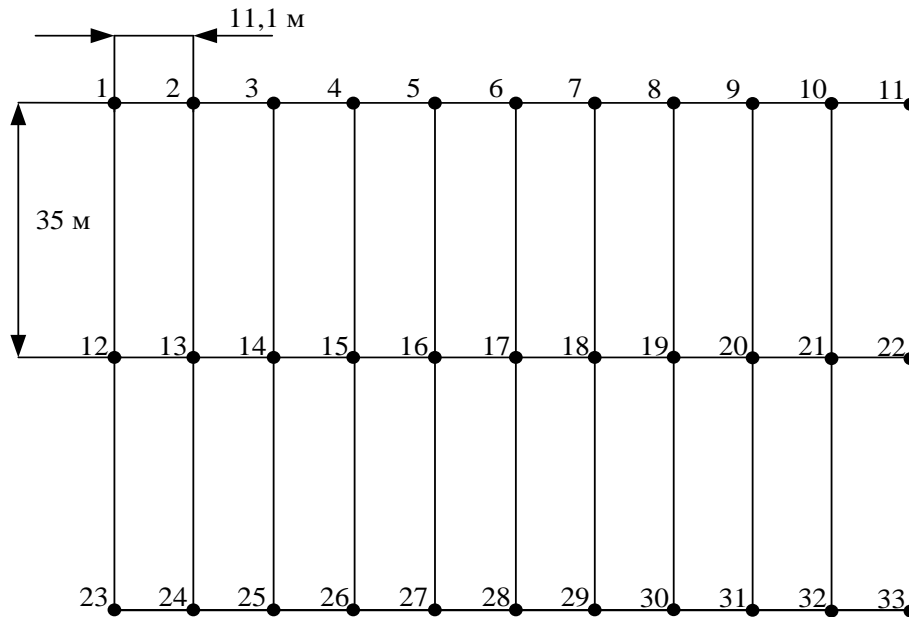


Рисунок 10.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу  $h \leq 60$  м;
- $r_x$  – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

- $h_0$  – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}.$$

- $b_x$  – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту [13].

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 - \sqrt{9 \cdot 21^2 + 0,25 \cdot 35^2} = 18,614 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (18,614 - 1,25 \cdot 13) = 7 \text{ (м)}.$$

Таблиця 10.5 – Розрахунки отриманих величин

	L <sub>1</sub> , м	L <sub>2</sub> , м	L <sub>3</sub> , м
r <sub>x</sub> , м	7,125	7,125	7,125
h <sub>0</sub> , м	18,614	20,76	18,379
b <sub>x</sub> , м	7	13,35	6,387

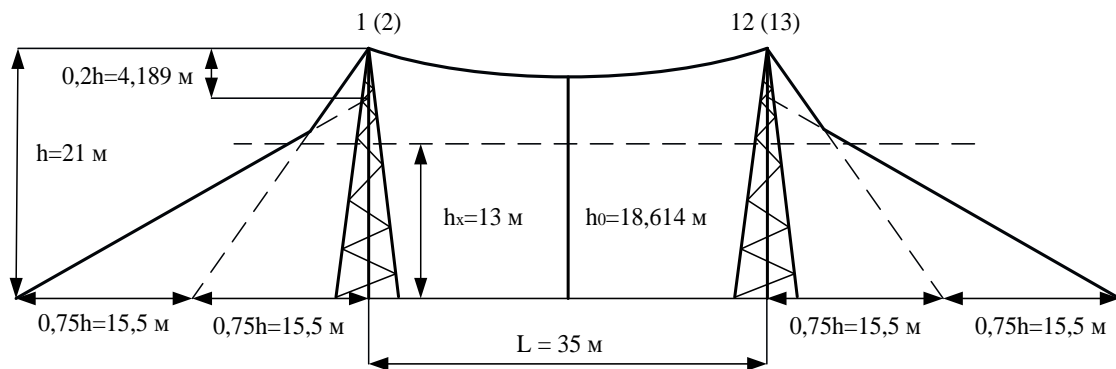


Рисунок 10.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

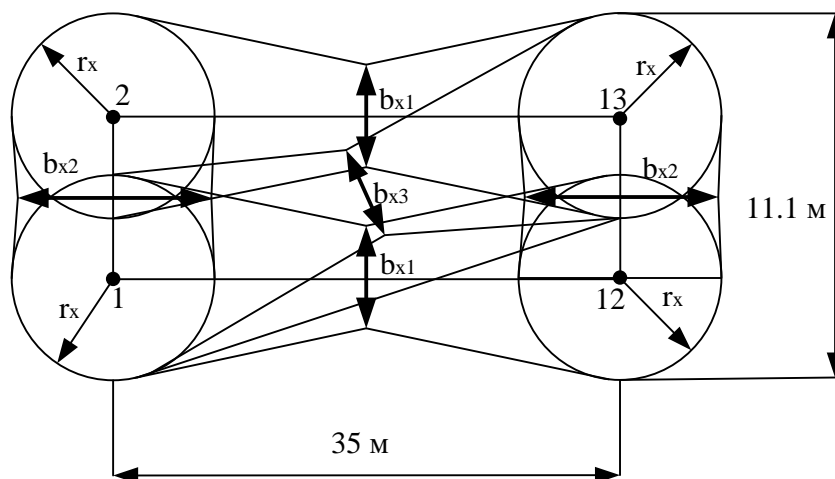


Рисунок 10.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРП 110 кВ задля пожежної безпеки.

## ВИСНОВКИ

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

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 704) та СЕС (вузол 703). 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 симплексметоду (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Щодо надійності, то для нової підстанції 703 за допомогою ПК «Надійність» визначили математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності.

Для нових ПС (701, 702, 703, 704) 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 спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Щодо вузла 12 то там пропонується здійснити реконструкцію існуючої підстанції.

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

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами

активної потужності – 2,328 МВт при сумарній активній потужності генерації 100,418МВт.

Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складає 264463,192 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0.19)$ , та швидкий термін окупності 5,2 років.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена розпорядженням Уряду від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
3. Цілі сталого розвитку: Україна. Національна доповідь. Міністерство економічного розвитку і торгівлі України, 2017. 174 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. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
8. Ліщак І. В. Оцінка надійності схем грозозахисту повітряних ліній електропередавання / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2014. – № 785 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 39-45.
9. ДСТУ EN 62305:2012 “Захист від блискавки”.
10. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих пристрійх", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
11. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Том І. Київ, 2015. 66 с.



12. Півняк Г. «Енергозбереження в промисловому секторі економіки». Энергосбережение № 8, 2007.

13. 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](http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf)

14. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

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

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

17. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кв до 150 кв та ліній електропередавання напругою від 0,38 кв до 150 кв. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

18. Бондарчук С. В., Войцещук І. В., Кирилко М.Ф. , Семенов М.О. Регулювання напруги для оптимізації режимів роботи електричних мереж/ Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2024)»- Вінниця: ВНТУ, 2023. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19650/16267>

## ДОДАТКИ

## Додаток А

**ПРОТОКОЛ**  
**ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА**  
**НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ**

Назва роботи: Розвиток електричних мереж з дослідженням способів покращення їх енергоефективності

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
 (БДР, МКР)

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

**Показники звіту подібності Unicheck**

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_  
 (підпис)

Вишневський С.Я.  
 (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи \_\_\_\_\_  
 (підпис)

Семенов М.О.  
 (прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
 (підпис)

Сікорська О.В.  
 (прізвище, ініціали)

## 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 ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ СПОСОБІВ ПОКРАЩЕННЯ ЇХ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

08-13.МКР.029.00.006 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., ст. викладач

\_\_\_\_\_ Сікорська О.В.

Магістрант групи 2ЕСМ-22 м

\_\_\_\_\_ Семенов М.О.

Вінниця 2023 р.

### 1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання підвищення енергоефективності електричних мереж важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, дослідження обладнання електричної підстанції.

б) наказ 247 від 18 вересня 2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

### 2. Мета і призначення МКР

а) мета – даної роботи є вибір оптимального варіанту розвитку електричних мереж за техніко-економічними показниками та дослідження способів покращення їх енергоефективності.

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		Примітка
		початок	кінець	
1.	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2.	Прогнозування електричних навантажень	21.09.23	25.09.23	
3.	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	26.09.23	03.10.23	
4.	Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування	04.10.23	11.10.23	
5.	Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	18.10.23	25.10.23	
6.	Оцінювання балансу потужностей	03.11.23	10.11.23	
7.	Розрахунок та аналіз усталених режимів ЕМ	15.11.23	18.11.23	
8.	Економічна частина. визначення оптимального варіанту розвитку електричної мережі	19.11.23	20.11.23	
9.	Способи покращення енергоефективності електричних мереж	21.11.23	25.11.23	
10.	Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях	26.11.23	30.11.23	
11.	Оформлення пояснювальної записки	01.12.23	03.12.23	
12.	Оформлення презентації	04.12.23	05.12.23	

## **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.

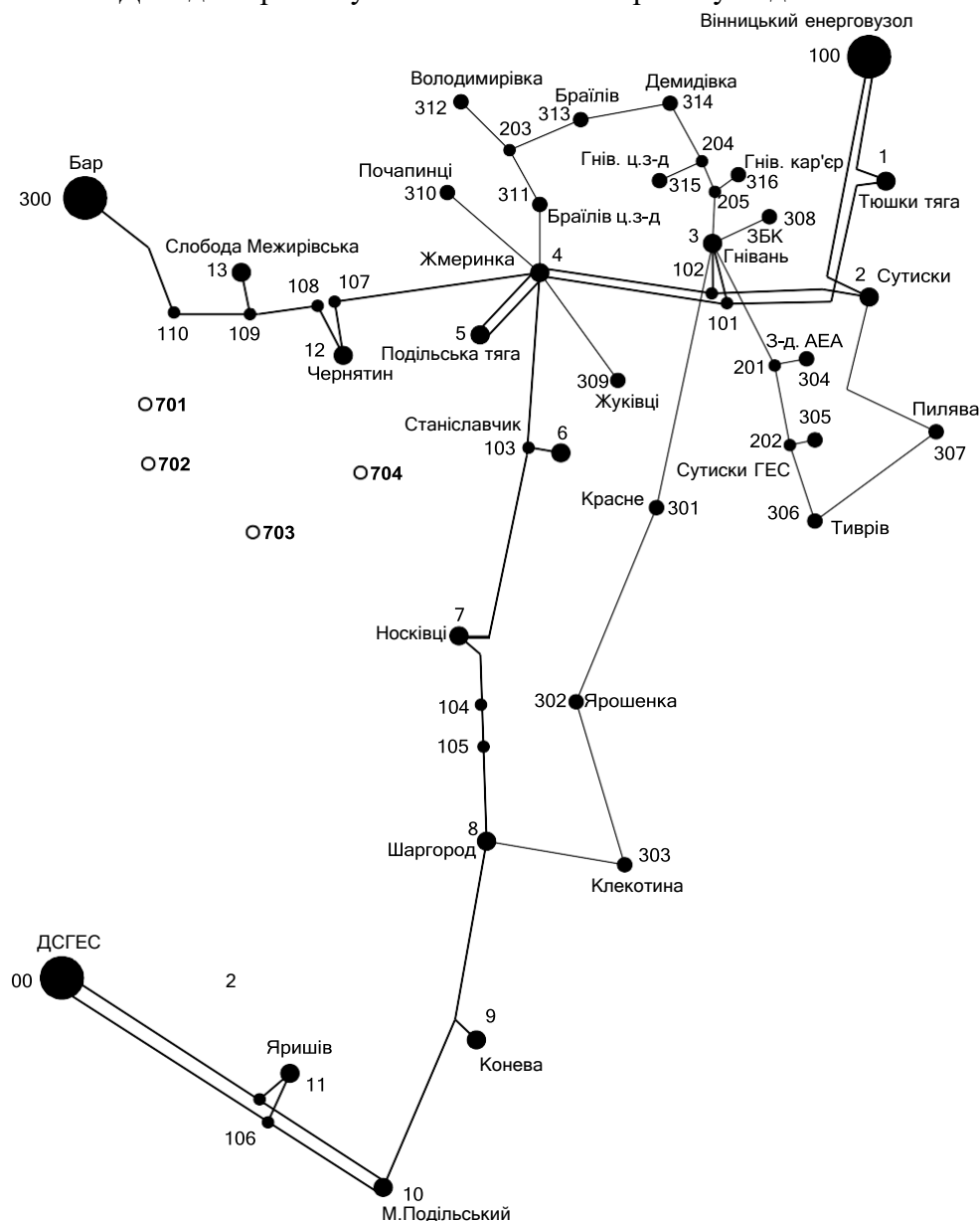
## **8. Вимоги до оформлення МКР**

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 1:60000). 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 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 450 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	СЕС 3 (703)	Нова 4 (704)
Навантаження, МВт	12,3	8,1	12,5	6,1
cos φ	0,89	0,88	1,00	0,9
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Макс. навантаж., %	85	88	90	92	94	96	97	98	99	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапінці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95



Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_n$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість транс-ів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладизинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівани	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Гиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапинці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівани ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівани кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_n$ , МВА	Марка трансформатора	Кільк. тран-в
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
300	Дністровська ГЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,89	6,2 + j3,18	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,87	2,4 + j1,36	ТМН-6300/110/10	1
4	Ферментний завод	0,9	9,2 + j4,46	ТРДН-25000/110/10	2
5	Тулчин	0,89	4,4 + j2,25	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
6	Рахни тяга	0,88	14,2 + j7,66	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
7	Суворівське	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
8	Вапнярка тяга	0,87	16, + j9,07	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
9	Лукашівка	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
10	Тростянець	0,9	4,2 + j2,03	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Соколівка	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
12	Крижопіль	0,9	3,6 + j1,74	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
13	Вапнярка	0,87	2,5 + j1,42	ТМН-6300/110/10	1
14	Томашпіль	0,88	2,4 + j1,3	ТМТН-6300/110/35/10 ТДТН-10000/110/35/10	2
15	Антонівка	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
16	Борівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
17	Моївка	0,88	4,0 + j2,16	ТДТН-10000/110/35/10	1
18	Гнатків	0,9	2,5 + j1,21	ТМН-6300/110/10	1
19	Дзигівка	0,87	2,2 + j1,25	ТМН-6300/110/10	1
20	Радянське	0,9	2,0 + j0,97	ТМН-6300/110/10	1
21	Ямпіль	0,87	3,5 + j1,98	ТДН-10000/110/10	1
22	Пороги	0,89	3,8 + j1,95	ТДТН-10000/110/35/10	1
23	Михайлівка	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
24	Івонівка	0,9	2,4 + j1,16	ТМН-6300/110/10	2
25	Коси	0,88	2,2 + j1,19	ТМН-6300/110/10	1
26	Мог. Подільс.	0,87	3,6 + j2,04	ТДТН-10000/110/35/10	2
27	Яришів	0,9	3,8 + j1,84	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2

## ДОДАТОК В

### РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 114.697 МВт / 1004.748 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 111.340 МВт / 975.338 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.367 МВт / 10.225 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.367 МВт / 10.225 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.737 МВт / 6.460 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.310 МВт / 1.339 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.047 МВт / 7.799 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.173 МВт / 18.023 млн.кВт\*г (1.8%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-17.777	-9.303	115.000	0.00
101		0.000	0.000	114.658	-0.16
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.574	-0.18
102		0.000	0.000	114.196	-0.35
104		0.000	0.000	113.855	-0.46
3	Брацлав	0.000	0.000	113.793	-0.47
5	Тульчин	0.000	0.000	113.616	-0.51
2	Немирів	0.000	0.000	113.644	-0.45
103		0.000	0.000	113.648	-0.46
6	Рахни тяга	0.000	0.000	111.241	-1.09
105		0.000	0.000	114.822	-0.07
4	ферментний завод	0.000	0.000	114.789	-0.08
106		0.000	0.000	114.792	-0.08
200		-72.703	-29.760	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	111.507	-1.52
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.258	-2.08
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.462	-0.23
109		0.000	0.000	112.748	-0.98
10	Тростянець	0.000	0.000	112.713	-0.99
108		0.000	0.000	112.688	-1.00
11	Соколівка	0.000	0.000	111.451	-1.55
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.852	-1.81
107		0.000	0.000	110.381	-2.02
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.380	-2.02
110		0.000	0.000	110.105	-2.20
14	Томашпіль	0.000	0.000	109.593	-2.53
111		0.000	0.000	109.177	-2.90
15	Антонівка	0.000	0.000	109.176	-2.91
16	Боріка	0.000	0.000	109.030	-3.11
17	Моївка	0.000	-5.200	109.026	-3.20
18	Гнатків	0.000	0.000	109.406	-2.60
19	Дзигівка	0.000	0.000	109.369	-2.61
112		0.000	0.000	109.389	-2.61
20	Радянське	0.000	0.000	109.314	-2.63
21	Ямпіль	0.000	0.000	109.540	-2.55
113		0.000	0.000	109.533	-2.55
22	Пороги	0.000	0.000	109.457	-2.58
23	Михайлівка	0.000	0.000	110.018	-2.29
24	Івонівка	0.000	0.000	110.505	-2.08
25	Коси	0.000	0.000	111.614	-1.63
114		0.000	0.000	111.883	-1.54
26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	112.946	-1.11
27	Яришів	0.000	0.000	114.784	-0.09
300		-24.218	-8.495	115.000	0.00
1001		2.390	1.160	10.702	-2.46
10021		0.000	0.000	109.784	-2.68
100235		0.000	0.000	37.102	-2.06
100021		0.000	0.000	111.877	-1.46
1002355		0.000	0.000	37.102	-2.06

1002100	0.000	0.000	10.482	-2.59
100210	6.180	3.170	10.482	-2.60
1003	2.390	1.360	10.586	-2.77
10041	9.170	4.350	10.258	-2.29
10042	0.000	0.000	10.481	-0.08
10051	0.000	0.000	112.560	-1.45
10053	0.000	0.000	37.668	-1.44
100510	4.390	2.240	10.734	-1.65
1051	0.000	0.000	112.325	-1.67
1053	0.000	0.000	37.668	-1.44
10510	0.000	0.000	10.735	-1.65
10061	0.000	0.000	109.922	-2.22
10063	0.000	0.000	26.285	-2.22
100610	14.160	7.640	10.436	-2.93
1061	0.000	0.000	109.922	-2.22
1063	0.000	0.000	26.285	-2.22
10610	0.000	0.000	10.436	-2.94
1071	2.590	1.260	10.376	-4.13
10081	0.000	0.000	108.673	-3.39
10083	0.000	0.000	25.986	-3.39
100810	15.960	9.050	10.301	-4.21
1081	0.000	0.000	108.673	-3.39
1083	0.000	0.000	25.986	-3.39
10810	0.000	0.000	10.301	-4.21
1091	2.190	1.190	10.689	-2.32
100103	0.000	0.000	37.243	-2.33
100101	0.000	0.000	111.245	-2.33
1001010	4.190	2.020	10.557	-3.11
10101	0.000	0.000	111.245	-2.33
10103	0.000	0.000	37.243	-2.33
101010	0.000	0.000	10.558	-3.11
1011	2.390	1.020	10.422	-3.97
100121	0.000	0.000	110.161	-2.47
1001210	3.590	1.740	10.496	-2.88
10121	0.000	0.000	110.164	-2.47
101213	0.000	0.000	36.881	-2.47
101210	0.000	0.000	10.496	-2.88
100131	2.490	1.420	10.235	-4.58
100141	0.000	0.000	108.432	-3.51
100143	0.000	0.000	36.301	-3.51
1001410	2.390	1.300	10.305	-4.09
10141	0.000	0.000	108.432	-3.51
10143	0.000	0.000	36.301	-3.51
101410	0.000	0.000	10.305	-4.09
10151	2.490	1.200	10.160	-5.53
10161	2.190	1.250	10.143	-5.41
10171	0.000	0.000	105.591	-5.97
10173	0.000	0.000	35.350	-5.97
101710	3.990	2.150	9.912	-7.64
10181	2.490	1.210	10.181	-5.21
10191	2.190	1.250	10.176	-4.90
10201	1.990	0.970	10.231	-4.71
10211	3.490	1.970	10.199	-4.86
10221	0.000	0.000	106.379	-5.18
10223	0.000	0.000	35.614	-5.18
102210	3.790	1.940	10.006	-6.74
10231	2.290	1.300	10.228	-4.65
100241	2.390	1.160	10.440	-3.29
10241	0.000	0.000	10.440	-3.29
10251	2.190	1.190	10.409	-3.82
100261	0.000	0.000	111.508	-2.25
10026	0.000	0.000	37.331	-2.25
1002610	3.590	2.030	10.584	-2.92
10261	0.000	0.000	111.507	-2.25
10263	0.000	0.000	37.331	-2.25
102610	0.000	0.000	10.584	-2.92
100271	0.000	0.000	113.931	-0.88
100273	0.000	0.000	38.129	-0.88
1002710	3.790	1.830	10.871	-1.05
10271	0.000	0.000	113.741	-1.07
10273	0.000	0.000	38.129	-0.88
102710	0.000	0.000	10.872	-1.05
100123	0.000	0.000	36.881	-2.47
1151	0.000	0.000	114.805	-0.08
1152	0.000	0.000	114.147	-0.47

---

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.673	3.504	8.657	3.469	0.016	0.035	0.047	0.342
101	102	6.248	3.080	6.234	3.047	0.015	0.033	0.035	0.463
102	104	6.234	3.738	6.221	3.716	0.012	0.022	0.037	0.343
104	5	3.812	2.835	3.807	2.825	0.005	0.010	0.024	0.240
5	103	-0.974	0.202	-0.974	0.201	0.000	0.001	-0.005	-0.033
103	2	-0.974	0.779	-0.974	0.779	0.000	0.000	-0.006	0.004
2	100	-9.040	-5.659	-9.103	-5.799	0.062	0.139	-0.054	-1.360
2	10021	5.477	4.762	5.466	4.391	0.011	0.370	0.037	3.976
10021	100235	-2.527	-1.983	-2.529	-2.029	0.002	0.046	-0.017	-1.088
100235	1002355	-2.529	-2.029	-2.529	-2.029	0.000	0.000	-0.050	-0.000
100021	1002355	2.531	2.075	2.529	2.029	0.002	0.046	0.017	1.088
2	100021	2.534	2.153	2.531	2.075	0.002	0.078	0.017	1.800
12	100121	1.012	0.506	1.012	0.491	0.001	0.015	0.006	0.738
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.317	2.578	1.280	0.001	0.038	0.015	0.735
10121	101210	2.529	1.267	2.528	1.244	0.001	0.023	0.015	0.463
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.155	0.000
100121	1001210	1.061	0.504	1.060	0.494	0.001	0.009	0.006	0.462
10	100101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.543
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.543
10101	101010	2.097	1.045	2.094	1.008	0.002	0.037	0.012	0.937
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.127	0.000
100101	1001010	2.096	1.047	2.093	1.011	0.002	0.037	0.012	0.939
10021	100210	7.992	6.374	7.969	6.374	0.023	0.000	0.054	0.190
100210	1002100	1.793	3.206	1.793	3.206	0.000	0.000	0.202	0.000
21	1002100	-1.790	-3.206	-1.793	-3.206	0.003	0.000	-0.019	-0.041
21	112	3.703	1.513	3.700	1.507	0.004	0.005	0.021	0.155
112	19	1.694	0.878	1.694	0.878	0.000	0.000	0.010	0.021
19	18	-0.513	-0.218	-0.513	-0.218	0.000	0.000	-0.003	-0.039
18	14	-3.022	-1.079	-3.025	-1.085	0.004	0.006	-0.017	-0.192
14	110	-14.247	-1.158	-14.307	-1.244	0.060	0.086	-0.075	-0.537
110	8	-14.307	-0.949	-14.324	-0.982	0.018	0.032	-0.075	-0.162
8	107	-5.440	-1.773	-5.444	-1.781	0.004	0.008	-0.030	-0.127
107	12	-7.953	-2.991	-7.976	-3.032	0.023	0.042	-0.044	-0.484
10	109	-18.409	-7.248	-18.413	-7.254	0.004	0.006	-0.101	-0.035
109	9	-18.413	-6.727	-18.602	-7.073	0.188	0.344	-0.100	-1.729
9	200	-20.809	-7.756	-20.875	-7.877	0.066	0.120	-0.112	-0.539
8	7	-24.938	-9.082	-25.129	-9.432	0.190	0.348	-0.139	-1.282
7	106	-27.738	-10.006	-28.288	-11.013	0.548	1.002	-0.152	-3.325
106	4	-0.452	1.463	-0.452	1.462	0.000	0.000	-0.008	0.003
4	105	-9.700	-3.745	-9.702	-3.748	0.002	0.003	-0.052	-0.033
105	200	-23.933	-10.033	-23.957	-10.078	0.025	0.045	-0.130	-0.178
105	5	14.231	6.788	14.132	6.609	0.098	0.179	0.079	1.210
106	200	-27.836	-11.744	-27.870	-11.805	0.033	0.061	-0.152	-0.208
8	10081	7.987	4.930	7.981	4.678	0.006	0.251	0.049	1.702
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.001	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.988	4.930	7.982	4.678	0.006	0.251	0.049	1.702
1081	10810	7.992	4.657	7.986	4.501	0.006	0.155	0.049	1.072
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.513	0.001
10081	100810	7.971	4.699	7.965	4.543	0.006	0.155	0.049	1.080
14	100141	0.925	0.535	0.924	0.514	0.001	0.021	0.006	1.257
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100143	10143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
14	10141	1.468	0.852	1.466	0.818	0.001	0.034	0.009	1.257
10141	101410	1.466	0.817	1.465	0.797	0.001	0.020	0.009	0.760
101410	1001410	1.465	0.797	1.465	0.797	0.000	0.000	0.093	0.000
100141	1001410	0.924	0.514	0.923	0.502	0.001	0.012	0.006	0.761
21	23	-9.252	-2.342	-9.281	-2.395	0.029	0.053	-0.050	-0.499
23	24	-11.589	-3.391	-11.628	-3.448	0.039	0.056	-0.063	-0.502
24	25	-14.041	-4.235	-14.147	-4.389	0.106	0.154	-0.076	-1.136
25	114	-16.354	-5.318	-16.385	-5.355	0.031	0.038	-0.089	-0.274
114	26	-16.385	-4.976	-16.503	-5.147	0.117	0.170	-0.088	-1.082
26	1152	-20.138	-6.840	-20.274	-7.141	0.135	0.299	-0.109	-1.219
1152	300	-20.274	-6.426	-20.371	-6.642	0.097	0.215	-0.107	-0.857
26	100261	1.798	1.092	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.503
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000

10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.798	1.092	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.503
10261	102610	1.796	1.042	1.794	1.013	0.002	0.029	0.011	0.908
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.112	0.000
100261	1002610	1.795	1.044	1.793	1.016	0.002	0.029	0.011	0.910
24	100241	1.196	0.613	1.194	0.580	0.002	0.032	0.007	1.464
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.073	-0.000
24	10241	1.197	0.612	1.194	0.579	0.002	0.032	0.007	1.463
10051	10053	0.955	0.351	0.954	0.351	0.000	0.000	0.005	0.044
10053	1053	0.954	0.351	0.954	0.351	0.000	0.000	0.016	0.000
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.351	0.000	0.004	-0.005	-0.202
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.004	0.000	0.022	0.091
10510	100510	3.837	1.825	3.837	1.825	0.000	0.000	0.228	0.000
10051	100510	0.550	0.417	0.550	0.413	0.000	0.003	0.004	0.342
5	10051	1.507	0.799	1.505	0.767	0.001	0.032	0.009	1.088
5	1051	2.889	1.555	2.887	1.479	0.002	0.076	0.017	1.334
10061	100610	7.072	3.953	7.067	3.836	0.004	0.116	0.042	0.878
100610	10610	-7.084	-3.799	-7.084	-3.799	0.000	0.000	-0.444	-0.001
1061	10610	7.089	3.916	7.084	3.799	0.004	0.116	0.042	0.871
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1063	10063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10061	7.084	4.123	7.080	3.934	0.004	0.188	0.042	1.381
6	1061	7.085	4.123	7.081	3.935	0.004	0.188	0.042	1.381
27	100271	1.300	0.649	1.299	0.626	0.001	0.023	0.007	0.866
100271	100273	0.822	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.038
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.158
27	10271	2.493	1.262	2.492	1.208	0.002	0.054	0.014	1.062
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.018	0.078
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.192	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.278
15	10151	2.498	1.348	2.488	1.199	0.010	0.149	0.015	3.302
4	10041	9.185	4.800	9.164	4.347	0.021	0.451	0.052	2.534
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
25	10251	2.196	1.305	2.189	1.189	0.008	0.115	0.013	2.984
12	11	-11.615	-4.570	-11.657	-4.647	0.042	0.077	-0.065	-0.614
7	1071	2.599	1.414	2.588	1.259	0.010	0.155	0.015	3.270
9	1091	2.196	1.299	2.189	1.189	0.007	0.109	0.013	2.801
23	10231	2.297	1.433	2.289	1.299	0.009	0.133	0.014	3.352
21	10211	3.499	2.165	3.488	1.969	0.011	0.195	0.022	3.179
20	10201	1.995	1.064	1.989	0.969	0.006	0.094	0.012	2.589
11	1011	2.397	1.145	2.388	1.019	0.008	0.125	0.014	2.704
11	108	-14.064	-5.113	-14.170	-5.306	0.105	0.193	-0.077	-1.261
107	13	2.509	1.640	2.509	1.640	0.000	0.000	0.016	0.000
18	10181	2.498	1.358	2.488	1.209	0.010	0.148	0.015	3.290
19	10191	2.197	1.373	2.189	1.249	0.008	0.123	0.014	3.254
112	20	2.006	0.984	2.005	0.983	0.001	0.001	0.012	0.077
21	113	3.826	2.256	3.826	2.256	0.000	0.000	0.023	0.008
5	6	14.470	8.431	14.249	8.112	0.219	0.318	0.085	2.391
1	1001	2.397	1.283	2.388	1.159	0.008	0.124	0.014	2.792
113	22	3.826	2.343	3.824	2.339	0.002	0.003	0.024	0.078
22	10221	3.805	2.311	3.796	2.076	0.009	0.234	0.023	3.402
10221	10223	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10221	102210	3.796	2.076	3.788	1.939	0.009	0.136	0.023	2.053
13	100131	2.499	1.577	2.488	1.419	0.010	0.157	0.015	3.650
108	10	-14.170	-4.813	-14.172	-4.816	0.002	0.003	-0.077	-0.026
101	1	2.409	1.222	2.408	1.221	0.001	0.002	0.014	0.084
104	3	2.409	1.476	2.408	1.475	0.001	0.001	0.014	0.062
3	1003	2.398	1.495	2.388	1.359	0.009	0.135	0.014	3.243
300	1151	3.847	1.853	3.843	1.845	0.004	0.009	0.021	0.195
1151	27	3.843	2.184	3.843	2.183	0.000	0.001	0.022	0.021
14	111	8.798	-0.666	8.760	-0.721	0.038	0.055	0.046	0.450
111	15	8.760	-0.373	8.759	-0.373	0.000	0.000	0.046	0.001
15	16	6.251	-1.547	6.237	-1.567	0.014	0.020	0.034	0.165
16	17	4.031	-2.636	4.026	-2.642	0.004	0.006	0.025	0.014
17	10171	4.008	2.578	3.998	2.307	0.010	0.271	0.025	3.838
10171	10173	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10171	101710	3.998	2.307	3.987	2.149	0.010	0.157	0.025	2.310
16	10161	2.197	1.374	2.189	1.249	0.008	0.124	0.014	3.301

**ДОДАТОК Г**  
**РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЕМ ПІСЛЯ**  
**ПРИЄДНАННЯ НОВИХ СПОЖИВАЧІВ**

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
 Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 151.852 МВт / 1330.223 млн.кВт\*г  
 Відпущено потужн./ел.енерг.: 147.460 МВт / 1291.750 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.088 МВт / 13.337 млн.кВт\*г  
 Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в ЛЕП: 3.088 МВт / 13.337 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.846 МВт / 7.409 млн.кВт\*г  
 Втрати нав. в трансформаторах: 0.528 МВт / 2.281 млн.кВт\*г  
 Сумарні втрати в трансформаторах: 1.374 МВт / 9.691 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.332 МВт / 23.027 млн.кВт\*г (1.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-17.128	-9.577	115.000	0.00
101		0.000	0.000	114.658	-0.16
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.573	-0.18
102		0.000	0.000	114.196	-0.34
104		0.000	0.000	113.855	-0.44
3	Брацлав	0.000	0.000	113.793	-0.45
5	Тульчин	0.000	0.000	113.616	-0.49
2	Немирів	0.000	0.000	113.646	-0.41
103		0.000	0.000	113.651	-0.42
6	Рахни тяга	0.000	0.000	111.241	-1.07
105		0.000	0.000	114.820	-0.06
4	ферментний завод	0.000	0.000	114.787	-0.07
106		0.000	0.000	114.790	-0.07
200		-68.524	-32.988	115.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	111.411	-1.27
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	110.117	-1.72
9	Лукашівка	0.000	0.000	114.453	-0.21
109		0.000	0.000	112.703	-0.86
10	Тростянець	0.000	0.000	112.668	-0.87
108		0.000	0.000	112.643	-0.88
11	Соколівка	0.000	0.000	111.369	-1.34
12	Крижопіль	0.000	0.000	110.747	-1.54
107		0.000	0.000	110.250	-1.69
13	Вапнярка	0.000	0.000	110.250	-1.69
110		0.000	0.000	109.941	-1.80
14	Томашпіль	0.000	0.000	109.395	-1.97
111		0.000	0.000	108.905	-1.99
15	Антонівка	0.000	0.000	108.903	-1.99
16	Боріка	0.000	0.000	108.706	-1.94
17	Моївка	0.000	0.000	108.673	-1.90
18	Гнатків	0.000	0.000	109.217	-2.13
19	Дзигівка	0.000	0.000	109.191	-2.24
112		0.000	0.000	109.214	-2.25
20	Радянське	0.000	0.000	109.138	-2.27
21	Ямпіль	0.000	0.000	109.372	-2.25
113		0.000	0.000	109.364	-2.25
22	Пороги	0.000	0.000	109.288	-2.27
23	Михайлівка	0.000	0.000	109.882	-2.03
24	Івонівка	0.000	0.000	110.385	-1.86
25	Коси	0.000	0.000	111.521	-1.47
114		0.000	0.000	111.793	-1.40
26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	112.877	-1.02
27	Яришів	0.000	0.000	112.482	-0.84
300		-58.200	-32.331	115.000	0.00
1001		2.390	1.160	10.702	-2.46
10021		0.000	0.000	109.572	-2.39
100235		0.000	0.000	37.051	-1.84
100021		0.000	0.000	111.783	-1.31
1002355		0.000	0.000	37.051	-1.84

1002100	0.000	0.000	10.463	-2.30
100210	6.180	3.170	10.463	-2.30
1003	2.390	1.360	10.586	-2.76
10041	9.170	4.350	10.258	-2.29
10042	0.000	0.000	10.481	-0.07
10051	0.000	0.000	112.560	-1.43
10053	0.000	0.000	37.668	-1.43
100510	4.390	2.240	10.734	-1.63
1051	0.000	0.000	112.325	-1.65
1053	0.000	0.000	37.668	-1.43
10510	0.000	0.000	10.735	-1.63
10061	0.000	0.000	109.922	-2.21
10063	0.000	0.000	26.285	-2.21
100610	14.160	7.640	10.436	-2.92
1061	0.000	0.000	109.922	-2.21
1063	0.000	0.000	26.285	-2.21
10610	0.000	0.000	10.436	-2.92
1071	2.590	1.260	10.366	-3.89
10081	0.000	0.000	108.530	-3.03
10083	0.000	0.000	25.952	-3.03
100810	15.960	9.050	10.287	-3.85
1081	0.000	0.000	108.530	-3.03
1083	0.000	0.000	25.952	-3.03
10810	0.000	0.000	10.288	-3.86
1091	2.190	1.190	10.688	-2.29
100103	0.000	0.000	37.228	-2.21
100101	0.000	0.000	111.200	-2.21
1001010	4.190	2.020	10.553	-2.99
10101	0.000	0.000	111.200	-2.21
10103	0.000	0.000	37.228	-2.21
101010	0.000	0.000	10.553	-2.99
1011	2.390	1.020	10.414	-3.75
100121	0.000	0.000	110.056	-2.20
1001210	3.590	1.740	10.486	-2.61
10121	0.000	0.000	110.059	-2.20
101213	0.000	0.000	36.846	-2.20
101210	0.000	0.000	10.486	-2.61
100131	2.490	1.420	10.222	-4.26
100141	0.000	0.000	108.232	-2.96
100143	0.000	0.000	36.234	-2.96
1001410	2.390	1.300	10.286	-3.54
10141	0.000	0.000	108.232	-2.96
10143	0.000	0.000	36.234	-2.96
101410	0.000	0.000	10.286	-3.54
10151	2.490	1.200	10.134	-4.63
10161	2.190	1.250	10.111	-4.26
10171	0.000	0.000	105.223	-4.68
10173	0.000	0.000	35.227	-4.68
101710	3.990	2.150	9.876	-6.36
10181	2.490	1.210	10.163	-4.75
10191	2.190	1.250	10.159	-4.53
10201	1.990	0.970	10.214	-4.36
10211	3.490	1.970	10.183	-4.56
10221	0.000	0.000	106.204	-4.89
10223	0.000	0.000	35.556	-4.89
102210	3.790	1.940	9.989	-6.45
10231	2.290	1.300	10.214	-4.40
100241	2.390	1.160	10.428	-3.07
10241	0.000	0.000	10.428	-3.07
10251	2.190	1.190	10.400	-3.67
100261	0.000	0.000	111.438	-2.16
10026	0.000	0.000	37.308	-2.16
1002610	3.590	2.030	10.577	-2.83
10261	0.000	0.000	111.438	-2.16
10263	0.000	0.000	37.308	-2.16
102610	0.000	0.000	10.577	-2.83
100271	0.000	0.000	111.610	-1.67
100273	0.000	0.000	37.352	-1.66
1002710	3.790	1.830	10.649	-1.84
10271	0.000	0.000	111.417	-1.86
10273	0.000	0.000	37.352	-1.66
102710	0.000	0.000	10.649	-1.85
100123	0.000	0.000	36.846	-2.20
1151	0.000	0.000	112.710	-0.77
1152	0.000	0.000	114.119	-0.43
501	0.000	0.000	111.003	-1.44
502	0.000	0.000	109.677	-1.70
503	0.000	0.000	109.170	-1.76
504	0.000	0.000	108.418	-1.92



501110				17.970	8.890	10.214	-5.11
5011102				0.000	0.000	10.215	-5.12
502110				8.480	4.110	10.192	-4.51
5021102				0.000	0.000	10.193	-4.51
503110				-8.000	0.000	10.428	0.55
5031102				0.000	0.000	10.427	0.55
504110				9.670	5.220	9.527	-8.84
5041102				0.000	0.000	9.527	-8.84

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.544	3.567	8.529	3.532	0.015	0.034	0.046	0.343
101	102	6.120	3.144	6.105	3.111	0.015	0.032	0.035	0.464
102	104	6.105	3.802	6.093	3.781	0.012	0.022	0.036	0.342
104	5	3.684	2.900	3.679	2.890	0.005	0.009	0.024	0.240
5	103	-1.332	0.370	-1.332	0.369	0.001	0.002	-0.007	-0.036
103	2	-1.332	0.947	-1.333	0.947	0.000	0.000	-0.008	0.004
2	100	-8.525	-5.879	-8.584	-6.011	0.059	0.131	-0.053	-1.357
2	10021	4.877	5.025	4.866	4.680	0.010	0.344	0.036	4.166
10021	100235	-2.253	-2.119	-2.256	-2.162	0.002	0.043	-0.016	-1.138
100235	1002355	-2.256	-2.162	-2.256	-2.162	0.000	0.000	-0.049	-0.000
100021	1002355	2.258	2.205	2.256	2.162	0.002	0.043	0.016	1.138
2	100021	2.260	2.277	2.258	2.205	0.002	0.072	0.016	1.889
12	100121	1.012	0.506	1.012	0.491	0.001	0.015	0.006	0.733
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.318	2.578	1.280	0.001	0.038	0.015	0.730
10121	101210	2.529	1.267	2.528	1.244	0.001	0.023	0.015	0.460
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.155	0.000
100121	1001210	1.061	0.504	1.060	0.494	0.001	0.009	0.006	0.459
10	100101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.538
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.109	2.096	1.046	0.002	0.063	0.012	1.538
10101	101010	2.097	1.045	2.094	1.008	0.002	0.037	0.012	0.934
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.127	0.000
100101	1001010	2.096	1.048	2.093	1.011	0.002	0.037	0.012	0.936
10021	100210	7.120	6.799	7.098	6.799	0.022	0.000	0.052	0.169
100210	1002100	0.922	3.631	0.922	3.631	0.000	0.000	0.206	0.000
21	1002100	-0.918	-3.631	-0.922	-3.631	0.003	0.000	-0.020	-0.019
21	112	1.904	2.936	1.901	2.931	0.003	0.004	0.018	0.158
112	19	-0.105	2.301	-0.105	2.300	0.000	0.000	-0.012	0.022
19	18	-2.312	1.203	-2.315	1.199	0.003	0.004	-0.014	-0.034
18	14	-4.823	0.336	-4.832	0.323	0.009	0.013	-0.026	-0.188
14	110	-10.446	-4.534	-10.484	-4.589	0.038	0.055	-0.060	-0.558
110	8	-10.484	-4.295	-10.495	-4.316	0.011	0.020	-0.059	-0.180
8	107	-4.163	-2.881	-4.166	-2.887	0.003	0.006	-0.026	-0.135
107	12	-6.675	-4.098	-6.695	-4.133	0.019	0.036	-0.041	-0.505
10	109	-17.113	-8.324	-17.117	-8.329	0.004	0.006	-0.097	-0.035
109	9	-17.117	-7.803	-17.291	-8.122	0.174	0.317	-0.096	-1.761
9	200	-19.498	-8.805	-19.559	-8.917	0.061	0.112	-0.108	-0.548
8	7	-22.385	-11.311	-22.556	-11.624	0.170	0.312	-0.131	-1.316
7	106	-25.165	-12.200	-25.661	-13.107	0.494	0.903	-0.145	-3.406
106	4	0.359	0.706	0.359	0.706	0.000	0.000	0.004	0.003
4	105	-8.889	-4.501	-8.891	-4.504	0.002	0.002	-0.050	-0.033
105	200	-22.890	-10.889	-22.913	-10.932	0.023	0.043	-0.127	-0.180
105	5	13.999	6.888	13.903	6.712	0.096	0.175	0.078	1.208
106	200	-26.021	-13.082	-26.052	-13.139	0.031	0.057	-0.146	-0.210
8	10081	7.987	4.931	7.981	4.678	0.006	0.251	0.049	1.689
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.001	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.988	4.931	7.982	4.679	0.006	0.251	0.049	1.689
1081	10810	7.992	4.657	7.986	4.501	0.006	0.156	0.049	1.064
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.514	0.001
10081	100810	7.971	4.700	7.965	4.543	0.006	0.156	0.049	1.072
14	111	3.190	4.116	3.177	4.096	0.013	0.019	0.027	0.490
111	15	3.177	4.443	3.177	4.443	0.000	0.000	0.029	0.002
15	16	0.669	3.267	0.665	3.262	0.004	0.005	0.018	0.194
16	17	-1.542	2.190	-1.543	2.189	0.001	0.002	-0.014	0.030
17	503	-11.702	-6.291	-11.741	-6.347	0.039	0.056	-0.070	-0.505
503	502	-7.450	-6.647	-7.477	-6.686	0.027	0.039	-0.053	-0.511
502	501	-16.010	-11.049	-16.153	-11.256	0.142	0.206	-0.102	-1.339

501	27	-34.226	-21.387	-34.455	-22.031	0.228	0.642	-0.210	-1.501
27	1151	-38.296	-23.969	-38.341	-24.069	0.045	0.100	-0.231	-0.230
1151	300	-38.341	-23.743	-38.793	-24.745	0.450	0.998	-0.231	-2.300
27	100271	1.300	0.650	1.299	0.626	0.001	0.024	0.007	0.907
100271	100273	0.822	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.039
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.167
27	10271	2.494	1.265	2.492	1.208	0.002	0.056	0.014	1.112
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.019	0.079
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.196	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.288
501	501110	9.016	5.212	8.977	4.448	0.039	0.761	0.054	4.605
501110	5011102	-8.982	-4.436	-8.983	-4.436	0.000	0.000	-0.565	-0.001
501	5011102	9.021	5.201	8.983	4.436	0.039	0.761	0.054	4.596
502	502110	4.252	2.327	4.237	2.055	0.015	0.270	0.025	3.399
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.266	-0.000
502	5021102	4.253	2.323	4.238	2.052	0.015	0.270	0.025	3.394
503	503110	-2.155	0.259	-2.161	0.172	0.006	0.087	-0.011	0.099
503110	5031102	5.834	0.172	5.834	0.172	0.000	0.000	0.323	0.001
503	5031102	-2.155	0.262	-2.161	0.175	0.006	0.087	-0.011	0.105
504	5031102	-3.664	-0.188	-3.673	-0.347	0.009	0.158	-0.020	-0.656
504	17	-6.121	-6.476	-6.133	-6.493	0.012	0.017	-0.047	-0.256
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.924	0.514	0.923	0.502	0.001	0.012	0.006	0.753
1001410	101410	-1.465	-0.797	-1.465	-0.797	0.000	0.000	-0.093	-0.000
10141	101410	1.466	0.817	1.465	0.797	0.001	0.020	0.009	0.751
14	10141	1.468	0.852	1.466	0.818	0.001	0.034	0.009	1.242
14	100141	0.925	0.536	0.924	0.514	0.001	0.021	0.006	1.242
24	100241	1.196	0.613	1.194	0.580	0.002	0.033	0.007	1.457
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.073	-0.000
24	10241	1.197	0.612	1.194	0.579	0.002	0.033	0.007	1.456
26	100261	1.798	1.092	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.500
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.798	1.093	1.796	1.043	0.002	0.049	0.011	1.501
10261	102610	1.796	1.042	1.794	1.013	0.002	0.029	0.011	0.906
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.112	0.000
100261	1002610	1.795	1.044	1.793	1.016	0.002	0.029	0.011	0.908
21	23	-8.324	-3.343	-8.350	-3.390	0.026	0.047	-0.047	-0.526
23	24	-10.657	-4.388	-10.693	-4.439	0.036	0.051	-0.060	-0.513
24	25	-13.106	-5.227	-13.205	-5.371	0.098	0.143	-0.074	-1.157
25	114	-15.411	-6.300	-15.441	-6.335	0.029	0.035	-0.086	-0.276
114	26	-15.441	-5.957	-15.551	-6.116	0.110	0.159	-0.085	-1.100
26	1152	-19.186	-7.811	-19.315	-8.096	0.128	0.284	-0.106	-1.257
1152	300	-19.315	-7.381	-19.407	-7.586	0.092	0.204	-0.104	-0.884
10051	100510	0.550	0.417	0.550	0.413	0.000	0.003	0.004	0.341
100510	10510	-3.837	-1.825	-3.837	-1.825	0.000	0.000	-0.228	-0.000
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.004	0.000	0.022	0.092
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.351	0.000	0.004	-0.005	-0.202
1053	10053	-0.954	-0.351	-0.954	-0.351	0.000	0.000	-0.016	-0.000
10051	10053	0.955	0.351	0.954	0.351	0.000	0.000	0.005	0.044
5	10051	1.507	0.799	1.505	0.767	0.001	0.032	0.009	1.087
5	1051	2.889	1.555	2.887	1.479	0.002	0.076	0.017	1.333
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1063	10063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
10061	100610	7.072	3.953	7.067	3.836	0.004	0.116	0.042	0.878
100610	10610	-7.084	-3.799	-7.084	-3.799	0.000	0.000	-0.444	-0.001
1061	10610	7.089	3.916	7.084	3.799	0.004	0.116	0.042	0.871
6	1061	7.085	4.123	7.081	3.935	0.004	0.188	0.042	1.381
6	10061	7.084	4.123	7.080	3.934	0.004	0.188	0.042	1.381
1	1001	2.397	1.283	2.388	1.159	0.008	0.124	0.014	2.791
101	1	2.409	1.222	2.408	1.221	0.001	0.002	0.014	0.084
4	10041	9.185	4.800	9.164	4.347	0.021	0.451	0.052	2.533
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
504	504110	9.757	6.906	9.664	5.217	0.093	1.682	0.064	9.938
504110	5041102	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	10161	2.197	1.375	2.189	1.249	0.008	0.125	0.014	3.228
15	10151	2.498	1.349	2.488	1.199	0.010	0.149	0.015	3.236
10171	101710	3.998	2.308	3.987	2.149	0.010	0.159	0.025	2.256
9	1091	2.196	1.299	2.189	1.189	0.007	0.109	0.013	2.799
21	113	3.826	2.258	3.826	2.257	0.000	0.000	0.023	0.008
113	22	3.826	2.344	3.824	2.341	0.002	0.003	0.024	0.078
22	10221	3.805	2.312	3.796	2.076	0.009	0.235	0.023	3.384
10221	10223	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10221	102210	3.796	2.076	3.788	1.939	0.009	0.137	0.023	2.042

11	1011	2.397	1.145	2.388	1.019	0.008	0.125	0.014	2.689
11	108	-12.779	-6.207	-12.874	-6.382	0.095	0.174	-0.074	-1.291
18	10181	2.498	1.359	2.488	1.209	0.010	0.149	0.015	3.258
19	10191	2.197	1.373	2.189	1.249	0.008	0.124	0.014	3.233
112	20	2.006	0.985	2.005	0.984	0.001	0.001	0.012	0.077
20	10201	1.995	1.064	1.989	0.969	0.006	0.094	0.012	2.571
21	10211	3.499	2.165	3.488	1.969	0.011	0.196	0.022	3.163
23	10231	2.297	1.433	2.289	1.299	0.009	0.133	0.014	3.338
5	6	14.470	8.431	14.249	8.112	0.219	0.318	0.085	2.391
17	10171	4.008	2.582	3.998	2.308	0.010	0.273	0.025	3.742
12	11	-10.334	-5.671	-10.371	-5.740	0.037	0.069	-0.061	-0.631
107	13	2.509	1.641	2.509	1.641	0.000	0.000	0.016	0.000
13	100131	2.499	1.578	2.488	1.419	0.010	0.158	0.015	3.628
108	10	-12.874	-5.889	-12.876	-5.892	0.002	0.003	-0.072	-0.026
7	1071	2.599	1.415	2.588	1.259	0.010	0.155	0.015	3.252
25	10251	2.196	1.305	2.189	1.189	0.008	0.115	0.013	2.976
10171	10173	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
104	3	2.409	1.476	2.408	1.475	0.001	0.001	0.014	0.062
3	1003	2.398	1.495	2.388	1.359	0.009	0.135	0.014	3.242

---

## ДОДАТОК Д

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.: 52.777 МВт / 462.327 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 51.569 МВт / 451.744 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.368 МВт / 1.587 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.368 МВт / 1.587 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.809 МВт / 7.091 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.060 МВт / 0.259 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.869 МВт / 7.350 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.069 МВт / 8.937 млн.кВт\*г (1.9%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-6.171	-0.887	110.000	0.00
101		0.000	0.000	109.938	-0.08
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.909	-0.08
102		0.000	0.000	109.832	-0.16
104		0.000	0.000	109.725	-0.21
3	Брацлав	0.000	0.000	109.703	-0.21
5	Тульчин	0.000	0.000	109.636	-0.23
2	Немирів	0.000	0.000	109.658	-0.20
103		0.000	0.000	109.662	-0.21
6	Рахни тяга	0.000	0.000	108.813	-0.45
105		0.000	0.000	109.950	-0.03
4	ферментний завод	0.000	0.000	109.939	-0.03
106		0.000	0.000	109.941	-0.03
200		-23.893	-5.373	110.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	108.993	-0.56
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.607	-0.75
9	Лукашівка	0.000	0.000	109.858	-0.09
109		0.000	0.000	109.383	-0.38
10	Тростянець	0.000	0.000	109.372	-0.39
108		0.000	0.000	109.365	-0.39
11	Соколівка	0.000	0.000	108.999	-0.59
12	Крижопіль	0.000	0.000	108.807	-0.67
107		0.000	0.000	108.652	-0.73
13	Вапнярка	0.000	0.000	108.652	-0.73
110		0.000	0.000	108.566	-0.78
14	Томашпіль	0.000	0.000	108.419	-0.86
111		0.000	0.000	108.242	-0.88
15	Антонівка	0.000	0.000	108.241	-0.88
16	Боріка	0.000	0.000	108.149	-0.86
17	Моївка	0.000	0.000	108.118	-0.84
18	Гнатків	0.000	0.000	108.394	-0.92
19	Дзигівка	0.000	0.000	108.404	-0.96
112		0.000	0.000	108.412	-0.96
20	Радянське	0.000	0.000	108.388	-0.97
21	Ямпіль	0.000	0.000	108.460	-0.96
113		0.000	0.000	108.457	-0.96
22	Пороги	0.000	0.000	108.431	-0.97
23	Михайлівка	0.000	0.000	108.626	-0.88
24	Івонівка	0.000	0.000	108.780	-0.81
25	Коси	0.000	0.000	109.116	-0.64
114		0.000	0.000	109.197	-0.61
26	Могиливів-Подільський	0.000	0.000	109.493	-0.44
27	Яришів	0.000	0.000	109.296	-0.36
300		-19.913	-5.717	110.000	0.00
1001		0.830	0.404	10.423	-0.93
10021		0.000	0.000	108.540	-0.99
100235		0.000	0.000	36.440	-0.78
100021		0.000	0.000	109.151	-0.56
1002355		0.000	0.000	36.440	-0.78
1002100		0.000	0.000	10.375	-0.97

100210	2.160	1.109	10.375	-0.97
1003	0.830	0.474	10.389	-1.06
10041	3.210	1.550	9.958	-0.87
10042	0.000	0.000	10.038	-0.03
10051	0.000	0.000	109.263	-0.58
10053	0.000	0.000	36.574	-0.57
100510	1.530	0.780	10.439	-0.65
1051	0.000	0.000	109.179	-0.66
1053	0.000	0.000	36.574	-0.57
10510	0.000	0.000	10.440	-0.65
10061	0.000	0.000	108.359	-0.87
10063	0.000	0.000	25.911	-0.87
100610	4.950	2.673	10.337	-1.12
1061	0.000	0.000	108.359	-0.87
1063	0.000	0.000	25.911	-0.87
10610	0.000	0.000	10.337	-1.12
1071	0.907	0.439	10.326	-1.50
10081	0.000	0.000	108.067	-1.21
10083	0.000	0.000	25.841	-1.21
100810	5.580	3.165	10.304	-1.50
1081	0.000	0.000	108.067	-1.21
1083	0.000	0.000	25.841	-1.21
10810	0.000	0.000	10.304	-1.50
1091	0.767	0.415	10.416	-0.87
100103	0.000	0.000	36.446	-0.88
100101	0.000	0.000	108.864	-0.88
1001010	1.460	0.708	10.383	-1.16
10101	0.000	0.000	108.864	-0.88
10103	0.000	0.000	36.446	-0.88
101010	0.000	0.000	10.383	-1.16
1011	0.837	0.429	10.330	-1.46
100121	0.000	0.000	108.567	-0.91
1001210	1.256	0.607	10.370	-1.06
10121	0.000	0.000	108.568	-0.91
101213	0.000	0.000	36.347	-0.91
101210	0.000	0.000	10.370	-1.06
100131	0.872	0.495	10.283	-1.64
100141	0.000	0.000	108.023	-1.21
100143	0.000	0.000	36.164	-1.21
1001410	0.837	0.453	10.309	-1.41
10141	0.000	0.000	108.023	-1.21
10143	0.000	0.000	36.164	-1.21
101410	0.000	0.000	10.309	-1.41
10151	0.872	0.422	10.257	-1.79
10161	0.767	0.436	10.247	-1.66
10171	0.000	0.000	107.009	-1.80
10173	0.000	0.000	35.825	-1.80
101710	1.396	0.753	10.172	-2.36
10181	0.872	0.422	10.272	-1.84
10191	0.767	0.436	10.272	-1.76
10201	0.698	0.338	10.291	-1.70
10211	1.221	0.691	10.279	-1.76
10221	0.000	0.000	107.431	-1.88
10223	0.000	0.000	35.966	-1.88
102210	1.326	0.680	10.219	-2.40
10231	0.802	0.453	10.290	-1.71
100241	0.837	0.404	10.360	-1.24
10241	0.000	0.000	10.360	-1.24
10251	0.767	0.415	10.345	-1.44
100261	0.000	0.000	108.991	-0.86
10026	0.000	0.000	36.488	-0.86
1002610	1.256	0.712	10.396	-1.10
10261	0.000	0.000	108.991	-0.86
10263	0.000	0.000	36.488	-0.86
102610	0.000	0.000	10.396	-1.10
100271	0.000	0.000	108.987	-0.66
100273	0.000	0.000	36.482	-0.66
1002710	1.326	0.642	10.415	-0.72
10271	0.000	0.000	108.918	-0.73
10273	0.000	0.000	36.482	-0.66
102710	0.000	0.000	10.415	-0.72
100123	0.000	0.000	36.347	-0.91
1151	0.000	0.000	109.361	-0.32
1152	0.000	0.000	109.806	-0.19
501	0.000	0.000	108.684	-0.57
502	0.000	0.000	108.356	-0.70
503	0.000	0.000	108.263	-0.75
504	0.000	0.000	108.022	-0.87
501110	6.290	3.110	10.260	-1.87

5011102				0.000	0.000	10.260	-1.88
502110				2.966	1.430	10.264	-1.69
5021102				0.000	0.000	10.264	-1.69
503110				-2.800	0.000	10.370	0.75
5031102				0.000	0.000	10.370	0.75
504110				3.380	1.820	10.205	-2.00
5041102				0.000	0.000	10.205	-2.00

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	3.026	-0.081	3.024	-0.085	0.002	0.004	0.016	0.062
101	102	2.183	0.319	2.181	0.316	0.002	0.004	0.012	0.107
102	104	2.181	0.955	2.180	0.952	0.001	0.003	0.012	0.107
104	5	1.339	1.033	1.339	1.032	0.001	0.001	0.009	0.089
5	103	-0.402	-0.043	-0.402	-0.043	0.000	0.000	-0.002	-0.027
103	2	-0.402	0.495	-0.402	0.495	0.000	0.000	-0.003	0.004
2	100	-3.139	-0.954	-3.145	-0.968	0.006	0.014	-0.017	-0.343
2	10021	1.837	1.305	1.836	1.266	0.001	0.038	0.012	1.133
10021	100235	-0.848	-0.571	-0.848	-0.575	0.000	0.005	-0.005	-0.311
100235	1002355	-0.848	-0.575	-0.848	-0.575	0.000	0.000	-0.016	-0.000
100021	1002355	0.848	0.580	0.848	0.575	0.000	0.005	0.005	0.311
2	100021	0.848	0.588	0.848	0.580	0.000	0.008	0.005	0.511
12	100121	0.354	0.171	0.354	0.169	0.000	0.002	0.002	0.246
100121	100123	-0.017	-0.004	-0.017	-0.004	0.000	0.000	-0.000	-0.001
100123	101213	-0.017	-0.004	-0.017	-0.004	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10121	101213	0.017	0.004	0.017	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
12	10121	0.902	0.446	0.902	0.441	0.000	0.005	0.005	0.245
10121	101210	0.884	0.437	0.884	0.434	0.000	0.003	0.005	0.155
101210	1001210	0.884	0.434	0.884	0.434	0.000	0.000	0.055	0.000
100121	1001210	0.371	0.174	0.371	0.172	0.000	0.001	0.002	0.155
10	100101	0.730	0.366	0.730	0.358	0.000	0.008	0.004	0.518
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	0.730	0.366	0.730	0.358	0.000	0.008	0.004	0.518
10101	101010	0.730	0.358	0.730	0.353	0.000	0.005	0.004	0.316
101010	1001010	0.730	0.353	0.730	0.353	0.000	0.000	0.045	0.000
100101	1001010	0.730	0.359	0.729	0.354	0.000	0.005	0.004	0.316
10021	100210	2.683	1.837	2.681	1.837	0.002	0.000	0.017	0.066
100210	1002100	0.522	0.729	0.522	0.729	0.000	0.000	0.050	0.000
21	1002100	-0.522	-0.729	-0.522	-0.729	0.000	0.000	-0.005	-0.013
21	112	0.824	0.698	0.824	0.698	0.000	0.000	0.006	0.048
112	19	0.116	0.777	0.116	0.777	0.000	0.000	0.004	0.009
19	18	-0.661	0.598	-0.662	0.598	0.000	0.000	-0.005	0.008
18	14	-1.544	0.646	-1.545	0.645	0.001	0.002	-0.009	-0.027
14	110	-3.714	-0.557	-3.719	-0.563	0.004	0.006	-0.020	-0.149
110	8	-3.719	-0.276	-3.720	-0.278	0.001	0.002	-0.020	-0.042
8	107	-1.456	-0.944	-1.457	-0.944	0.000	0.001	-0.009	-0.046
107	12	-2.339	-1.102	-2.341	-1.106	0.002	0.004	-0.014	-0.156
10	109	-6.004	-1.741	-6.004	-1.741	0.000	0.001	-0.033	-0.011
109	9	-6.004	-1.246	-6.024	-1.282	0.020	0.036	-0.032	-0.477
9	200	-6.801	-1.143	-6.808	-1.156	0.007	0.013	-0.036	-0.142
8	7	-7.919	-2.611	-7.939	-2.646	0.019	0.035	-0.044	-0.390
7	106	-8.856	-2.302	-8.912	-2.403	0.055	0.101	-0.048	-0.953
106	4	0.183	0.630	0.183	0.630	0.000	0.000	0.003	0.002
4	105	-3.085	-1.352	-3.086	-1.352	0.000	0.000	-0.018	-0.011
105	200	-7.984	-1.843	-7.986	-1.848	0.003	0.005	-0.043	-0.050
105	5	4.898	0.952	4.887	0.933	0.011	0.020	0.026	0.315
106	200	-9.095	-2.362	-9.098	-2.369	0.004	0.006	-0.049	-0.059
8	10081	2.790	1.631	2.789	1.600	0.001	0.031	0.017	0.554
10081	10083	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1081	1083	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	2.790	1.631	2.789	1.601	0.001	0.031	0.017	0.554
1081	10810	2.793	1.593	2.792	1.574	0.001	0.019	0.017	0.350
10810	100810	2.792	1.574	2.792	1.574	0.000	0.000	0.179	0.000
10081	100810	2.786	1.608	2.785	1.589	0.001	0.019	0.017	0.353
14	111	1.302	1.372	1.300	1.369	0.002	0.003	0.010	0.178
111	15	1.300	1.712	1.300	1.712	0.000	0.000	0.011	0.001
15	16	0.417	1.444	0.417	1.443	0.001	0.001	0.008	0.092
16	17	-0.360	1.292	-0.361	1.291	0.000	0.000	-0.007	0.031
17	503	-5.189	-0.593	-5.195	-0.602	0.006	0.009	-0.028	-0.147
503	502	-2.421	-0.457	-2.422	-0.460	0.002	0.002	-0.013	-0.094
502	501	-5.417	-1.674	-5.430	-1.692	0.012	0.018	-0.030	-0.332
501	27	-11.760	-4.728	-11.809	-4.798	0.048	0.070	-0.067	-0.615

27	1151	-13.179	-5.485	-13.184	-5.496	0.005	0.011	-0.075	-0.065
1151	300	-13.184	-5.188	-13.232	-5.293	0.047	0.105	-0.075	-0.641
27	100271	0.454	0.221	0.454	0.218	0.000	0.003	0.003	0.314
100271	100273	0.287	0.098	0.287	0.098	0.000	0.000	0.002	0.014
100273	10273	0.287	0.098	0.287	0.098	0.000	0.000	0.005	0.000
10271	10273	-0.287	-0.098	-0.287	-0.098	0.000	0.000	-0.002	-0.057
27	10271	0.872	0.431	0.871	0.424	0.000	0.007	0.005	0.385
10271	102710	1.159	0.521	1.158	0.521	0.000	0.000	0.007	0.029
102710	1002710	1.158	0.521	1.158	0.521	0.000	0.000	0.070	0.000
100271	1002710	0.167	0.120	0.167	0.120	0.000	0.000	0.001	0.101
501	501110	3.147	1.649	3.142	1.556	0.005	0.092	0.019	1.469
501110	5011102	-3.144	-1.552	-3.144	-1.552	0.000	0.000	-0.197	-0.000
501	5011102	3.149	1.645	3.144	1.552	0.005	0.092	0.019	1.466
502	502110	1.484	0.748	1.482	0.715	0.002	0.033	0.009	1.087
502110	5021102	-1.482	-0.714	-1.482	-0.714	0.000	0.000	-0.092	-0.000
502	5021102	1.484	0.747	1.482	0.714	0.002	0.033	0.009	1.085
503	503110	-1.397	0.036	-1.399	-0.000	0.002	0.037	-0.007	-0.153
503110	5031102	1.399	-0.000	1.399	-0.000	0.000	0.000	0.078	0.000
503	5031102	-1.397	0.037	-1.399	0.000	0.002	0.037	-0.007	-0.151
504	504110	1.691	0.955	1.689	0.910	0.002	0.045	0.010	1.380
504110	5041102	-1.689	-0.909	-1.689	-0.909	0.000	0.000	-0.108	-0.000
504	5041102	1.692	0.954	1.689	0.909	0.002	0.045	0.010	1.379
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.323	0.176	0.323	0.175	0.000	0.002	0.002	0.248
1001410	101410	-0.513	-0.278	-0.513	-0.278	0.000	0.000	-0.033	-0.000
10141	101410	0.513	0.280	0.513	0.278	0.000	0.002	0.003	0.248
14	10141	0.513	0.285	0.513	0.280	0.000	0.004	0.003	0.408
14	100141	0.324	0.179	0.324	0.176	0.000	0.003	0.002	0.408
24	100241	0.418	0.206	0.418	0.202	0.000	0.004	0.002	0.486
100241	10241	-0.418	-0.202	-0.418	-0.202	0.000	0.000	-0.026	-0.000
24	10241	0.419	0.206	0.418	0.202	0.000	0.004	0.002	0.485
26	100261	0.628	0.366	0.628	0.359	0.000	0.006	0.004	0.512
100261	10026	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	0.628	0.366	0.628	0.359	0.000	0.006	0.004	0.512
10261	102610	0.628	0.359	0.628	0.355	0.000	0.004	0.004	0.310
102610	1002610	0.628	0.355	0.628	0.355	0.000	0.000	0.040	0.000
100261	1002610	0.628	0.360	0.627	0.356	0.000	0.004	0.004	0.310
21	23	-2.883	-0.972	-2.886	-0.977	0.003	0.006	-0.016	-0.168
23	24	-3.699	-1.021	-3.703	-1.026	0.004	0.006	-0.020	-0.156
24	25	-4.559	-1.014	-4.570	-1.030	0.011	0.016	-0.025	-0.340
25	114	-5.348	-1.100	-5.351	-1.104	0.003	0.004	-0.029	-0.081
114	26	-5.351	-0.743	-5.363	-0.760	0.012	0.018	-0.029	-0.299
26	1152	-6.657	-1.030	-6.671	-1.062	0.014	0.032	-0.035	-0.316
1152	300	-6.671	-0.401	-6.682	-0.424	0.010	0.023	-0.035	-0.194
10051	100510	0.192	0.144	0.192	0.144	0.000	0.000	0.001	0.120
100510	10510	-1.337	-0.636	-1.337	-0.636	0.000	0.000	-0.082	-0.000
1051	10510	1.338	0.636	1.337	0.636	0.000	0.000	0.008	0.033
1051	1053	-0.332	-0.121	-0.332	-0.121	0.000	0.001	-0.002	-0.070
1053	10053	-0.332	-0.121	-0.332	-0.121	0.000	0.000	-0.006	-0.000
10051	10053	0.332	0.121	0.332	0.121	0.000	0.000	0.002	0.016
5	10051	0.524	0.270	0.524	0.266	0.000	0.004	0.003	0.378
5	1051	1.006	0.525	1.005	0.515	0.000	0.010	0.006	0.463
1061	10610	2.477	1.344	2.476	1.329	0.001	0.014	0.015	0.293
10610	100610	2.476	1.329	2.476	1.329	0.000	0.000	0.157	0.000
10061	100610	2.471	1.357	2.471	1.342	0.001	0.014	0.015	0.295
10061	10063	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
10063	1063	0.003	-0.007	0.003	-0.007	0.000	0.000	0.000	0.000
1061	1063	-0.003	0.007	-0.003	0.007	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1061	2.475	1.374	2.474	1.350	0.001	0.023	0.015	0.464
6	10061	2.474	1.374	2.474	1.350	0.001	0.023	0.015	0.463
17	504	3.412	1.671	3.410	1.668	0.002	0.003	0.020	0.097
4	10041	3.211	1.608	3.208	1.549	0.003	0.059	0.019	0.888
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	11	-3.643	-1.448	-3.648	-1.456	0.004	0.008	-0.021	-0.194
16	10161	0.768	0.451	0.767	0.436	0.001	0.015	0.005	1.046
15	10151	0.873	0.440	0.871	0.422	0.001	0.018	0.005	1.040
11	108	-4.495	-1.252	-4.506	-1.272	0.011	0.020	-0.025	-0.369
11	1011	0.838	0.445	0.836	0.429	0.001	0.017	0.005	1.031
107	13	0.882	0.575	0.882	0.575	0.000	0.000	0.006	0.000
21	113	1.346	0.667	1.346	0.667	0.000	0.000	0.008	0.003
113	22	1.346	0.752	1.346	0.751	0.000	0.000	0.008	0.026
22	10221	1.327	0.723	1.326	0.696	0.001	0.028	0.008	1.042
10221	102210	1.326	0.696	1.325	0.680	0.001	0.016	0.008	0.633
10221	10223	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	10231	0.803	0.469	0.801	0.453	0.001	0.016	0.005	1.084

18	10181	0.873	0.440	0.871	0.422	0.001	0.018	0.005	1.040
19	10191	0.768	0.451	0.767	0.436	0.001	0.015	0.005	1.046
112	20	0.708	0.270	0.708	0.270	0.000	0.000	0.004	0.025
20	10201	0.698	0.349	0.698	0.338	0.001	0.011	0.004	0.828
21	10211	1.222	0.714	1.220	0.691	0.001	0.024	0.008	1.027
7	1071	0.908	0.458	0.906	0.439	0.001	0.019	0.005	1.066
17	10171	1.397	0.803	1.396	0.771	0.001	0.031	0.009	1.151
5	6	5.053	2.659	5.025	2.620	0.027	0.040	0.030	0.825
9	1091	0.767	0.429	0.767	0.415	0.001	0.014	0.005	0.966
13	100131	0.873	0.514	0.871	0.495	0.001	0.019	0.005	1.183
108	10	-4.506	-0.807	-4.506	-0.807	0.000	0.000	-0.024	-0.007
1	1001	0.831	0.420	0.829	0.404	0.001	0.016	0.005	0.955
10171	10173	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	10251	0.767	0.429	0.767	0.415	0.001	0.014	0.005	0.987
10171	101710	1.396	0.771	1.395	0.753	0.001	0.018	0.009	0.697
101	1	0.841	0.362	0.841	0.362	0.000	0.000	0.005	0.029
104	3	0.841	0.472	0.841	0.472	0.000	0.000	0.005	0.022
3	1003	0.831	0.491	0.829	0.474	0.001	0.017	0.005	1.104

---



## ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО РЕЖИМУ  
ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 152.312 МВт / 1334.249 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 147.460 МВт / 1291.750 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.541 МВт / 15.292 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.541 МВт / 15.292 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.939 МВт / 8.230 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.450 МВт / 1.944 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.390 МВт / 10.174 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.896 МВт / 25.466 млн.кВт\*г (1.93%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-17.720	-9.139	121.000	0.00
101		0.000	0.000	120.684	-0.15
1	Вороновиця	0.000	0.000	120.605	-0.17
102		0.000	0.000	120.253	-0.32
104		0.000	0.000	119.930	-0.41
3	Брацлав	0.000	0.000	119.871	-0.42
5	Тульчин	0.000	0.000	119.700	-0.46
2	Немирів	0.000	0.000	119.707	-0.40
103		0.000	0.000	119.715	-0.41
6	Рахни тяга	0.000	0.000	117.460	-0.98
105		0.000	0.000	120.829	-0.06
4	Ферментний завод	0.000	0.000	120.796	-0.07
106		0.000	0.000	120.797	-0.07
200		-72.725	-31.221	121.000	0.00
7	Суворівське	0.000	0.000	117.509	-1.33
8	Вапнярка тяга	0.000	0.000	116.244	-1.81
9	Лукашівка	0.000	0.000	120.476	-0.21
109		0.000	0.000	118.792	-0.87
10	Тростянець	0.000	0.000	118.758	-0.88
108		0.000	0.000	118.732	-0.89
11	Соколівка	0.000	0.000	117.493	-1.37
12	Крижопіль	0.000	0.000	116.881	-1.59
107		0.000	0.000	116.382	-1.76
13	Вапнярка	0.000	0.000	116.382	-1.76
110		0.000	0.000	116.056	-1.92
14	Томашпіль	0.000	0.000	115.454	-2.17
111		0.000	0.000	114.756	-2.42
15	Антонівка	0.000	0.000	114.754	-2.42
16	Боріка	0.000	0.000	114.407	-2.54
17	Моївка	0.000	0.000	114.284	-2.58
18	Гнатків	0.000	0.000	115.355	-2.26
19	Дзигівка	0.000	0.000	115.402	-2.30
112		0.000	0.000	115.433	-2.30
20	Радянське	0.000	0.000	115.362	-2.32
21	Ямпіль	0.000	0.000	115.619	-2.26
113		0.000	0.000	115.612	-2.26
22	Пороги	0.000	0.000	115.541	-2.29
23	Михайлівка	0.000	0.000	116.117	-2.03
24	Гвонівка	0.000	0.000	116.607	-1.85
25	Коси	0.000	0.000	117.704	-1.46
114		0.000	0.000	117.967	-1.38
26	Могилів-Подільський	0.000	0.000	119.006	-1.00
27	Яришів	0.000	0.000	118.306	-1.05
300		-69.867	-32.261	121.000	0.00
1001		2.390	1.160	11.293	-2.22
10021		0.000	0.000	115.847	-2.39
100235		0.000	0.000	39.133	-1.84
100021		0.000	0.000	117.942	-1.30

1002355	0.000	0.000	39.133	-1.84
1002100	0.000	0.000	11.063	-2.31
100210	6.180	3.170	11.063	-2.31
1003	2.390	1.360	11.184	-2.50
10041	9.170	4.350	10.819	-2.07
10042	0.000	0.000	11.030	-0.07
10051	0.000	0.000	118.701	-1.31
10053	0.000	0.000	39.725	-1.30
100510	4.390	2.240	11.323	-1.49
1051	0.000	0.000	118.479	-1.51
1053	0.000	0.000	39.725	-1.30
10510	0.000	0.000	11.324	-1.49
10061	0.000	0.000	116.219	-2.00
10063	0.000	0.000	27.790	-2.00
100610	14.160	7.640	11.042	-2.64
1061	0.000	0.000	116.219	-2.00
1063	0.000	0.000	27.790	-2.00
10610	0.000	0.000	11.043	-2.64
1071	2.590	1.260	10.967	-3.68
10081	0.000	0.000	114.751	-2.99
10083	0.000	0.000	27.439	-2.99
100810	15.960	9.050	10.887	-3.72
1081	0.000	0.000	114.750	-2.99
1083	0.000	0.000	27.439	-2.99
10810	0.000	0.000	10.888	-3.72
1091	2.190	1.190	11.278	-2.08
100103	0.000	0.000	39.295	-2.08
100101	0.000	0.000	117.374	-2.08
1001010	4.190	2.020	11.148	-2.78
10101	0.000	0.000	117.374	-2.08
10103	0.000	0.000	39.295	-2.08
101010	0.000	0.000	11.148	-2.78
1011	2.390	1.020	11.014	-3.54
100121	0.000	0.000	116.229	-2.18
1001210	3.590	1.740	11.078	-2.55
10121	0.000	0.000	116.232	-2.19
101213	0.000	0.000	38.912	-2.19
101210	0.000	0.000	11.079	-2.55
100131	2.490	1.420	10.827	-4.06
100141	0.000	0.000	114.358	-3.06
100143	0.000	0.000	38.285	-3.06
1001410	2.390	1.300	10.876	-3.57
10141	0.000	0.000	114.358	-3.06
10143	0.000	0.000	38.285	-3.06
101410	0.000	0.000	10.876	-3.57
10151	2.490	1.200	10.709	-4.79
10161	2.190	1.250	10.672	-4.62
10171	0.000	0.000	111.048	-5.09
10173	0.000	0.000	37.177	-5.09
101710	3.990	2.150	10.444	-6.60
10181	2.490	1.210	10.767	-4.60
10191	2.190	1.250	10.770	-4.35
10201	1.990	0.970	10.823	-4.18
10211	3.490	1.970	10.797	-4.33
10221	0.000	0.000	112.666	-4.61
10223	0.000	0.000	37.719	-4.61
102210	3.790	1.940	10.618	-6.00
10231	2.290	1.300	10.828	-4.15
100241	2.390	1.160	11.031	-2.94
10241	0.000	0.000	11.031	-2.94
10251	2.190	1.190	11.007	-3.43
100261	0.000	0.000	117.649	-2.02
10026	0.000	0.000	39.387	-2.02
1002610	3.590	2.030	11.176	-2.62
10261	0.000	0.000	117.649	-2.02
10263	0.000	0.000	39.387	-2.02
102610	0.000	0.000	11.176	-2.62
100271	0.000	0.000	117.480	-1.79
100273	0.000	0.000	39.318	-1.79
1002710	3.790	1.830	11.211	-1.95
10271	0.000	0.000	117.296	-1.97
10273	0.000	0.000	39.318	-1.79
102710	0.000	0.000	11.212	-1.95
100123	0.000	0.000	38.912	-2.19
1151	0.000	0.000	118.550	-0.95
1152	0.000	0.000	120.175	-0.43
501	0.000	0.000	116.738	-1.79
502	0.000	0.000	115.061	-2.31
503	0.000	0.000	114.284	-2.58

504		0.000	0.000	114.004	-2.65
501110		17.970	8.890	10.786	-5.10
5011102		0.000	0.000	10.787	-5.11
502110		8.480	4.110	10.723	-4.86
5021102		0.000	0.000	10.724	-4.86
503110		8.000	0.000	10.856	-6.48
5031102		0.000	0.000	10.856	-6.48
504110		9.670	5.220	10.543	-5.62
5041102		0.000	0.000	10.543	-5.62

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	101	8.663	3.295	8.649	3.264	0.014	0.031	0.044	0.316
101	102	6.240	2.985	6.227	2.955	0.013	0.029	0.033	0.433
102	104	6.227	3.722	6.216	3.702	0.011	0.020	0.035	0.324
104	5	3.806	2.902	3.802	2.894	0.005	0.009	0.023	0.231
5	103	-0.997	0.387	-0.998	0.386	0.000	0.001	-0.005	-0.015
103	2	-0.998	1.028	-0.998	1.028	0.000	0.000	-0.007	0.007
2	100	-9.000	-5.719	-9.057	-5.844	0.056	0.125	-0.051	-1.296
2	10021	5.428	5.009	5.418	4.662	0.010	0.345	0.036	3.958
10021	100235	-2.506	-2.108	-2.508	-2.151	0.002	0.043	-0.016	-1.082
100235	1002355	-2.508	-2.151	-2.508	-2.151	0.000	0.000	-0.049	-0.000
100021	1002355	2.510	2.194	2.508	2.151	0.002	0.043	0.016	1.082
2	100021	2.512	2.267	2.510	2.194	0.002	0.072	0.016	1.793
12	100121	1.012	0.504	1.011	0.491	0.000	0.013	0.006	0.692
100121	100123	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.000	-0.002
100123	101213	-0.049	-0.012	-0.049	-0.012	0.000	0.000	-0.001	-0.000
10121	101213	0.049	0.012	0.049	0.012	0.000	0.000	0.000	0.001
12	10121	2.579	1.311	2.578	1.277	0.001	0.034	0.014	0.689
10121	101210	2.529	1.265	2.528	1.244	0.001	0.020	0.014	0.434
101210	1001210	2.528	1.244	2.528	1.244	0.000	0.000	0.147	0.000
100121	1001210	1.061	0.503	1.060	0.494	0.001	0.008	0.006	0.434
10	100101	2.098	1.099	2.096	1.042	0.002	0.056	0.011	1.447
100101	100103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
100103	10103	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10101	10103	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10	10101	2.098	1.099	2.096	1.042	0.002	0.056	0.011	1.447
10101	101010	2.096	1.041	2.094	1.008	0.002	0.033	0.011	0.879
101010	1001010	2.094	1.008	2.094	1.008	0.000	0.000	0.120	0.000
100101	1001010	2.095	1.044	2.093	1.011	0.002	0.033	0.011	0.881
10021	100210	7.924	6.770	7.902	6.770	0.022	0.000	0.052	0.179
100210	1002100	1.726	3.602	1.726	3.602	0.000	0.000	0.208	0.000
21	1002100	-1.722	-3.602	-1.726	-3.602	0.003	0.000	-0.020	-0.037
21	112	3.749	2.703	3.745	2.697	0.004	0.006	0.023	0.189
112	19	1.739	2.128	1.738	2.127	0.000	0.001	0.014	0.032
19	18	-0.469	1.076	-0.469	1.075	0.001	0.001	-0.006	0.044
18	14	-2.978	0.285	-2.981	0.281	0.003	0.004	-0.015	-0.106
14	110	-14.373	-3.703	-14.431	-3.787	0.058	0.084	-0.074	-0.620
110	8	-14.431	-3.460	-14.448	-3.491	0.017	0.031	-0.074	-0.195
8	107	-5.482	-2.674	-5.486	-2.682	0.004	0.008	-0.030	-0.142
107	12	-7.995	-3.833	-8.018	-3.874	0.022	0.041	-0.044	-0.509
10	109	-18.451	-7.893	-18.454	-7.898	0.004	0.006	-0.097	-0.034
109	9	-18.454	-7.314	-18.629	-7.633	0.174	0.318	-0.096	-1.697
9	200	-20.836	-8.239	-20.897	-8.350	0.061	0.111	-0.107	-0.525
8	7	-25.025	-10.607	-25.206	-10.937	0.180	0.328	-0.135	-1.292
7	106	-27.815	-11.402	-28.330	-12.344	0.513	0.938	-0.147	-3.320
106	4	-0.509	0.928	-0.509	0.928	0.000	0.000	-0.005	0.001
4	105	-9.762	-4.278	-9.764	-4.280	0.002	0.002	-0.051	-0.033
105	200	-23.953	-10.312	-23.976	-10.353	0.022	0.041	-0.124	-0.171
105	5	14.190	6.589	14.102	6.429	0.087	0.159	0.075	1.133
106	200	-27.821	-12.462	-27.852	-12.519	0.031	0.056	-0.145	-0.203
8	10081	7.986	4.887	7.980	4.661	0.005	0.224	0.046	1.591
10081	10083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
10083	1083	0.010	-0.021	0.010	-0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
1081	1083	-0.010	0.021	-0.010	0.021	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8	1081	7.987	4.887	7.981	4.662	0.005	0.224	0.046	1.591
1081	10810	7.991	4.641	7.986	4.501	0.005	0.139	0.046	1.002
10810	100810	7.986	4.501	7.985	4.501	0.000	0.000	0.485	0.001
10081	100810	7.971	4.683	7.965	4.543	0.005	0.139	0.046	1.010
14	111	8.965	3.325	8.925	3.267	0.040	0.058	0.048	0.717
111	15	8.925	3.652	8.925	3.652	0.000	0.000	0.048	0.002
15	16	6.417	2.511	6.402	2.490	0.014	0.021	0.035	0.358
16	17	4.195	1.464	4.192	1.460	0.003	0.005	0.022	0.127
17	503	-9.584	-6.250	-9.584	-6.250	0.000	0.000	-0.058	-0.000
503	502	-17.637	-6.723	-17.725	-6.851	0.088	0.128	-0.095	-0.800

502	501	-26.258	-11.133	-26.537	-11.536	0.278	0.402	-0.143	-1.713
501	27	-44.606	-21.480	-44.917	-22.356	0.310	0.873	-0.244	-1.606
27	1151	-48.763	-24.288	-48.822	-24.420	0.059	0.131	-0.265	-0.247
1151	300	-48.822	-24.059	-49.417	-25.379	0.593	1.315	-0.265	-2.467
27	100271	1.300	0.647	1.299	0.626	0.001	0.021	0.007	0.864
100271	100273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.004	0.037
100273	10273	0.821	0.281	0.821	0.281	0.000	0.000	0.013	0.000
10271	10273	-0.821	-0.278	-0.821	-0.281	0.000	0.003	-0.004	-0.159
27	10271	2.493	1.259	2.492	1.208	0.002	0.051	0.014	1.060
10271	102710	3.313	1.486	3.310	1.486	0.003	0.000	0.018	0.075
102710	1002710	3.310	1.486	3.310	1.486	0.000	0.000	0.187	0.000
100271	1002710	0.478	0.345	0.478	0.343	0.000	0.002	0.003	0.274
501	501110	9.012	5.133	8.977	4.448	0.035	0.683	0.051	4.360
501110	5011102	-8.982	-4.436	-8.983	-4.436	0.000	0.000	-0.535	-0.001
501	5011102	9.017	5.122	8.983	4.436	0.035	0.683	0.051	4.351
502	502110	4.250	2.301	4.237	2.055	0.013	0.244	0.024	3.260
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.253	-0.000
502	5021102	4.252	2.297	4.238	2.052	0.013	0.244	0.024	3.256
503	503110	4.016	0.275	3.998	0.001	0.018	0.272	0.020	1.392
503110	5031102	-3.997	0.001	-3.998	0.001	0.000	0.000	-0.212	-0.000
503	5031102	4.016	0.273	3.998	-0.001	0.018	0.272	0.020	1.388
504	504110	4.850	2.955	4.831	2.610	0.019	0.343	0.029	4.188
504110	5041102	-4.833	-2.606	-4.833	-2.606	0.000	0.000	-0.300	-0.000
504	5041102	4.852	2.951	4.833	2.606	0.019	0.343	0.029	4.183
10141	10143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
10143	100143	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
100141	100143	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
100141	1001410	0.924	0.513	0.923	0.502	0.001	0.011	0.005	0.713
1001410	101410	-1.465	-0.797	-1.465	-0.797	0.000	0.000	-0.088	-0.000
10141	101410	1.466	0.815	1.465	0.797	0.001	0.018	0.008	0.711
14	10141	1.467	0.846	1.466	0.816	0.001	0.030	0.008	1.176
14	100141	0.925	0.532	0.924	0.513	0.001	0.019	0.005	1.176
24	100241	1.196	0.609	1.194	0.580	0.002	0.029	0.007	1.373
100241	10241	-1.194	-0.579	-1.194	-0.579	0.000	0.000	-0.069	-0.000
24	10241	1.196	0.609	1.194	0.579	0.002	0.029	0.007	1.372
26	100261	1.797	1.084	1.795	1.040	0.002	0.044	0.010	1.413
100261	10026	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10026	10263	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
10261	10263	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
26	10261	1.797	1.084	1.796	1.040	0.002	0.044	0.010	1.413
10261	102610	1.796	1.039	1.794	1.013	0.002	0.026	0.010	0.854
102610	1002610	1.794	1.013	1.794	1.013	0.000	0.000	0.106	0.000
100261	1002610	1.795	1.041	1.793	1.016	0.002	0.026	0.010	0.855
21	23	-9.366	-3.022	-9.394	-3.073	0.028	0.051	-0.049	-0.515
23	24	-11.701	-4.005	-11.738	-4.058	0.037	0.053	-0.061	-0.501
24	25	-14.153	-4.789	-14.252	-4.933	0.099	0.143	-0.074	-1.120
25	114	-16.459	-5.807	-16.488	-5.842	0.029	0.035	-0.085	-0.267
114	26	-16.488	-5.420	-16.597	-5.578	0.108	0.157	-0.085	-1.055
26	1152	-20.236	-7.201	-20.360	-7.477	0.124	0.275	-0.104	-1.183
1152	300	-20.360	-6.685	-20.450	-6.882	0.089	0.197	-0.103	-0.828
10051	100510	0.550	0.416	0.550	0.413	0.000	0.003	0.003	0.323
100510	10510	-3.837	-1.825	-3.837	-1.825	0.000	0.000	-0.216	-0.000
1051	10510	3.841	1.825	3.837	1.825	0.003	0.000	0.021	0.087
1051	1053	-0.954	-0.346	-0.954	-0.350	0.000	0.004	-0.005	-0.190
1053	10053	-0.954	-0.350	-0.954	-0.350	0.000	0.000	-0.015	-0.000
10051	10053	0.955	0.350	0.954	0.350	0.000	0.000	0.005	0.042
5	10051	1.506	0.795	1.505	0.767	0.001	0.029	0.008	1.026
5	1051	2.888	1.547	2.886	1.479	0.002	0.068	0.016	1.259
1061	10610	7.088	3.903	7.084	3.799	0.004	0.104	0.040	0.817
10610	100610	7.084	3.799	7.084	3.799	0.000	0.000	0.420	0.001
10061	100610	7.071	3.941	7.067	3.836	0.004	0.104	0.040	0.824
10061	10063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
10063	1063	0.008	-0.019	0.008	-0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
1061	1063	-0.008	0.019	-0.008	0.019	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6	1061	7.084	4.091	7.080	3.922	0.004	0.168	0.040	1.295
6	10061	7.083	4.090	7.079	3.922	0.004	0.168	0.040	1.295
17	504	9.750	5.664	9.732	5.638	0.017	0.025	0.057	0.286
4	10041	9.183	4.755	9.164	4.347	0.019	0.406	0.049	2.386
4	10042	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
12	11	-11.662	-5.371	-11.702	-5.445	0.040	0.073	-0.063	-0.623
16	10161	2.196	1.362	2.189	1.249	0.007	0.112	0.013	3.083
15	10151	2.497	1.333	2.488	1.199	0.009	0.134	0.014	3.075
11	108	-14.109	-5.822	-14.208	-6.003	0.099	0.180	-0.075	-1.259
11	1011	2.396	1.132	2.388	1.019	0.007	0.112	0.013	2.527
107	13	2.509	1.631	2.509	1.631	0.000	0.000	0.015	0.000
21	113	3.826	2.208	3.826	2.207	0.000	0.000	0.022	0.007
113	22	3.826	2.304	3.824	2.301	0.002	0.003	0.022	0.073
22	10221	3.803	2.269	3.795	2.060	0.008	0.208	0.022	3.149
10221	102210	3.795	2.060	3.788	1.939	0.008	0.121	0.022	1.902

10221	10223	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
23	10231	2.296	1.418	2.289	1.299	0.008	0.119	0.013	3.131
18	10181	2.497	1.342	2.488	1.209	0.009	0.133	0.014	3.064
19	10191	2.196	1.360	2.189	1.249	0.007	0.110	0.013	3.037
112	20	2.006	0.965	2.005	0.964	0.001	0.001	0.011	0.072
20	10201	1.994	1.054	1.989	0.969	0.006	0.084	0.011	2.415
21	10211	3.497	2.144	3.488	1.969	0.010	0.174	0.020	2.967
7	1071	2.598	1.398	2.588	1.259	0.009	0.138	0.014	3.057
17	10171	4.006	2.536	3.997	2.291	0.009	0.244	0.024	3.558
5	6	14.453	8.317	14.257	8.032	0.196	0.284	0.080	2.253
9	1091	2.195	1.288	2.189	1.189	0.007	0.098	0.012	2.639
13	100131	2.498	1.560	2.488	1.419	0.009	0.141	0.015	3.410
108	10	-14.208	-5.455	-14.210	-5.458	0.002	0.003	-0.074	-0.025
1	1001	2.396	1.271	2.388	1.159	0.007	0.111	0.013	2.628
10171	10173	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
25	10251	2.195	1.293	2.189	1.189	0.007	0.103	0.012	2.795
10171	101710	3.997	2.291	3.987	2.149	0.009	0.142	0.024	2.144
101	1	2.409	1.203	2.408	1.201	0.001	0.001	0.013	0.080
104	3	2.409	1.460	2.408	1.459	0.001	0.001	0.014	0.059
3	1003	2.397	1.481	2.388	1.359	0.008	0.121	0.014	3.049

---

## ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ  
ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год  
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.576 МВт / 391.047 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 43.900 МВт / 384.564 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.179 МВт / 1.569 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.206 МВт / 2.040 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.385 МВт / 3.609 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.676 МВт / 6.483 млн.кВт\*г (1.66%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
27		-27.523	-25.841	112.800	0.00
501		0.000	0.000	111.404	-0.34
502		0.000	0.000	110.391	-0.22
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
504		0.000	0.000	109.447	-0.09
501110		17.970	8.890	10.254	-3.99
5011102		0.000	0.000	10.255	-3.99
502110		8.480	4.110	10.263	-3.00
5021102		0.000	0.000	10.263	-3.00
503110		-8.000	0.000	10.554	4.14
5031102		0.000	0.000	10.554	4.14
504110		9.670	5.220	10.194	-3.32
5041102		0.000	-1.620	10.194	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр	Р <sub>к</sub> , МВт	Q <sub>к</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
27	501	23.730	23.927	23.575	23.492	0.154	0.433	0.172	1.398
501	502	5.502	13.375	5.425	13.264	0.076	0.110	0.075	1.012
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.218	0.000
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.264	-0.000
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
501	5011102	9.021	5.195	8.983	4.436	0.038	0.755	0.054	4.446
5011102	501110	8.983	4.436	8.982	4.436	0.000	0.000	0.563	0.001
501	501110	9.015	5.206	8.977	4.448	0.038	0.755	0.054	4.454
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.834	-3.416	0.000	0.000	-0.335	-0.000
504	5041102	4.851	2.122	4.834	1.797	0.018	0.324	0.028	3.043

## ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ  
ВСТАНОВЛЕННЯ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ НА СПОЖИВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.576 МВт / 391.047 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 43.900 МВт / 384.564 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.179 МВт / 1.569 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.206 МВт / 2.040 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.385 МВт / 3.609 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 0.676 МВт / 6.483 млн.кВт\*г (1.66%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
27		-27.523	-25.841	112.800	0.00
501		0.000	0.000	111.404	-0.34
502		0.000	0.000	110.391	-0.22
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
504		0.000	0.000	109.447	-0.09
501110		17.970	8.890	10.572	-3.99
5011102		0.000	0.000	10.573	-3.99
502110		8.480	4.110	10.581	-3.00
5021102		0.000	0.000	10.581	-3.00
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14
504110		9.670	5.220	10.510	-3.32
5041102		0.000	-1.620	10.510	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр	Р <sub>к</sub> , МВт	Q <sub>к</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
27	501	23.730	23.927	23.575	23.492	0.154	0.433	0.172	1.398
501	502	5.502	13.375	5.425	13.264	0.076	0.110	0.075	1.012
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.257	-0.000
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
501	5011102	9.021	5.195	8.983	4.437	0.038	0.755	0.054	4.446
5011102	501110	8.983	4.437	8.982	4.437	0.000	0.000	0.546	0.001
501	501110	9.015	5.206	8.977	4.448	0.038	0.755	0.054	4.454
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.833	-3.416	0.000	0.000	-0.325	-0.000
504	5041102	4.851	2.122	4.833	1.797	0.018	0.324	0.028	3.044

## ДОДАТОК З

## Результати розрахунку режимів максимальних навантажень з урахуванням етапності розвитку ЕМ

1 рік розвитку

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 16.967 МВт / 148630.890 тис.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 16.908 МВт / 148047.700 тис.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.020 МВт / 201.955 тис.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.020 МВт / 201.955 тис.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.000 МВт / 1.662 тис.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.038 МВт / 379.572 тис.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.039 МВт / 381.234 тис.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "1": 0.059 МВт / 583.190 тис.кВт\*г (0.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R <sub>п</sub> , МВт	Q <sub>п</sub> , МВАр	R <sub>к</sub> , МВт	Q <sub>к</sub> , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000

2 рік розвитку

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 18.381 МВт / 161.245 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 18.150 МВт / 158.994 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.060 МВт / 0.598 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.060 МВт / 0.598 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.028 МВт / 0.248 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.142 МВт / 1.405 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.170 МВт / 1.653 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "1": 0.231 МВт / 2.251 млн.кВт\*г (1.4%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14
502		0.000	0.000	110.391	-0.22



504				0.000	0.000	109.447	-0.09
502110				8.480	4.110	10.581	-3.00
5021102				0.000	0.000	10.581	-3.00
504110				9.670	5.220	10.510	-3.32
5041102				0.000	-1.620	10.510	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
17	504	9.744	4.025	9.728	4.001	0.016	0.024	0.055	0.253
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.257	-0.000
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504	5041102	4.851	2.122	4.833	1.797	0.018	0.324	0.028	3.044
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.833	-3.416	0.000	0.000	-0.325	-0.000

3 рік розвитку

## ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 44.490 МВт / 389.736 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 43.916 МВт / 384.128 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.290 МВт / 2.874 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.065 МВт / 0.573 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.218 МВт / 2.161 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.284 МВт / 2.734 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ "1": 0.574 МВт / 5.609 млн.кВт\*г (1.44%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
17		-8.967	7.089	109.700	0.00
503		0.000	0.000	110.104	-0.02
503110		-8.000	0.000	10.715	4.14
5031102		0.000	0.000	10.715	4.14
27		-27.523	-25.841	112.800	0.00
501		0.000	0.000	111.404	-0.34
502		0.000	0.000	110.391	-0.22
501110		17.970	8.890	10.572	-3.99
5011102		0.000	0.000	10.573	-3.99
504		0.000	0.000	109.447	-0.09
502110		8.480	4.110	10.581	-3.00
5021102		0.000	0.000	10.581	-3.00
504110		9.670	5.220	10.510	-3.32
5041102		0.000	-1.620	10.510	-3.32

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп,МВт	Qп,МВАр	Рк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I,кА	dU,кВ
503	17	4.805	8.524	4.785	8.495	0.020	0.030	0.051	0.404
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049

503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
27	501	23.730	23.927	23.575	23.492	0.154	0.433	0.172	1.398
501	502	5.502	13.375	5.425	13.264	0.076	0.110	0.075	1.012
501	501110	9.015	5.206	8.977	4.448	0.038	0.755	0.054	4.454
501	5011102	9.021	5.195	8.983	4.437	0.038	0.755	0.054	4.446
5011102	501110	8.983	4.437	8.982	4.437	0.000	0.000	0.546	0.001
502	503	-3.107	8.912	-3.131	8.878	0.024	0.034	-0.049	0.286
17	504	9.744	4.025	9.728	4.001	0.016	0.024	0.055	0.253
502	502110	4.251	2.323	4.237	2.055	0.015	0.267	0.025	3.240
502	5021102	4.253	2.320	4.238	2.052	0.015	0.267	0.025	3.236
502110	5021102	-4.238	-2.052	-4.238	-2.052	0.000	0.000	-0.257	-0.000
503	503110	-3.978	0.288	-3.998	-0.001	0.019	0.288	-0.021	0.045
503	5031102	-3.978	0.290	-3.997	0.001	0.019	0.288	-0.021	0.049
503110	5031102	3.997	-0.001	3.997	-0.001	0.000	0.000	0.215	0.000
504	504110	4.849	2.126	4.831	1.801	0.018	0.324	0.028	3.048
504	5041102	4.851	2.122	4.833	1.797	0.018	0.324	0.028	3.044
504110	5041102	-4.833	-3.416	-4.833	-3.416	0.000	0.000	-0.325	-0.000

-----

## ДОДАТОК И

Ілюстративна частина

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ДОСЛІДЖЕННЯМ СПОСОБІВ  
ПОКРАЩЕННЯ ЇХ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ